

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КУЗБАССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Т. Ф. ГОРБАЧЕВА»

Кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Методические указания и задания
по курсовому проектированию по дисциплине «Электрические
станции и подстанции» для студентов специальности
140211 «Электроснабжение» и направления 140400.62
профиля 140404 «Электроэнергетика»
всех форм обучения

Составитель В. И. Масорский

Утверждены на заседании кафедры
Протокол № 4 от 29.12. 2011
Рекомендованы к печати
учебно-методической комиссией
по специальности 140211
Протокол № 4 от 29.12. 2011

Электронная копия находится
в библиотеке КузГТУ

Кемерово 2012

1. ОБЪЕМ И ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТА

Курсовой проект по электрической части подстанций систем электроснабжения состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать:

1. Задание на курсовое проектирование;
2. Оглавление с указанием страниц каждого раздела;
3. Расчет электрической части подстанции;
4. Список используемой литературы (автор, название работы, место издания, издательство, год издания, количество страниц).

Раздел 3 расчетно-пояснительной записки следует выполнить в следующем объеме:

- 3.1. Определение суммарной мощности потребителей подстанции;
- 3.2. Выбор силовых трансформаторов;
- 3.3. Выбор схемы главных электрических соединений проектируемой подстанции;
- 3.4. Расчет рабочих токов;
- 3.5. Расчет токов короткого замыкания (к.з.);
- 3.6. Выбор электрических аппаратов:
 - 3.6.1. Выбор выключателей;
 - 3.6.2. Выбор разъединителей и короткозамыкателей;
 - 3.6.3. Выбор средств ограничения тока к.з.;
 - 3.6.4. Выбор измерительных трансформаторов;
 - 3.6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд ($T_{с.н.}$);
 - 3.6.6. Выбор шин;
 - 3.6.7. Выбор изоляторов;
- 3.7. Расчет заземляющего устройства;
- 3.8. Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты.

Графическая часть состоит из двух листов чертежей:

1. Принципиальная схема главных электрических соединений подстанции;
2. Конструкция подстанции.

Расчетно-пояснительная записка должна пояснять и обосновывать принятые решения в соответствии с окончательными результатами выполненных расчетов. Рекомендуется результаты расчетов представлять в пояснительной записке в виде таблиц, а выполненные по отдельным разделам расчеты выносить в приложения к пояснительной записке.

Записка должна содержать не более 50 страниц текста формата А4 (210×297) и оформляется согласно действующему ГОСТу. Расчетные схемы, рисунки, таблицы размещаются в тексте или на отдельных листах того же формата.

Графическая часть должна оформляться в соответствии с ЕСКД и выполняться на листах формата А1 (594×841).

Записка и чертежи подписываются проектантом, проверяются и подписываются руководителем проектирования, допускающим проект к защите. Студент защищает выполненный проект перед назначенной кафедрой комиссией.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Исходные данные для проектирования по вариантам представлены в табл. 2.1. Считать, что все потребители проектируемой подстанции относятся к I и II категориям по надежности электроснабжения.

1. Сведения о энергосистеме:

U_c – напряжение системы, которое соответствует стороне высшего напряжения (ВН) подстанции;

S_c – мощность системы;

X_c – реактивное сопротивление системы в относительных единицах;

n_c – число линий связи с системой;

ℓ – длина линий связи.

2. Сведения о нагрузке потребителей, присоединенных на стороне среднего и низшего напряжений (СН и НН) подстанции:

Таблица 2.1

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ															
№ задания	ЭНЕРГОСИСТЕМА					НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ									
						НА СТОРОНЕ СН					НА СТОРОНЕ НН				
	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Реактивное сопротивление, о.е.	Линии связи, шт.	Длина линий, км	$U_{сн}$, кВ	Число и мощность линий, шт.×МВт	$K_{мп}$	Cos φ	T_{max} ч	$U_{нн}$, кВ	Число и мощность линий, шт.×МВт	$K_{мп}$	Cos φ	T_{max} ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	110	200	0,5	2	50	35	2×15	0,8	0,8	5000	6	4×5	0,8	1	5500
												3×4	0,9	0,8	5000
2	110	250	0,6	2	60	–	–	–	–	–	10	3×5	0,8	0,8	6500
												4×4	0,7	0,7	6000
3	220	500	0,6	4	120	35	4×10	0,9	0,8	6000	10	4×3	0,9	1,0	6000
												3×5	0,8	0,9	6200
4	110	300	0,4	2	80	–	–	–	–	–	6	3×4	0,8	0,8	6000
												4×3	0,7	1,0	5500
5	220	600	0,5	3	100	35	3×12	0,7	0,8	7000	10	3×4	0,8	0,9	6000
												4×5	0,7	1,0	6500
6	110	500	0,6	4	160	–	–	–	–	–	6	2×6	0,7	1,0	7000
												4×3	0,7	0,8	6000
7	220	600	0,7	4	180	35	3×15	0,8	0,8	7000	10	3×5	0,8	0,8	6500
												4×4	0,7	0,8	6000

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8	110	350	0,7	4	150	35	2×16	0,7	0,8	7000	6	3×3	0,8	1,0	6000
												4×3	0,8	0,8	5500
9	110	400	0,5	2	70	—	—	—	—	—	6	4×4	0,7	1,0	7000
												3×3	0,8	0,8	6000
10	110	420	0,7	2	90	—	—	—	—	—	10	3×5	0,9	0,8	7000
												4×3	0,8	0,9	6000
11	110	380	0,4	2	80	—	—	—	—	—	6	2×4	0,7	0,9	6000
												5×3	0,8	0,8	6500
12	110	475	0,5	3	140	35	3×10	0,8	0,8	7000	6	3×4	0,8	1,0	6700
												4×2	0,7	0,9	6400
13	110	200	0,8	2	100	—	—	—	—	—	10	3×8	0,7	0,9	7500
												4×4	0,6	0,8	7000
14	110	510	0,3	2	100	—	—	—	—	—	10	6×3	0,9	0,8	6000
												4×4	0,8	0,9	6500
15	110	250	0,6	4	200	35	3×10	0,8	0,8	7000	6	3×4	0,8	0,9	6000
												5×2	0,7	1,0	6300
16	110	320	0,3	2	90	—	—	—	—	—	10	3×5	0,8	0,9	5500
												4×4	0,7	0,8	5800
17	220	400	0,6	2	130	35	2×10	0,7	0,7	6000	10	6×3	0,7	0,8	5500
18	110	350	0,5	2	140	35	2×15	0,9	0,8	7000	6	6×3	0,9	0,7	7000
19	220	750	0,8	4	210	35	3×12	0,8	0,8	7500	10	5×4	0,8	0,7	6000
20	220	700	0,7	2	130	—	—	—	—	—	10	4×5	0,7	0,8	7000
												3×4	0,9	0,7	6000
21	220	650	0,7	2	120	35	3×8	0,7	0,8	6500	10	6×3	0,7	0,9	6000
22	220	600	1,0	4	200	35	3×10	0,8	0,8	7000	6	5×4	0,9	1,0	6600
23	110	600	1,0	4	240	35	4×8	0,7	0,8	6000	6	3×5	0,8	1,0	5500

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
24	110	500	0,8	4	220	35	4×7	0,7	0,8	6000	6	5×3	0,7	0,7	6000
25	110	450	0,7	2	100	35	3×10	0,7	0,8	6000	10	6×3	0,8	0,8	5500
26	220	650	0,7	4	120	35	2×10	0,7	0,7	7000	10	6×3	0,8	0,9	5500
27	110	500	0,6	2	75	35	2×12	0,8	0,8	6500	10	4×5	0,9	0,7	6500
28	110	400	0,8	4	100	35	2×15	0,7	0,8	7000	6	4×4	0,8	0,8	6000
29	110	450	0,9	2	60	–	–	–	–	–	6	3×3	0,9	1,0	6000
												4×2	0,8	0,9	5500
30	220	750	0,5	2	120	35	2×20	0,8	0,8	6500	6	5×4	0,7	0,9	5000
31	220	800	0,4	4	300	35	3×20	0,9	0,8	7000	10	6×4	0,8	0,9	6000
32	220	600	0,4	2	200	35	3×15	0,7	0,8	7000	6	4×4	0,7	0,8	6500
33	220	900	0,5	2	160	35	4×15	0,8	0,9	6500	10	4×5	0,7	0,8	6000
34	220	700	0,5	2	170	–	–	–	–	–	6	4×6	0,8	1,0	5500
												6×5	0,9	0,9	6000
35	110	980	0,6	2	200	35	3×10	0,8	0,8	7000	6	6×3	0,7	0,9	6000
36	110	600	0,6	2	200	35	3×15	0,9	0,8	6000	6	6×4	0,8	0,9	6500
37	110	700	0,6	4	300	35	4×20	0,8	0,8	7000	10	6×5	0,8	0,9	7000
												8×3	0,7	0,8	6000
38	110	900	0,8	2	150	35	4×10	0,8	0,8	7000	6	6×4	0,8	0,9	6000
39	110	800	0,6	2	140	–	–	–	–	–	6	5×6	0,8	0,9	6000
												5×4	0,8	0,8	5500
40	220	960	0,6	2	150	35	3×20	0,7	0,8	6500	10	6×4	0,8	0,9	6000
41	220	820	0,5	2	180	35	3×24	0,8	0,8	7000	6	5×4	0,8	0,9	6000
42	220	850	0,5	4	400	35	4×18	0,7	0,8	7000	6	6×3	0,8	0,9	6500
43	220	880	0,5	4	300	35	4×20	0,7	0,8	6500	10	8×4	0,8	0,9	6000
44	220	800	0,7	2	170	–	–	–	–	–	10	4×6	0,8	0,8	7000
												6×3	0,7	0,9	6000
45	330	900	0,6	3	160	10	4×5	0,7	0,8	6500	6	5×4	0,8	0,9	6000

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
46	220	800	0,8	3	300	35	3×20	0,8	0,8	6500	6	8×3	0,8	0,9	6000
47	220	950	0,7	3	180	35	4×15	0,7	0,8	7000	6	6×4	0,8	0,9	6500
48	220	980	0,8	3	190	10	5×10	0,8	0,8	6500	6	6×3	0,7	0,9	6000
49	220	900	0,7	4	440	110	3×30	0,7	0,8	6500	10	8×4	0,8	0,9	6000
50	220	850	0,8	4	300	110	2×50	0,8	0,8	7000	10	6×5	0,7	0,9	6000
51	330	850	0,6	3	100	35	4×15	0,8	0,8	7000	6	7×5	0,7	0,8	6000
52	110	800	0,4	3	150	35	3×15	0,7	0,8	7000	6	8×3	0,8	0,9	6000
53	330	950	0,5	3	120	35	3×15	0,7	0,8	6000	6	7×3	0,8	0,8	6500
54	220	600	0,6	4	360	35	4×20	0,8	0,7	6500	6	8×4	0,8	0,9	6000
55	110	550	0,5	3	80	35	3×20	0,8	0,8	7000	10	5×4	0,7	0,8	6500
56	500	900	0,7	3	210	35	3×20	0,7	0,8	6000	10	6×4	0,8	0,9	6500
57	110	600	0,6	3	130	10	5×6	0,8	0,8	6500	6	5×3	0,7	0,9	6000
58	220	800	0,9	4	360	110	4×40	0,8	0,8	7000	6	8×4	0,7	0,9	6000
59	220	900	0,8	4	175	110	3×50	0,7	0,8	7000	10	8×4	0,8	0,8	6500
60	500	900	0,7	3	200	35	4×15	0,8	0,8	7000	10	9×3	0,7	0,8	6000

$U_{сн}, U_{нн}$ – уровни среднего и низшего напряжения подстанции;

n, P – число и мощность линий;

$K_{мп}$ – коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

T_{max} – продолжительность использования максимальной нагрузки.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

3.1. Определение суммарной мощности потребителей подстанции

Расчет потребных мощностей нагрузок следует производить по любому из известных методов расчета. Так как этот раздел в настоящем курсе является вспомогательным, предназначенным только для выбора мощности силовых трансформаторов, потребную мощность можно определить с использованием коэффициента несовпадения максимумов нагрузки потребителей.

Суммарная активная мощность на стороне НН (СН)

$$P_{нн} = n_{нн} P_{нн} K_{мп}, \quad (1)$$

где $n_{нн}, P_{нн}, K_{мп}$ – параметры потребителей на стороне НН подстанции.

Полная мощность на стороне НН

$$S_{нн} = \frac{P_{нн}}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителей на НН.

Реактивная мощность на стороне НН

$$Q_{нн} = S_{нн} \sin \varphi. \quad (3)$$

Аналогично по формулам (1-3) определяется суммарная мощность на стороне СН подстанции (если она имеется).

Суммарная мощность на стороне ВН

$$P_{вн} = P_{сн} + P_{нн}; \quad Q_{вн} = Q_{сн} + Q_{нн}; \quad S_{вн} = \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2}. \quad (4)$$

3.2. Выбор силовых трансформаторов

На понижающих подстанциях возможна установка одного, двух и более трансформаторов. Решение этого вопроса в основном определяется наличием потребителей повышенных категорий и технико-экономическим сравнением вариантов.

Однотрансформаторные подстанции проектируют при:

а) питания неответственных потребителей 3^й категории при условии, что замена поврежденного трансформатора или его ремонт производятся в течение не более одних суток;

б) питания потребителей второй категории при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или другого резервного источника;

в) небольшой мощности потребителей первой категории и наличии резервных источников на стороне НН.

Применение однотрансформаторных подстанций имеет место в сетях напряжением 35-110 кВ, на напряжение 220 кВ и выше однотрансформаторные подстанции, как правило, могут рассматриваться лишь как очередь подстанции с последующей установкой еще одного или более в соответствии с динамикой роста нагрузки.

Наиболее часто на подстанциях устанавливаются два трансформатора (автотрансформатора). В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное питание даже при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Установка трех и более трансформаторов (автотрансформаторов) возможна на подстанциях промышленных предприятий в тех случаях, когда толчковую нагрузку необходимо выделить на отдельный трансформатор. На крупных узловых подстанциях возможна установка трех-четырёх трансформаторов, если мощность двух трансформаторов по существующей шкале оказывается недостаточной. Номинальная мощность каждого трансформатора двух-

трансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции; при установке двух трансформаторов мощность каждого из них должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей первой и второй категорий.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [4] разрешают перегрузку трансформаторов сверх номинальной на 40 % на время общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при коэффициенте заполнения графика нагрузки не выше 0,75. При этих параметрах номинальная мощность каждого трансформатора определяется из условия

$$S_{nm} \geq S_p = (0,65 \div 0,7)S_{вн}, \quad (5)$$

где S_{nm} – номинальная мощность трансформатора, МВА; S_p – расчетная мощность.

Трансформатор, выбранный по условию (5), обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора $(0,8 \div 0,7)S_{nm}$, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспечивает питание потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой аварийной перегрузки на 40 %. Потребители 3^й категории во время максимума энергопотребления должны быть отключены. Более подробно выбор номинальной мощности трансформаторов на подстанции изложен в [3, 7].

В расчетно-пояснительной записке проекта необходимо представить таблицу технических данных выбранных трансформаторов.

3.3. Выбор схемы главных электрических соединений подстанции

Исходя из условий задания проектировщик должен:

- 1) составить структурную схему подстанции;

- 2) выбрать схемы распределительных устройств высшего напряжения (РУВН), среднего (РУСН) (если оно предусмотрено) и низшего (РУНН);
- 3) составить упрощенную принципиальную схему всей подстанции.

На выбор схемы подстанции оказывает влияние расположение данной подстанции в энергосистеме. В зависимости от положения подстанции в системе и по схеме ее питания на стороне ВН подстанции могут быть разделены на следующие типы: тупиковая (концевая), проходная (транзитная) и узловая, которая может быть одновременно и проходной.

Самые высокие требования предъявляются к узловым подстанциям. Выход из работы таких подстанций может привести к распаду энергосистемы. Аналогичные требования – к проходным подстанциям, хотя здесь последствия могут быть значительно меньше.

Схема подстанции определяется в основном тремя факторами:

- 1) назначением подстанции (ее типом) и категорией электропотребителей по степени бесперебойности электроснабжения [1, 2, 7, 8];

- 2) числом отходящих линий повышенного напряжения;

- 3) числом установленных силовых трансформаторов.

Схемы электрических соединений подстанции на высшем напряжении выбираются из следующих условий.

Тупиковые подстанции. Вследствие высокой стоимости трансформаторной ячейки с выключателем (в 5÷10 раз) по сравнению со стоимостью ячейки без выключателя для потребительских подстанций характерно применение упрощенных схем на высоком напряжении.

К упрощенным относятся блочные схемы линия-трансформатор, являющиеся наиболее простыми и экономичными. Подстанции по упрощенным схемам в ряде случаев могут выполняться комбинированными, где наряду с разъединителями на стороне ВН могут устанавливаться один или два выключателя.

Проходные подстанции. Сетевые подстанции этой категории должны сооружаться с числом выключателей, как правило, меньшим или равным числу присоединений.

Главные схемы электрических соединений на высшем напряжении 110-220 кВ: мостик с рабочей и резервной перемычками, четырехугольник, расширенный четырехугольник, одна рабочая секционированная система шин с обходной.

На напряжение 220, 330 и 500 кВ находят применение схемы четырехугольника, расширенного четырехугольника, одна рабочая секционированная с обходной и две рабочие секционированные с обходной.

Узловые подстанции. Обычно сооружаются с числом выключателей большим числа присоединений. В современных схемах на высшем напряжении, как правило, должны применяться элементы блока шины-трансформатор. Для системы узловых подстанций единственно правильным принципом построения схемы является принцип многократного присоединения линий, при котором сохраняется устойчивость электропередачи, что является основным требованием, предъявляемым к системным подстанциям. В схеме с многократным присоединением линий в случае отказа выключателя или повреждения другого аппарата схемы не должны выпадать линии, кроме той, к которой присоединен отказавший выключатель.

На узловых подстанциях напряжением 110 и 220 кВ при числе линий более 5 наиболее часто применяется типовая схема в виде двойной системы шин с обходной развилкой из разъединителей, с однократным присоединением линий и трансформаторов. При числе линий до четырех применяются схемы с одной рабочей секционированной системой шин, с совмещенными секционным и обходным выключателями; при числе линий от пяти до восьми устанавливаются отдельно секционный и обходной выключатели.

В сетях 500 кВ нашли применение кольцевые схемы (треугольник, четырехугольник, пятиугольник, шестиугольник), а также схемы связанных многоугольников, с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение, с тремя выключателями на два

присоединения (полупортная схема), с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3).

Схемы всех подстанций на среднем напряжении определяются, главным образом, числом отходящих линий. Средним напряжением может быть 35, 150, 220 и 330 кВ. Если число линий на напряжение 110 и 220 кВ равно двум (четырем), применяют одиночную секционированную систему шин, при четырех-восьми линиях – одиночную секционированную систему шин с обходной (при четырех линиях обходной и секционный выключатель совмещены, а при восьми – устанавливаются отдельные выключатели). Если количество линий достигает пяти-тринадцати, – двойная система шин с обходной, при большем количестве линий – две секционированные системы шин с обходной.

На напряжение до 35 кВ при количестве линий более пяти рекомендуется применять одиночную секционированную и двойную систему шин (при наличии специального обоснования).

При выборе схемы на стороне низшего напряжения определяющим является вопрос об ограничении токов к.з. В основном используются схемы с одиночной секционированной системой шин, а наличие расщепленных обмоток или сдвоенных реакторов увеличивает число секций до четырех, а иногда даже до восьми.

3.4. Расчет рабочих токов

Продолжительные рабочие токи определяются для выбора аппаратов и проводников. Различают рабочие токи нормального режима, а также утяжеленного (ремонтного, аварийного, послеаварийного). Для выбора аппаратуры следует ориентироваться на утяжеленный режим работы, получая максимальные рабочие токи.

Расчетные токи сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемые из каталогов и справочников.

Рабочие токи сборных шин и аппаратов зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного расположения на распредели-

тельных устройствах (РУ), от вида сборных шин, а также от режима работы установки.

Для расчета рабочих токов обычно применяют формулы:

1) рабочий ток фидеров

$$I_{раб.ф.} = \frac{P_{н.ф.}}{\sqrt{3}U_{н.ф.} \cos \varphi_{\phi}}, \text{ кА},$$

где $P_{н.ф.}$ – номинальная мощность фидера, МВт; $U_{н.ф.}$ – номинальное напряжение фидера (потребителя), кВ; $\cos \varphi_{\phi}$ – коэффициент мощности потребителя.

2) рабочий ток цепи секционного выключателя рассчитывают как ток наиболее загруженной секции сборных шин

$$I_{раб.с.} = \frac{\Sigma P_{н.ф.}}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi_{ср.вз}},$$

где $\Sigma P_{н.ф.}$ – сумма мощностей потребителей наиболее загруженной секции сборных шин, МВт; U_n – номинальное напряжение группы токоприемников, кВ; $\cos \varphi_{ср.вз}$ – средневзвешенное значение коэффициентов мощности группы токоприемников

$$\cos \varphi_{ср.вз} = \frac{P_{н1} \cos \varphi_{\phi1} + P_{н2} \cos \varphi_{\phi2} + \dots + P_{нn} \cos \varphi_{\phi n}}{P_{н1} + P_{н2} + \dots + P_{нn}},$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – номинальные мощности отдельных токоприемников (фидеров); $\cos \varphi_{\phi1}$, $\cos \varphi_{\phi n}$ – коэффициенты мощности отдельных фидеров.

3) рабочий ток вводов РУ и сборных шин

$$I_{раб.в.} = \frac{\Sigma P_{н.РУ}}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi_{ср.вз.РУ}}, \text{ кА},$$

где $\Sigma P_{н.РУ}$ – суммарная номинальная мощность всех присоединений РУ; $\cos \varphi_{ср.вз.РУ}$ – средневзвешенное значение коэффициентов мощности всех присоединений РУ.

4) максимальный рабочий ток распределительного устройства высшего напряжения определяют исходя из полной загрузки силового трансформатора и допустимой перегрузки аварийного режима

$$I_{\text{раб.ВН}} = \frac{1,4S_{\text{н.м}}}{\sqrt{3}U_{\text{н.ВН}}},$$

где 1,4 – кратность максимальной перегрузки в аварийном режиме; $S_{\text{н.м}}$ – номинальная мощность силового трансформатора; $U_{\text{н.ВН}}$ – номинальное напряжение РУВН.

3.5. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. выполняют для проверки аппаратуры на отключающую способность и динамическую стойкость, для проверки на термическую устойчивость шин распределительных устройств. Для этих целей в соответствующих точках схемы подстанции определяются наибольшие токи к.з. (трехфазные).

Наиболее подробно расчет токов к.з. рассматривается в курсе «Переходные процессы СЭС», в данном проекте расчет можно выполнить в следующем порядке:

- для рассматриваемой подстанции составляется расчетная схема;
- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;
- путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенным значением результирующей ЭДС, были связаны с точкой к.з. одним результирующим сопротивлением;
- зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока к.з., затем – ударный ток и, при необходимости, периодическую и апериодическую составляющие тока к.з. для заданного момента времени.

Проектируемые подстанции питаются от мощных энергосистем по линиям напряжением 500, 220, 110 кВ. Так как короткие замыкания в распределительных сетях подстанции для генераторов энергосистемы являются удаленными, то амплитуда периодической составляющей тока к.з. не затухает.

Под расчетной схемой подстанции понимают упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток к.з. и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

На расчетной схеме обычно указываются: напряжение шин разного уровня, тип трансформаторов, их мощность и напряжение к.з., намечают точки, в которых предполагается к.з.

Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

Для расчета значений токов к.з. при трехфазном к.з. составляется схема замещения для одной фазы, поскольку все фазы цепи находятся в одинаковых условиях.

Параметры расчетной схемы могут быть выражены в именованных или относительных единицах. Рассчитывать токи к.з. рекомендуется в относительных единицах, для этого необходимо предварительно привести все сопротивления элементов схемы замещения к одним и тем же базовым условиям. В базовую систему величин должны входить базовая мощность S_{σ} , базовое напряжение U_{σ} , базовый ток I_{σ} , связанные выражением мощности для трехфазной системы $S_{\sigma} = \sqrt{3}I_{\sigma}U_{\sigma}$. При этом произвольно можно задаваться только двумя базовыми величинами. Обычно удобно задаваться базовыми значениями мощности и напряжения и по ним уже определять базовый ток $I_{\sigma} = S_{\sigma} / \sqrt{3}U_{\sigma}$ и базовое сопротивление $X_{\sigma} = U_{\sigma} / \sqrt{3}I_{\sigma}$. Базовые условия следует выбирать, учитывая удобство проведения расчетов. Так, за базовую мощность принимают 100, 1000 или 10000 МВА, а иногда часто повторяющуюся в схеме

мощность отдельных элементов. За базовое напряжение удобно принимать соответствующее среднее напряжение.

Сопротивление обмоток силовых трансформаторов [2] следует рассчитывать по выражениям с использованием паспортных данных:

для двухобмоточных трансформаторов

$$X_m \% = U_{кВ-H} \%;$$

для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$X_{mB} \% = 0,5(U_{кВ-H} \% + U_{кВ-C} \% - U_{кС-H} \%)$$

$$X_{mC} \% = 0,5(U_{кВ-C} \% + U_{кС-H} \% - U_{кВ-H} \%)$$

$$X_{mH} \% = 0,5(U_{кВ-H} \% + U_{кС-H} \% - U_{кВ-C} \%)$$

для трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками

$$X_{mB} \% = 0,125U_{кВ-H} \%$$

$$X_{mH1} \% = X_{mH2} \% = 1,75U_{кВ-H} \%$$

Приведенные значения сопротивлений рассчитываются по формулам табл. 3.1 и указываются на схеме замещения. Каждому сопротивлению схемы присваивается определенный номер (символ), который сохраняется до конца расчета.

После того как схема замещения составлена и определены сопротивления всех элементов, она преобразуется к наиболее простому виду. Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту к.з. При этом используются известные правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно, многоугольника в многолучевую звезду и т. п.

Определение начального значения периодической составляющей тока и мощности к.з. следует проводить по формулам

$$I_{n.o} = \frac{E^*}{X_{*рез}} I_{\bar{6}}; \quad S_k = \frac{S_{\bar{6}}}{X_{*рез}};$$

где E_*'' – относительная сверхпереходная ЭДС системы (может быть принята равной 1); $I_{\bar{o}}$ – базисный ток, кА; $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВ·А; $X_{*рез}$ – результирующее сопротивление сети до точки к.з.

Таблица 3.1

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы	Относительные единицы
Энергосистема	S_{κ}	$X = U_{\bar{o}}^2 / S_{\kappa}$	$X_* = S_{\bar{o}} / S_{\kappa}$
	$I_{откл.н}$	$X = \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} I_{откл.н} U_{cp}}$	$X_* = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{откл.н} U_{cp}}$
	$X_{*c(ном)}$ $S_{ном}$	$X = X_{*c(ном)} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}}$	$X_* = X_{*c(ном)} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}$
Трансформатор	$X_m \%$ $S_{ном}$	$X = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}}$	$X_* = \frac{X_m \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}$
Реактор	X_p	$X = X_p \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{cp}^2}$	$X_* = X_p \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}$
Линии электропередачи	$X_{y\partial}$ ℓ	$X = X_{y\partial} \ell \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{cp}^2}$	$X_* = X_{y\partial} \ell \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}$

Поскольку ударный ток имеет место через 0,01 с после начала к.з., то его значение определяется:

$$i_y = \sqrt{2} I_{н.о.} K_y,$$

где K_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з. (T_a):

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a}.$$

Если к.з. произошло на некотором удалении от генераторов, то для каждой ветви результирующей схемы замещения постоянная времени T_a может быть найдена по выражению

$$T_a = X_{рез} / \omega r_{рез},$$

где $X_{рез}$ и $r_{рез}$ – соответственно результирующее индуктивное и активное сопротивление цепи к.з.

Для упрощения можно не рассчитывать T_a , а воспользоваться значениями T_a и K_y , приведенными в табл. 3.2 для характерных точек электросетей.

Апериодический ток к моменту размыкания контактов

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{н.о} e^{-\tau/T_a},$$

где τ – отрезок времени от момента к.з. до начала размыкания контактов:

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.},$$

где $t_{р.з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с; $t_{с.в.}$ – собственное время трогания контактов выключателя, с.

В зависимости от быстродействия выключателя $t_{с.в.}$ принимает следующие значения: при времени полного отключения выключателя 0,16 с $t_{с.в.} = 0,08$ с, при 0,06 с – 0,04 с, при 0,04 с – 0,02 с.

Результаты расчета $X^*_{рез}, I_{н.о}, S_K, i_y, i_{a\tau}$ в зависимости от точки к.з. должны быть сведены в таблицу записки.

3.6. Выбор электрических аппаратов

При выборе выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей необходимо представить подробные расчеты для одного из присоединений, и результаты выбора свести в таблицы сопоставления паспортных и расчетных данных. По остальным присоединениям достаточно привести только таблицы сопоставления паспортных и расчетных данных.

При выборе аппаратов РУ следует:

1. Исключить установку аппаратов, снятых с выпуска;
2. Применять аппараты с наилучшими техническими и экономическими параметрами;

Таблица 3.2

Элементы или части энергосистемы	T_a, c	K_y
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт		
100-200	0,26	0,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением, кВ		
35	0,02	1,608
110-150	0,02-0,03	1,608-1,717
220-330	0,03-0,04	1,717-1,78
500-750	0,06-0,08	1,85-1,895
Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, где рассматривается к.з., через трансформаторы мощностью, МВ·А в единице		
80 и выше	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,904
5,6-32	0,02-0,05	1,6-1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А		
1000 и выше	0,23	1,956
630 и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети напряжением 6-10 кВ	0,01	1,369

3. Стремиться к однотипности аппаратов на РУ.

3.6.1. Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он должен быть способен коммутировать электрические цепи как в номинальных, так и в аварийных режимах.

Поэтому выключатели выбирают по допустимому уровню напряжения (по уровню изоляции), по длительному нагреву максимальным рабочим током и проверяют по отключающей способности, на динамическую и термическую устойчивость токам к.з.

1. Выбор по допустимому уровню напряжения (по уровню изоляции)

$$U_{уст} \leq U_n,$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение проектируемой установки (распределительного пункта); U_n – номинальное (каталожное) напряжение выбираемого выключателя.

2. Выбор по длительному нагреву максимальным рабочим током

$$I_{раб.мах} \leq I_n,$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток выключателя; I_n – номинальный (каталожный) ток выбираемого выключателя.

3. Проверка по отключающей способности. Так как наиболее тяжелым режимом отключения является отключение к.з., то проверку проводят

$$I_{н.о} \leq I_{откл.н},$$

где $I_{н.о}$ – начальное значение периодической составляющей тока к.з.; $I_{откл.н}$ – номинальный (каталожный) ток отключения проверяемого выключателя.

4. Проверка на электродинамическую устойчивость токам к.з. необходима для проверки выключателя на механическую прочность в режиме к.з.

$$i_y \leq i_{np.c},$$

где i_y – ударный ток режима к.з.; $i_{np.c}$ – каталожное значение предельного сквозного тока выбираемого выключателя.

5. Проверка на термическую устойчивость (тепловой импульс тока к.з.)

$$B_{к.рас.} \leq B_{к.н.},$$

где $B_{к.рас.} = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_a)$ – расчетное значение теплового импульса в период к.з.; $t_{откл} = t_{р.з} + t_{о.в}$ – длительность к.з.; $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты; $t_{о.в}$ – время отключения выключателя; T_a – постоянная времени затухания периодической составляющей тока к.з.; $B_{к.н.} = I_m^2 t_m$ – номинальное значение теплового импульса выбираемого выключателя; I_m, t_m – номинальные значения тока и времени термической стойкости выключателя.

Если выбранный выключатель не проходит по отключающей способности, электродинамической и термической устойчивости, следует ограничивать ток к.з. дополнительными мерами (см. п. 3.6.3).

Результаты расчета и выбора всех выключателей сводить в табличную форму (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя ...	Условия выбора
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.мах}$	I_n	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$I_{н.о}$	$I_{откл.н}$	$I_{н.о} \leq I_{откл.н}$
i_y	$i_{np.c}$	$i_y \leq i_{np.c}$
$B_{к.рас}$	$B_{кн}$	$B_{к.рас} \leq B_{кн}$

3.6.2. Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Кроме того, короткозамыкатель принимается без выбора по нагреву рабочим током.

Результаты расчета и выбора всех разъединителей, отделителей и короткозамыкателей сводить в табличную форму (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Расчетные величины	Каталожные данные аппарата ...	Условия выбора
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.маx}$	I_n	$I_{раб.маx} \leq I_n$
i_y	$i_{нр.с}$	$i_y \leq i_{нр.с}$
$B_{к.рас.}$	$B_{кн}$	$B_{к.рас.} \leq B_{кн}$

Расчетные величины для разъединителей те же, что и для выключателей, в цепях которых они установлены.

3.6.3. Выбор средств ограничения тока короткого замыкания

Величина токов к.з. влияет на стоимость аппаратуры, устанавливаемой в распределительных устройствах. В сетях 6-10 кВ токи к.з. особенно влияют на электродинамическую, термическую устойчивость, поэтому при выборе главной схемы электрических соединений подстанции необходимо предусматривать меры по ограничению токов к.з. до величины, позволяющей применить экономически выгодные аппараты и сечения токоведущих частей. При этом, как правило, повышается надежность электроснабжения.

Одним из основных мероприятий по ограничению токов к.з. [2, 1] является использование раздельной работы секций шин трансформаторной подстанции при наличии средств подстанционной автоматики (АВР на секционном выключателе). Другим мероприятием по ограничению токов к.з. является использование линейных реакторов на отходящих присоединениях или в цепи трансформатор – сборные шины подстанции.

Реакторы выбираются по уровню допустимого напряжения, нагреву рабочим током, величине требуемого индуктивного сопротивления. Выбранный реактор проверяется по допустимому падению напряжения в номинальном режиме и на электродинамическую и термическую устойчивость токам к.з. Результаты расчета, выбора и проверки реакторов следует сводить в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Расчетные величины	Каталожные данные реактора ...	Условия выбора и проверки
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.маx}$	I_n	$I_{раб.маx} \leq I_n$
$X_p^{треб}$	$X_{нр}$	$X_p^{треб} \leq X_{нр}$
ΔU_p	$\Delta U_{p.доп} = 5\%U_n$	$\Delta U_p \leq \Delta U_{доп}$
i_y	$i_{нр.с}$	$i_y \leq i_{нр.с}$
$B_{к.рас}$	$B_{кн}$	$B_{к.рас} \leq B_{кн}$

Выбор реактора по уровню допустимого напряжения, нагреву рабочим током и проверки на электродинамическую и термическую устойчивость проводятся с использованием каталожных данных реакторов по методике, аналогичной выбору и проверке выключателя.

Выбор реактора по индуктивному сопротивлению сводится к расчету требуемого сопротивления реактора ($X_p^{треб}$), позволяющему ограничить ток к.з. до нужного значения

$$X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез},$$

где $X_{рез} = U_n / \sqrt{3}I_{н.о}$ – результирующее сопротивление цепи к.з. без реактора; $X_{рез}^{треб} = U_n / \sqrt{3}I_{н.о.треб}$ – требуемое сопротивление цепи к.з. для обеспечения требуемого (сниженного) значения периодической составляющей тока к.з. $I_{н.о.треб}$.

Падение напряжения на реакторе при номинальной нагрузке (ΔU_p) не должно превышать допустимого уровня ($\Delta U_{p.дон}$), равного 5 % U_n .

$$\Delta U_p \% = X_{нр} \% \frac{I_{раб.маx}}{I_{нр}} \sin \varphi ,$$

где $X_{нр}$, $I_{нр}$ – номинальные индуктивное сопротивление и ток реактора; φ – фазный угол нагрузки.

В некоторых каталогах индуктивное сопротивление реактора дается не в процентах, а в омах, либо в относительных единицах (о.е.). Перевод в проценты проводится по выражениям:

$$X_{нр*} = \frac{X_p \%}{100}, \text{о.е.}; \quad X_p = X_{нр*} \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{нр}}, \text{Ом.}$$

3.6.4. Выбор измерительных трансформаторов

Питание всех токовых измерительных приборов осуществляется от трансформаторов тока (ТА). Используются ТА с несколькими сердечниками: один или несколько соответствующего класса точности для питания измерительных приборов, другие – для релейных защит.

Трансформаторы тока могут устанавливаться в 2-х или 3-х фазах. Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются на сборных шинах. К ним присоединяются параллельные катушки измерительных приборов на подстанции.

Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по уровню допустимого напряжения, нагреву рабочим током и по требуемому классу точно-

сти, проверяются по электродинамической и термической стойкости токам к.з.

Выбор по уровню напряжения и нагреву рабочим током аналогичен выбору выключателя. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, т. к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

При выборе ТА по классу точности необходимо:

- 1) определить необходимый класс точности ТА;
- 2) задаться номинальным вторичным током ТА (I_2);
- 3) выполнить условие

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

где Z_2 – вторичная (расчетная) нагрузка ТА. $Z_2 \cong R_2$, т. к. индуктивное сопротивление токовых цепей мало; $Z_{2н}$ – номинальная (каталожная) нагрузка ТА в требуемом классе точности.

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт}; \quad R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

где $R_{приб}$, $S_{приб}$ – сопротивление и мощность измерительных приборов; $R_{конт}$ – сопротивление контактов вторичной цепи ТА, $R_{конт} = 0,05$ Ом при 2 ÷ 3 приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов; I_2 – номинальный вторичный ток ТА (1А или 5А).

Для расчета $S_{приб}$ рекомендуется табличная форма записи (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка ТА от приборов ($S_{приб}$)		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
Счетчик активной мощности	И-670и	2,5		2,5
ИТОГО:		2,6	0,1	2,6

Сопротивление монтажных проводов ($R_{\text{пров}}$) вторичных цепей ТА зависит от расчетной их длины ($\ell_{\text{рас}}$), площади сечения (q) и удельного сопротивления материала провода ρ :

$$R_{\text{пров}} = \rho \frac{\ell_{\text{рас}}}{q}.$$

Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях подстанций с напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях используются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$).

Расчетная длина проводов зависит от количества приборов и схемы их соединения (рис. 3.1).

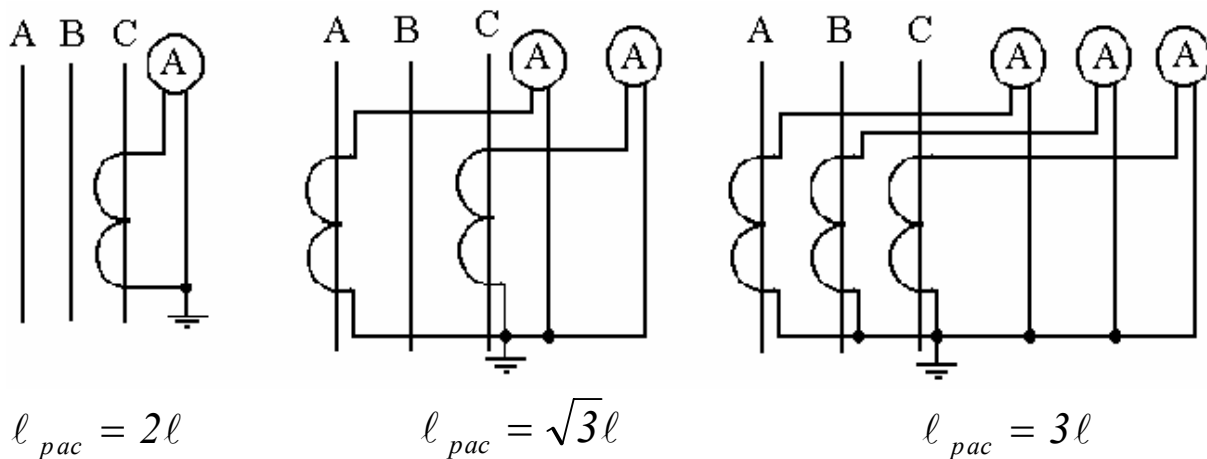


Рис. 3.1

Длину соединительных проводов от ТА до приборов (ℓ) можно принять приблизительно равной для РУ напряжением:

- | | | | |
|------------|------------|---------------|-------------|
| а) 6-10 кВ | – 3÷5 м; | г) 220 кВ | – 85÷130 м |
| б) 35 кВ | – 50÷60 м; | д) 330-500 кВ | – 130÷140 м |
| в) 110 кВ | – 60÷80 м; | | |

В качестве соединительных проводов применяются многожильные контрольные кабели. По условию механической прочности их сечение не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых

жил и $1,5 \text{ мм}^2$ – для медных. Сечение больше 6 мм^2 обычно не применяется.

Выбор и проверку ТА нагляднее проводить в табличной форме (табл. 3.7).

Таблица 3.7

Расчетные величины	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.мах}$	I_n	$I_{раб.мах} \leq I_n$
Z_2	$Z_{2н}$	$R_2 \approx Z_2 \leq Z_{2н}$
i_y	$i_{нр.с}$	$i_y \leq \sqrt{2}K_\partial I_n$
$B_{к.рас}$	$B_{кн}$	$B_{к.рас} \leq (K_m I_n)^2 t_m$

Проверки на электродинамическую и термическую устойчивость проводятся аналогично проверкам выключателя. Иногда каталоги не дают величин предельно сквозного тока и номинального теплового импульса. В этом случае их рассчитывают

$$I_{нр.с} = \sqrt{2}K_\partial I_n; \quad B_{кн} = (\kappa_m I_n)^2 t_m,$$

где K_∂ , κ_m – кратность токов динамической и термической стойкости ТА.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- 1) напряжению $U_{уст} \leq U_n$;
- 2) конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) классу точности (выбор производится аналогично ТА).

Трансформаторы напряжения (ТУ) проверяются в соответствии с классом точности по условию

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2н},$$

где S_{2H} – номинальная мощность в выбранном классе точности.

При однофазных ТУ, соединенных в звезду, следует брать суммарную мощность всех трех фаз, а при соединении открытого треугольника – удвоенную мощность одного ТУ.

Для упрощения расчетов $S_{2\Sigma}$ можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб})^2}.$$

Подсчет $S_{2\Sigma}$ нагляднее производить в табличной форме (табл. 3.8).

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй ТУ, и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов до ТУ определяется допустимой потерей напряжения в соединительных проводах. Для упрощения расчетов сечения жил можно принимать по условию механической прочности: $1,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых.

Таблица 3.8

Прибор	Тип прибора	Мощность, потребляемая 1 катушкой	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Суммарная потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	0
Счетчик активной энергии	И-670м	2,0	2	0,38	0,925	2	8,0	19,4
ИТОГО:							10,0	19,4

Выбор и проверку ТУ лучше проводить в табличной форме (табл. 3.9).

Таблица 3.9

Расчетные величины	Каталожные данные ТУ марки	Условия выбора
$U_{уст}$ $S_{2\Sigma}$	U_n S_{2n}	$U_{уст} \leq U_n$ $S_{2\Sigma} \leq S_{2n}$

3.6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) зависит от типа подстанции, электрооборудования, мощности силовых трансформаторов.

Потребителями с.н. подстанций являются электродвигатели обдува трансформаторов, обогреватели приводов отделителей и короткозамыкателей, шкафов КРУН, а также освещение.

На подстанции с воздушными выключателями к потребителям относятся также компрессорные установки, зарядные и подзарядные агрегаты.

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35-500 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (Тс.н). Они могут быть подключены к сборным шинам РУ 6-10 кВ. Однако такая схема обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения системы с.н. при повреждениях в РУ. Поэтому трансформаторы с.н. предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов – на участках между трансформатором и вводным выключателем.

Выбор мощности каждого из двух трансформаторов производится по полной нагрузке системы с.н. Напряжение системы с.н. переменного тока на подстанции с постоянным оперативным током принимается 380/220 В с заземленной нейтралью.

Мощность потребления с.н. невелика, а мощность трансформатора с.н. выбирается в соответствии с нагрузками в разных режи-

мах работы подстанции, но не более 630 кВ·А. Если отсутствуют данные для подробного подсчета нагрузки с.н., то мощность $T_{сн}$ выбирается: для узловых подстанций 200-500 кВт, для проходных подстанций – 50-200 кВт.

Оперативный ток на подстанции

Источником постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи, которые выбирают по необходимой емкости (типовому номеру), по уровню необходимого напряжения и схеме присоединения к шинам.

Типовой номер батареи (N) рассчитывается по формуле

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j},$$

где 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий понижение энергии батареи при старении; j – допустимая нагрузка аварийного разряда (A/N), приведенная к первому номеру аккумулятора в зависимости от температуры электролита (рис. 3.2); $I_{ав}$ – нагрузка установившегося аварийного разряда, которая на подстанциях составляет 25-60 А и складывается из:

1) постоянной нагрузки (сигнальные и контрольные лампы на щитах управления, аппараты защиты и автоматики);

2) временной аварийной нагрузки, появляющейся при нарушениях электроснабжения переменным трехфазным током (аварийное освещение, двигатели постоянного тока) и сохраняющейся в течение всего времени аварии $\tau_{ав}$;

3) временной аварийной нагрузки.

Длительность работы батареи в аварийном режиме $\tau_{ав}$ рекомендуется принимать: 1 ч – для подстанций; 0,5 ч – для электростанций.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера аккумулятора.

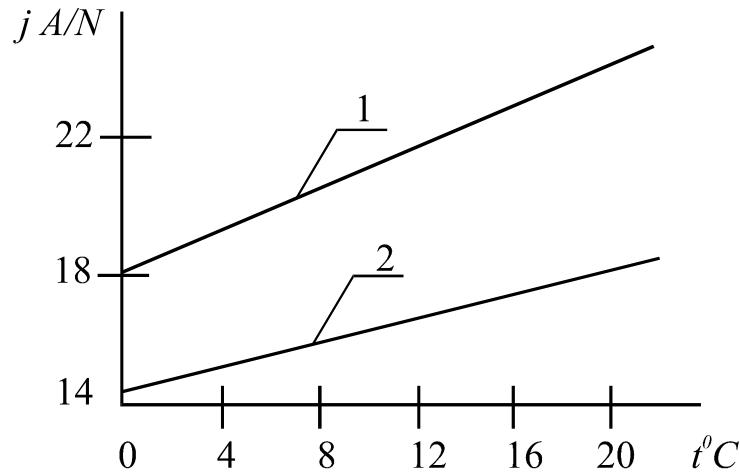


Рис. 3.2. 1 – разряд 0,5 часа; 2 – разряд 1 час

Количество элементов (банок), присоединяемых к шинам, в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{н.з}},$$

где n_0 – число основных элементов в батарее; $U_{ш}$ – напряжение на шинах (у большинства подстанций равно 233 В); $U_{н.з}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

В режиме дозаряда при повышенном напряжении на элементе (2,5 В) к шинам присоединяется минимальное количество элементов (n_{\min})

$$n_{\min} = \frac{233}{2,5} = 93.$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе 1,75 В, а на шинах не ниже номинального (220 В) необходимо иметь максимальное количество банок

$$n_{\max} = \frac{220}{1,75} = 125.$$

В качестве подзарядных устройств применяют выпрямительное устройство ВАЗП – 380/260-40/80 на напряжение 380÷260 В и ток 40÷80 А.

3.6.6. Выбор шин

В открытых и закрытых распределительных устройствах подстанций могут применяться как гибкие шины, так и жесткие.

Выбор гибких шин

Сечение гибких шин выбирается по нагреву рабочим током, проверяется по экономической плотности тока, по термическому действию тока к.з. и по условиям короны:

– по нагреву рабочим током

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток шины; $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток шины выбранного сечения;

– по экономической плотности тока

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.мах}}}{j},$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономически целесообразное сечение шины; j – экономическая плотность тока, А/мм².

Расчетное сечение, найденное по экономической плотности тока, округляется до ближайшего стандартного:

– шина является термически стойкой к токам к.з., если соблюдается условие

$$S \geq \frac{I_{\text{к}}}{C} \sqrt{t_{\text{к}}},$$

где S – выбранное сечение проводника, мм²; $I_{\text{к}}$ – установившийся ток к.з. (можно принять $I_{\text{н.о}}$), А; $t_{\text{к}}$ – время прохождения тока к.з., равное времени $t_{\text{откл}}$ (см. п.3.6.1), с; C – коэффициент, принимаемый для медных шин – 165, для алюминиевых – 88, а для стальных – 70;

– по условиям короны

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

где E – напряженность электрического тока вокруг шин; E_0 – начальная критическая напряженность поля.

Выбор жестких шин

Сечение жестких шин выбирается по нагреву рабочим током и проверяется на термическое и электродинамическое действие токов к.з. Выбор по нагреву рабочим током и проверка на термическое действие токов к.з. аналогичны с гибкими шинами.

Проверка на электродинамическую устойчивость сводится к механическому расчету жестких шин. При механическом расчете шина каждой фазы рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах, с равномерно распределенной нагрузкой.

Шина динамически устойчива, если

$$\sigma_{рас} \leq \sigma_{доп},$$

где $\sigma_{рас}$ и $\sigma_{доп}$ – расчетное и допустимое напряжение в материале шины; $\sigma_{доп} = 70$ МПа для алюминия, 140 МПа – для меди, 160 МПа – для стали.

Расчетное напряжение в шине определяется

$$\sigma_{рас} = \frac{M}{W}, \text{ МПа}$$

где W – момент сопротивления шин; $M = \frac{f_{рас} \ell^2}{10}$ – изгибающий момент; $f_{рас}$ – изгибающая сила, приходящаяся на единицу длины средней фазы, Н/м; $\ell = 1,5 \div 2,0$ – расстояние между изоляторами вдоль шины, м;

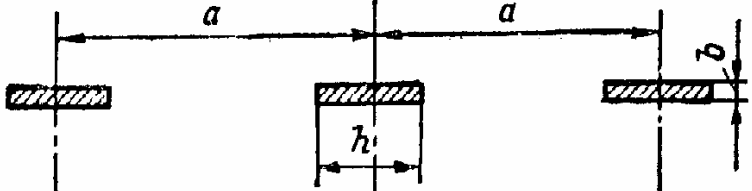
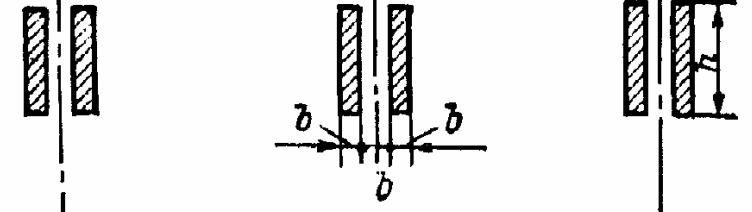
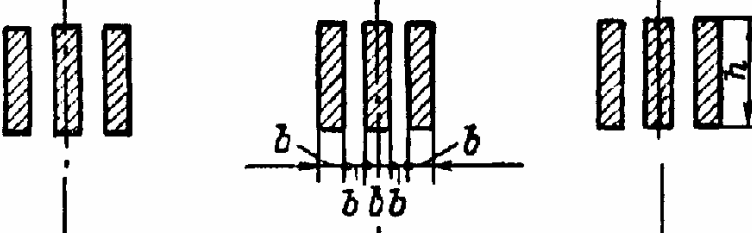
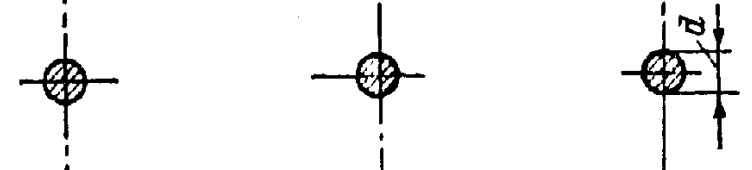
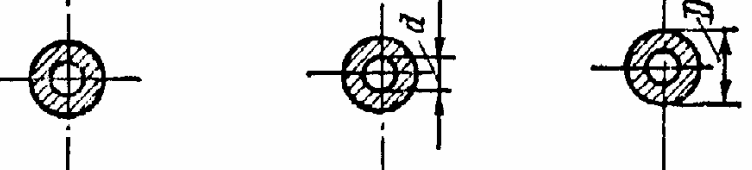
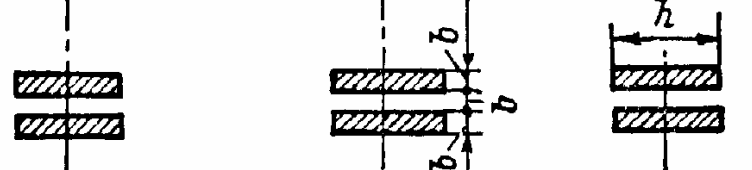
$$f_{рас} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} 10^{-7}, \text{ Н/м,}$$

где i_y – ударный ток при к.з. на шинах, А; a – расстояние между осями смежных фаз, м.

Согласно ПУЭ расстояние в свету между шинами должно быть не менее 100÷130 мм для РУ 6/10 кВ.

Момент сопротивления шин (W) зависит от формы шин и их взаимного расположения и определяется согласно данным табл. 3.10.

Таблица 3.10

Расположение шин и форма их сечения	Момент сопротивления W , м ³
	$0,167 bh^2$
	$1,44 hb^2$
	$3,3 hb^2$
	$0,1 d^3$
	$0,1 \frac{D^4 - d^4}{D}$
	$0,333 hb^2$

В многополосных шинах расчетное напряжение складывается из 2^x составляющих: напряжения, возникающего из-за взаимодействия между токами фаз σ_ϕ , и напряжения вследствие взаимодействия токов отдельных полос в одной фазе σ_n

$$\sigma_{pac} = \sigma_\phi + \sigma_n \leq \sigma_{дон}.$$

Напряжение из-за взаимодействия токов отдельных фаз (σ_ϕ) определяется аналогично однополосным шинам. Усилие между полосами (σ_n) значительно и может привести к схлестыванию шин. С целью устранения этого явления между полосами через промежутки ($\ell_n \leq 0,5\ell$) устанавливаются прокладки, равные толщине шин. Тогда напряжения в материале шин от взаимодействия полос

$$\sigma_n = \frac{f_{n.pac} \ell_n}{2b^2 h},$$

где b, h – соответственно меньший и больший размеры сечения шин; $f_{n.pac}$ – усилие, приходящееся на 1 м длины полосы, от взаимодействия между токами полос пакета, Н/м.

$$f_{n.pac} = \delta \frac{i_y^2}{b} 10^{-7}.$$

Коэффициент δ находится по кривым на рис. 3.3.

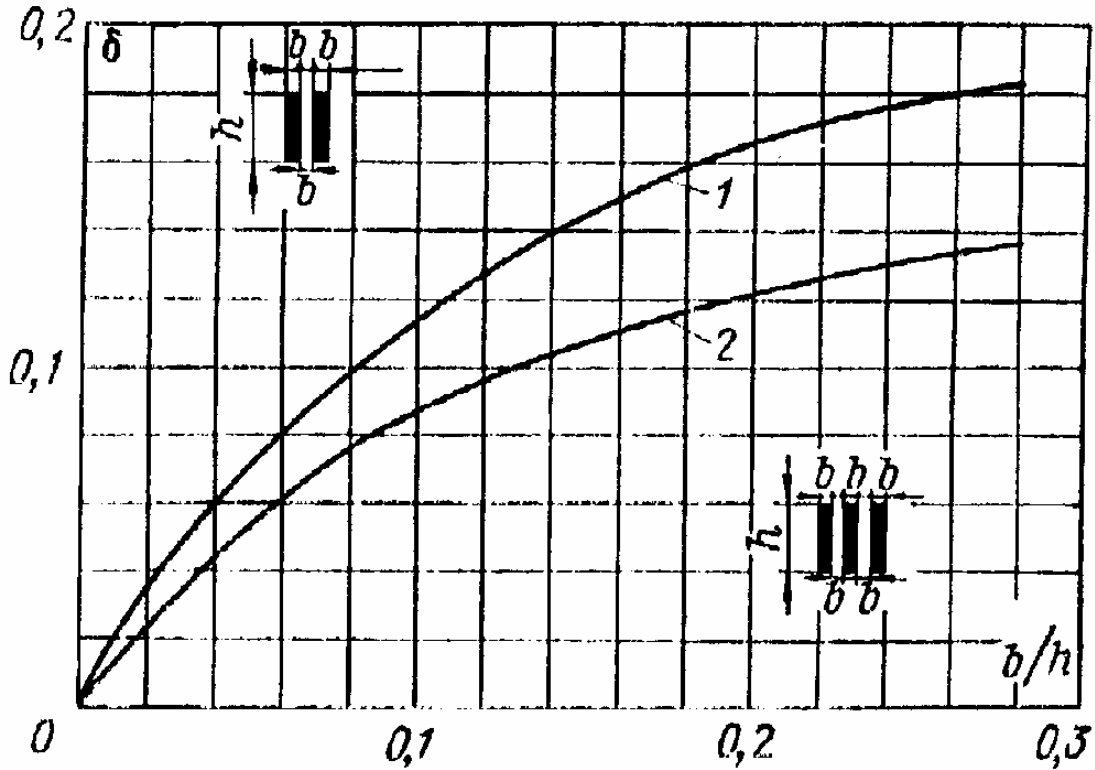


Рис. 3.3. 1 – двухполосные шины; 2 – трёхполосные шины

3.6.7. Выбор изоляторов

На распределительных устройствах подстанции могут применяться подвесные, опорные и проходные изоляторы. Тип и количество «тарелок» в гирлянде подвесного изолятора определяются уровнем рабочего напряжения, типом гирлянды (натяжная, поддерживающая), допустимой механической нагрузкой. Ввиду небольшой длины пролета гибких шин подстанции в данном проекте можно ограничиться выбором по первым двум параметрам, данные по которым приводятся в справочниках.

Опорные изоляторы для жестких шин выбираются по номинальному напряжению, месту установки изолятора (внутренняя, наружная), номинальному току (только для проходных изоляторов) и по допускаемой механической нагрузке.

Расчетная механическая нагрузка на изолятор ($F_{рас}$) в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой

шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка на изолятор не должна превышать 60 % от разрушающей нагрузки ($F_{разр}$), приводимой в справочных данных изоляторов [5, 9], т. е. должно соблюдаться условие

$$F_{рас} \leq 0,6F_{разр} = F_{доп}.$$

Расчетная нагрузка определяется

$$F_{рас} = f\ell\kappa_n,$$

где $\kappa_n = (H_{из} + 0,5C) / H_{из}$ – поправочный коэффициент на высоту шины; $H_{из}$ – высота изолятора; C – высота шины по оси изолятора (при установке шин на ребро $C = h$, плашмя $C = b$).

3.7. Расчет заземляющего устройства

Заземляющие устройства являются составной частью большинства электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыкания на землю и для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли.

В результате расчета необходимо определить:

- а) требуемое ПУЭ сопротивление растекания заземляющего устройства подстанции;
- б) требуемое сопротивление искусственного заземлителя;
- в) размеры подстанции, схему заземляющего устройства, тип, форму, количество и размещение электродов на участке;
- г) параметры заземления.

Для обеспечения безопасных значений напряжений прикосновения и шагового в ПУЭ нормируется величина сопротивления заземляющего устройства:

- а) в установках 110 кВ и выше с большим током замыкания на землю $R_3 \leq 0,5$ Ом;

б) в высоковольтных установках до 35 кВ с малым током замыкания на землю $R_3 \leq 250 / I_3$, но не более 10 Ом;

в) в низковольтных установках $R_3 \leq 125 / I_3$, но не более 10 Ом при мощности источника до 100 кВ·А и не более 4 Ом, если мощность источника более 100 кВ·А.

При наличии на подстанции РУ нескольких напряжений за расчетное сопротивление заземления берется наименьшее.

Для заземления используются естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей используются водопроводные трубы (2÷4 м), фундаменты опор, системы трос-опора.

При использовании естественных заземлителей сопротивление искусственного заземлителя R_u меньше требуемого R_3 :

$$R_u = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3},$$

где R_e – сопротивление растеканию естественного заземлителя, которое определяется непосредственно измерениями.

Площадь, занимаемая оборудованием подстанции, определяется размерами ячеек всех распределительных устройств, схемой РУ, их количеством, габаритами силовых трансформаторов, допустимыми минимальными расстояниями для открытых РУ. Эти данные имеются в литературе [4, 5].

Затем составляется предварительная схема заземляющего устройства. Различают два типа заземляющих устройств – выносное и контурное. Наиболее распространенным является контурное.

При контурном заземляющем устройстве одиночные заземлители в виде вертикальных электродов размещаются по контуру (периметру) площадки. Для выравнивания потенциала внутри площадки вдоль осей оборудования прокладываются выравнивающие проводники в виде полосовой стали на глубине 0,8÷1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Выравнивающие проводники соединяются по всей площади, занимаемой оборудованием, поперечными проводниками шагом не более 6 м. Расстояние от границ за-

землителя до забора с внутренней стороны должно быть не более 3 м. Определение параметров заземления сводится к вычислению сопротивления выравнивающих полос заземления, образующих сетку, и количества вертикальных электродов. Для этого сначала определяется сопротивление одной продольной полосы

$$R_{no} = \frac{0,366\rho_n}{\ell} \ln \frac{2\ell^2}{vt},$$

где ℓ – длина полосы, см; v – ширина полосы, см; t – глубина заложения, см (80); ρ_n – расчетное сопротивление грунта на глубине закладки:

$$\rho_n = \kappa_1 \rho,$$

где κ_1 – коэффициент, учитывающий просыхание и промерзание почвы (при $t = 0,8$ м, $\kappa_1 = 1,6$); ρ – среднее удельное сопротивление грунта (табл. 3.11).

Сопротивление всех продольных полос с учетом коэффициента использования

$$R_{nn1} = \frac{R_{no}}{n\eta_n},$$

где η_n – коэффициент использования, учитывающий взаимное влияние полос при растекании с них тока (табл. 3.12).

Аналогично определяется сопротивление одной, затем всех поперечных полос R_{nn2} .

Таблица 3.11

Грунт	ρ , Ом·см·10 ⁴
Песок	4 - 10
Супесок	1,5 - 4
Суглинок	0,4 - 1,5
Глина	0,08 - 0,7
Торф	0,2
Чернозем	0,09 - 5,3
Известняк	10 - 20
Скальный грунт	20 - 40

Таблица 3.12

Длина каждой полосы, м	Число параллельных полос, n	Расстояние между параллельными полосами, м				
		1,0	2,5	5,0	10,0	15
15	2	0,63	0,75	0,83	0,92	0,96
	5	0,37	0,49	0,6	0,73	0,79
	10	0,25	0,37	0,49	0,64	0,72
	20	16	0,27	0,39	0,57	0,64
25	5	0,35	0,45	0,55	0,66	0,73
	10	0,23	0,31	0,43	0,57	0,66
	20	0,14	0,23	0,33	0,47	0,57
50	2	0,6	0,6	0,73	0,88	0,93
	5	0,33	0,4	0,48	0,58	0,65
	10	0,2	0,27	0,35	0,46	0,53
	20	0,12	0,19	0,25	0,26	0,44
75	5	0,31	0,38	0,45	0,53	0,58
	10	0,18	0,25	0,31	0,41	0,47
	20	0,11	0,16	0,21	0,31	0,38
100	5	0,3	0,36	0,43	0,51	0,57
	10	0,17	0,23	0,28	0,37	0,44
	20	0,1	0,15	0,2	0,28	0,345
200	5	0,28	0,32	0,37	0,44	0,5
	10	0,14	0,2	0,23	0,3	0,36
	20	0,088	0,12	0,15	0,215	0,265

Общее сопротивление сетки полос

$$R_c = \frac{1}{\eta} \frac{R_{nn1} R_{nn2}}{R_{nn1} + R_{nn2}},$$

где $\eta = 0,8$ – коэффициент использования.

Общее сопротивление естественных заземлителей и сетки полос (Ом)

$$R_\Sigma = \frac{1}{\eta} \frac{R_e R_c}{R_e + R_c}.$$

Если $R_\Sigma < R_3$, то искусственных заземлителей в виде вертикальных электродов не требуется. Если $R_\Sigma > R_3$, то необходимо использовать стержневые заземлители, общее сопротивление которых

$$R_{cm} = \frac{R_\Sigma R_3}{R_\Sigma - R_3},$$

сопротивление одного стержневого заземлителя

$$R_{co} = \frac{0,366}{\ell} \rho_{cm} \ln \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + \ell}{4t - \ell},$$

где ℓ – длина стержня (обычно 3÷5 м); d – диаметр стержня (10÷12 см); t – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, см; ρ_{cm} – расчетное сопротивление грунта стержней $\rho_{cm} = \kappa_2 \rho$, где κ_2 – коэффициент, аналогичный κ_1 , $\kappa_2 = 1,4$ для средних климатических районов.

Необходимое количество стержней

$$n = \frac{R_{cm}}{R_{co} \eta_{cm}},$$

где η_{cm} – коэффициент использования стержневых заземлителей, зависящий от расстояния между стержнями, их длины и количества электродов (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Отношение расстояния между электродами к их длине	Число электродов	$\eta_{ст}$	Отношение расстояния между электродами к их длине	Число электродов	$\eta_{ст}$	
1	4	0,66-0,72	2	40	0,55-0,61	
	6	0,58-0,65		60	0,52-0,58	
	10	0,52-0,58		100	0,49-0,55	
	2	20	0,44-0,5	3	4	0,84-0,86
		40	0,38-0,44		6	0,78-0,82
		60	0,36-0,42		10	0,74-0,78
		100	0,33-0,39		20	0,68-0,73
4		0,76-0,8	40		0,64-0,69	
6		0,72-0,75	60		0,62-0,67	
10		0,66-0,71	100		0,62-0,67	
20	0,61-0,66					

3.8. Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты

Основным аппаратом защиты оборудования подстанции от перенапряжений являются ограничители перенапряжений (ОПН), либо вентильные разрядники. Они устанавливаются на сборных шинах, если к шинам подключены воздушные линии электропередачи; на выводах высшего и среднего напряжения автотрансформаторов; в цепях силовых трансформаторов и отдельных линий, если ОПНы, установленные на шинах, не обеспечивают должной защиты оборудования; в нейтралях силовых трансформаторов 110÷220 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

ПУЭ регламентирует наибольшее расстояние от ОПН, устанавливаемых на сборных шинах или трансформаторных присоединениях, до защищаемого оборудования [4].

На подстанциях напряжением 110÷500 кВ режим заземления нейтрали трансформаторов выбирается с учетом класса изоляции

нейтрали, допустимых значений токов однофазного к.з. по условиям выбора аппаратуры, действия релейной защиты.

От прямых ударов молнии электроустановки подстанции защищаются стержневыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В ОРУ 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях, присоединенных к заземляющему контуру подстанции, а в открытых распределительных устройствах 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов, имеющих обособленные заземления. Каждый молниеотвод защищает вокруг себя строго определенное пространство, вероятность попадания в которое равна нулю.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (рис. 3.4) определяется выражением

$$\frac{r_x}{h - h_x} = P \frac{1,6}{1 + h_x/h}$$

где $P = 1$, если $h \leq 30$ м, $P = 5,5/\sqrt{h}$, если $h > 30$ м.

Условием защищенности всей площади четырехугольника молниеотводами (рис. 3.5) на высоте h_x является

$$D \leq 8(h - h_x)P.$$

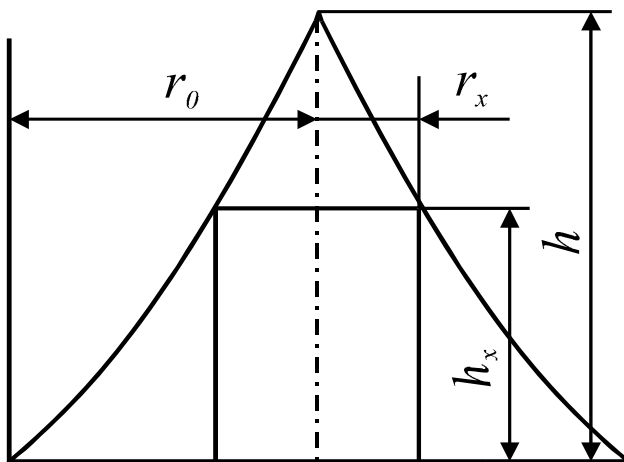


Рис. 3.4

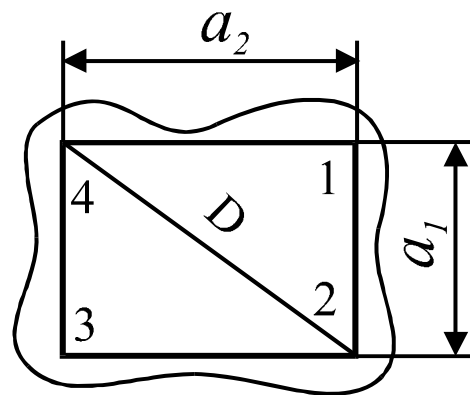


Рис. 3.5

Вопрос о расположении и количестве молниеотводов на подстанции решают на основании плана РУ подстанции, который составляют при расчете заземляющего устройства.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
2. Васильев, А. А. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов / А. А. Васильев. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М. : Омега-Л, 2007. – 854 с.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергия, 1989. – 605 с.
6. Справочник по проектированию подстанций 35÷500 кВ / под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 352 с.
7. Лисовский, Г. С. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35÷750 кВ / Г. С. Лисовский, М. Э. Хейфвиц. – М.: Энергия, 1977. – 464 с.
8. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
9. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под ред. А. А. Федорова. Т. 1. Электроснабжение. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 590 с.
10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под ред. А. А. Федорова. Т. 2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 568 с.

11. Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для студентов вузов / Ю. Н. Балаков. – М.: МЭИ, 2006. – 288 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Объем и требования к оформлению проекта	1
2. Исходные данные проектирования	2
3. Методические указания по выполнению курсового проекта	8
3.1. Определение суммарной мощности потребителей подстанции	8
3.2. Выбор силовых трансформаторов	9
3.3. Выбор схемы главных электрических соединений подстанции	10
3.4. Расчет рабочих токов	13
3.5. Расчет токов короткого замыкания	15
3.6. Выбор электрических аппаратов	19
3.6.1. Выбор выключателей	21
3.6.2. Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	23
3.6.3. Выбор средств ограничения тока короткого замыкания	23
3.6.4. Выбор измерительных трансформаторов	25
3.6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд	30
3.6.6. Выбор шин	33
3.6.7. Выбор изоляторов	37
3.7. Расчет заземляющего устройства	38
3.8. Выбор защиты от перенапряжений и грозозащиты	43
Список рекомендуемой литературы	45

СОСТАВИТЕЛЬ

Виктор Иванович Масорский

**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПОДСТАНЦИЙ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания и задания
по курсовому проектированию по дисциплине «Электрические станции
и подстанции» для студентов специальности
140211 «Электроснабжение» и направления 140400.62
профиля 140404 «Электроэнергетика»
всех форм обучения

Рецензент Р. В. Беляевский

Печатается в авторской редакции

Подписано в печать 23.01.2012. Формат 60×84/16.

Бумага офсетная. Отпечатано на ризографе. Уч.-изд. л. 2,6.

Тираж 106 экз. Заказ _____.

КузГТУ, 650000, Кемерово, ул. Весенняя, 28.

Типография КузГТУ, 650000, Кемерово, ул. Д. Бедного, 4А.