

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Практикум
по курсовому проектированию
для студентов специальности «Электроснабжение»
(квалификация магистр)

Составители: **Ю. П. Свиридов**
С. М. Пестов

Ульяновск
УлГТУ
2015

УДК 621 (076)
ББК 3 я 7
Г 79

Рецензент канд. техн. наук, профессор Е. В. Бондаренко.

*Одобрено секцией методических пособий научно-методического
совета университета*

Проектирование электрических подстанций:

Практикум по курсовому проектированию / сост. Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов, – Ульяновск, 201. – 26 с.

Практикум предназначен для студентов специальности «Электроснабжение» квалификации магистр энергетического и заочно-вечернего факультетов при курсовом проектировании районной подстанции 35÷220 кВ.

В практикуме изложены цели, задачи, методика проектирования, сформулированы требования к содержанию расчетной и графической частям и к оформлению проекта, рассмотрены основные этапы расчета и выбора оборудования подстанции.

В приложениях даны условные графические и буквенные обозначения в электрических схемах и упрощенные изображения на чертежах основного оборудования распределительных устройств электрических станций и подстанций.

Практикум охватывает вопросы, рассматриваемые при изучении дисциплин «Электрическая часть станций и подстанций» и «Переходные процессы в электрических системах».

Работа подготовлена кафедре «Электроснабжение».

**УДК 621 (076)
ББК 3 я 7**

© Свиридов Ю. П., Пестов С. М., составление, 2015
© Оформление, УлГТУ, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	4
2. ТЕМАТИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	4
3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	5
3.1. Введение.....	5
3.2. Расчет электрических нагрузок и составление суточных графиков нагрузок потребителей и суммарного графика нагрузок подстанции....	5
3.3. Выбор места расположения подстанции на плане территории и определение длин кабелей и воздушных линий до потребителей.....	8
3.4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	8
3.4.1. Выбор силовых трансформаторов.....	8
3.4.2. Расчет годовых потерь электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции.....	9
3.4.3. Расчет емкостного тока и выбор компенсирующих устройств в сети 10-35 кВ.....	9
3.5. Выбор схемы и конструктивное решение подстанции.....	10
3.6. Расчет токов короткого замыкания.....	11
3.7. Выбор и проверка электрических аппаратов.....	12
3.7.1. Выбор и проверка коммутационных аппаратов.....	12
3.7.2. Выбор предохранителей.....	13
3.6.3. Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения...	13
3.7.4. Выбор и проверка шин и шинных конструкций.....	15
3.8. Выбор источников оперативного тока и трансформаторов собственных нужд.....	17
3.8.1. Выбор трансформаторов собственных нужд.....	17
3.8.2. Выбор аккумуляторной батареи.....	18
3.9. Эксплуатационное и ремонтное обслуживание подстанции.....	19
3.10. Компонировка и устройство подстанции.....	20
Заключение.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	22
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	24
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	26

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Целью курсового проектирования является закрепление и углубление знаний, полученных студентами при изучении теоретического курса электрической части станций и подстанций систем электроснабжения.

В процессе работы над проектом студент приучается к рациональному использованию теоретических сведений и справочных материалов при решении вопросов проектирования как отдельных узлов электроустановки, так и подстанции в целом, получает навыки решения ряда задач, возникающих при проектировании электроустановок: выбора основного оборудования электрических станций и подстанций, разработки схем их первичных цепей, компоновке оборудования на территории распределительного устройства и т.д.

Оформляя результаты работы над проектом, студент должен научиться четко и в краткой форме обосновать в пояснительной записке все принятые решения, технически грамотно оформлять графическую часть проекта.

2. ТЕМАТИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Объектом проектирования является районная трансформаторная подстанция, присоединенная к сети 35-220 кВ и имеющая 1-2 ступени пониженного напряжения. Эта тематика остается неизменной и в тех случаях, когда студент выполняет комплексный курсовой проект, охватывающий вопросы нескольких смежных дисциплин: переходных процессов, электрической части станций и подстанций, релейной защиты.

Исходными данными являются сведения о нагрузках подстанции и об источниках, к которым подстанция должна быть присоединена и план территории с размещением объектов электроснабжения. Все исходные данные приведены в бланке задания на курсовое проектирование, выдаваемом каждому студенту.

Из-за учебного характера проектирования некоторые исходные данные приведены упрощенно. Например, не отражена динамика роста нагрузок, не учитывается возможность питания потребителей от других источников. Сделанные упрощения позволяют выделить наиболее главные особенности проектирования электроустановок и не препятствуют решению поставленных задач.

3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

3.1. ВВЕДЕНИЕ

Во введении необходимо отразить оценку современного состояния электроэнергетики, обосновать актуальность разрабатываемой темы проекта и дать краткую характеристику проектируемого объекта.

Раздел «Введение» в пояснительной записке не нумеруется. Остальные разделы и подразделы внутри разделов должны нумероваться арабскими цифрами. Номер подраздела состоит из номера раздела и порядкового номера подраздела, разделенных точкой.

3.2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И СОСТАВЛЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И СУММАРНОГО ГРАФИКА НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ

В исходных данных указаны максимальные активные нагрузки $P_{н.мах}$ потребителей. Максимальные реактивные $Q_{н.мах}$ нагрузки можно найти по коэффициенту мощности, указанному в задании, считая, что он дан для момента максимальной активной нагрузки. Максимальные полные нагрузки $S_{н.мах}$ можно принимать в качестве расчетных для выбора коммутационной и измерительной аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока) в цепях потребителей.

$$Q_{н.мах} = P_{н.мах} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ (Мвар)}, \quad (3.2.1)$$

$$S_{н.мах} = \frac{P_{н.мах}}{\cos \varphi} \text{ (МВА)}, \quad (3.2.2)$$

При выборе же аппаратуры в цепях силовых трансформаторов и для выбора самих трансформаторов надо определить суммарные полные нагрузки на каждой ступени напряжения (число ступеней пониженного напряжения определяется заданием). Для расчета суммарных нагрузок следует воспользоваться имеющимися в литературе, например, [1], типовыми суточными графиками, соответствующими той отрасли промышленности, которая указана в задании для каждого конкретного потребителя, имея в виду, что максимум нагрузки отдельного потребителя соответствует 100 % нагрузки типового графика. Следует вычислить нагрузку каждого потребителя в каждый из 24 часов суток, а затем найти суммарную нагрузку на данной ступени напряжения. Расчеты электрических нагрузок суточных графиков для каждого потребителя и суммарных электрических нагрузок суточных графиков выполняются для зимних ($N_z=213$ суток) и летних ($N_l=152$ суток) и сводятся в таблицы (см. табл. 3.2.1 и табл. 3.2.2)

Таблица 3.2.1

**Электрические нагрузки суточных графиков (название предприятия)
в зимний и летний периоды**

Часы суток	Зимний период				Летний период			
	P_n	P_n	Q_n	S_n	P_n	P_n	Q_n	S_n
	%	МВт	Мвар	МВА	%	МВт	Мвар	МВА
0								
1								
2								
...								
23								

Таблица 3.2.2

**Суммарные электрические нагрузки потребителей,
подключенных к подстанции в зимний и летний периоды**

Часы суток	Зимний период			Летний период		
	P_n	Q_n	S_n	P_n	Q_n	S_n
	МВт	Мвар	МВА	МВт	Мвар	МВА
0						
1						
2						
...						
23						

Суммарные электрические нагрузки активные и реактивные определяются по часам, путем суммирования нагрузок всех потребителей, а полная нагрузка определяется по формуле $\sum S_n = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}$.

По результатам расчетов строят летний и зимний суточные графики нагрузок. Суточные графики нагрузок потребителей и суммарные графики нагрузок подстанции выполняются в одном масштабе.

На суточном графике суммарных электрических нагрузок проводится линия номинальной мощности выбранного трансформатора.

На основании графиков суммарных электрических нагрузок подстанции составляется таблица электрических нагрузок годового графика по продолжительности (см. табл. 3.2.3).

Таблица 3.2.3

**Суммарные электрические нагрузки
годового графика по продолжительности**

P_n	t_z	N_z	$t_z N_z$	$P_n t_z N_z$	t_l	N_l	$t_l N_l$	$P_n t_l N_l$	$P_n t_z N_z + P_n t_l N_l$
МВт	ч	сутки	ч	МВт·ч	ч	сутки	ч	МВт·ч	МВт·ч
max									
...									
min									

На основании табл. 3.2.3 составляется график суммарных электрических нагрузок по продолжительности (см. рис. 3.2.1).

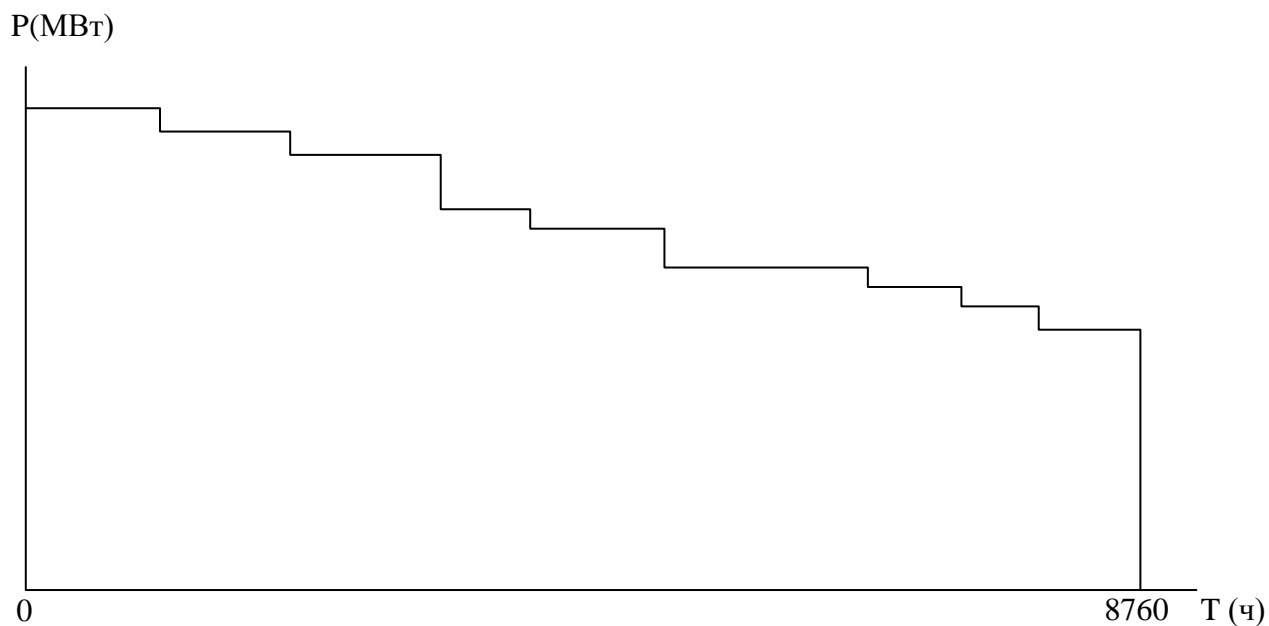


Рис. 3.2.1. Годовой график суммарных электрических нагрузок по продолжительности

Определяются:

годовой расход электроэнергии потребителями подстанции:

$$W_{год} = N_3 \sum_{n=1}^{n_3} P_{i3} t_{i3} + N_4 \sum_{n=1}^{n_4} P_{i4} t_{i4} = P_{н max} T_{max} \text{ (МВт·ч)}, \quad (3.2.3)$$

где T_{max} – годовое число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{н max}} \text{ (ч)}, \quad (3.2.4)$$

средняя нагрузка:

$$P_{н ср} = \frac{W_{год}}{8760} \text{ (МВт)}, \quad (3.2.5)$$

коэффициент максимума нагрузки:

$$k_{max} = \frac{P_{н max}}{P_{н ср}}, \quad (3.2.6)$$

коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$k_{32} = \frac{P_{н ср}}{P_{н max}}. \quad (3.2.7)$$

3.3. ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ НА ПЛАНЕ ТЕРРИТОРИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИН КАБЕЛЕЙ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ДО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.

Место расположения районной подстанции выбирается как можно ближе к центру электрических нагрузок территории, на которой расположены потребители электроэнергии. При выборе места расположения подстанции учитывается рельеф местности, наличие в расчетном центре электрических нагрузок и вблизи от него зданий, сооружений, инженерных коммуникаций, автомобильных и железных дорог, а также свободной от застройки и инженерных коммуникаций площадки, достаточной для размещения проектируемой подстанции. Место расположения подстанции и РУ-10 кВ уточняется после выбора схемы, конструктивных решений подстанции и ее габаритных размеров.

После выбора места расположения подстанции и уточнения места расположения РУ-10 кВ и РУ среднего напряжения определяется длина линий электропередачи до потребителей.

3.4. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.4.1. Выбор силовых трансформаторов

В задании на курсовое проектирование имеются сведения о категориях потребителей. При наличии потребителей 1-2 категории на подстанции должны быть установлены два силовых трансформатора, если на подстанции должна быть одна ступень пониженного напряжения, то эти трансформаторы будут двухобмоточными, при двух ступенях – трехобмоточными. Технические данные силовых трансформаторов приведены в [2].

Номинальная мощность каждого трансформатора должна быть достаточной для питания ответственных потребителей при аварийном отключении или выводе в ремонт второго трансформатора. Для этого мощность каждого из двух трансформаторов выбирают близкой к 0,7 максимальной нагрузки подстанции [3].

$$S_{Т\text{ ном}} \geq \frac{S_{н\text{ max}}}{nk_3} \text{ (МВА)}, \quad (3.4.1)$$

где $S_{н\text{ max}}$ – максимальная полная нагрузка подстанции в зимний или летний период;

k_3 – коэффициент экономичной загрузки трансформатора, принимаемый равным 0,65 – 0,7 в зависимости от коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции и эквивалентной температуры охлаждающего воздуха, причем меньший коэффициент принимается при коэффициенте заполнения графика нагрузки близком к 0,9 и более и температуре охлаждающего воздуха 20° С;

n – число трансформаторов на подстанции

Такой подход к выбору мощности трансформаторов приводит к некоторому её завышению. Чтобы оно не было чрезмерным, следует стремиться к тому, чтобы в указанном аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор работал с допустимой перегрузкой по ГОСТ 14209-85 [4].

После выбора силовых трансформаторов их паспортные данные записываются в пояснительную записку в табличной форме.

3.4.2. Расчет годовых потерь электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции

Определяются годовые потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{год} = 24P_x(N_3 + N_l)n + \frac{P_k}{nS_{T.ном}^2} \left(N_3 \sum_{i=1}^{r_3} S_{i3}^2 t_{i3} + N_l \sum_{j=1}^{r_l} S_{jl}^2 t_{jl} \right) \text{ (кВт·ч)} \quad (3.4.2)$$

где P_x и P_k – потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора (кВт); n – число трансформаторов на подстанции; S_{i3} и S_{jl} – нагрузка i -й ступени суточного графика в зимний период и j -й ступени суточного графика в летний период (МВА); t_{i3} и t_{jl} – время работы трансформатора на каждой ступени графика, соответственно, в зимний и летний периоды (ч); r_3 и r_l – количество ступеней зимнего и летнего графика.

3.3.3. Расчет емкостного тока и выбор компенсирующих устройств в сети 10-35 кВ

Емкостный ток рассчитывается для электрически связанной сети и зависит от суммарной длины кабельных и воздушных линий этой сети.

Для определения количества линий рассчитывается максимальный ток каждого потребителя и определяется потребное число ячеек на подстанции для подключения потребителей:

$$I_{н max} = \frac{S_{н max i}}{\sqrt{3}U_i} \text{ (А)}, \quad (3.4.3)$$

$$n_i = \frac{I_{н max i}}{I_{ном.яч}} \text{ (шт)}. \quad (3.4.4)$$

где: $S_{н max i}$ – максимальная мощность потребителя; U_i – напряжение у потребителя (Кв); $I_{ном.яч}$ – номинальный ток ячейки (А).

Для подстанций с трансформаторами мощностью до 25 МВА принять в проекте номинальный ток ячейки 400 А, для подстанции с трансформаторами мощностью 40 – 80 МВА – 630 А, а для подстанции с более мощными трансформаторами – 1000 А. Полученные результаты округляются до целого четного числа.

Длина кабельных и воздушных линий потребителей:

$$l_{к(в)} = \sum_{i=1}^r l_i m_i n_i \text{ (км)}, \quad (3.4.5)$$

где l_i – расстояние от проектируемой подстанции до каждого потребителя; m – число кабелей присоединенных к каждой ячейке; n_i – число ячеек потребителя; r – число потребителей 10 кВ.

В курсовом проекте рекомендуется предусмотреть подключение к каждой ячейке двух кабелей сечением по 150 мм², воздушные линии подключаются по одной к каждой ячейке.

Определяется емкостный ток для сети с изолированной нейтралью:

$$I_c = \frac{U_i l_k}{a_k} + \frac{U_i l_a}{a_a} \text{ (A)}, \quad (3.4.6)$$

где, коэффициент для кабельной сети $a_k = 10$, а для ВЛ – $a_a = 350$.

Методика выбора заземляющих дугогасящих реакторов и соображения по способу их подключения даны в [4] и [5], а технические данные этих реакторов – в [2]. Рекомендуется выбирать заземляющие дугогасящие реакторы с плавным изменением индуктивности [6]. При мощности трансформаторов собственных нужд подстанции меньшей номинальной мощности реактора реакторы подключать в нейтраль трансформаторов коммунально-бытовых потребителей через разъединитель и предохранитель.

3.5. ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ

Рекомендуемые схемы подключения подстанций к энергосистеме:

1. Отпайкой от линий электропередач;
2. С заходом линии электропередач;
3. Узловая подстанция;
4. Кольцевая подстанция.

В курсовом проекте рекомендуется использовать схемы подключения отпайкой от ЛЭП (рис. 3.5.1) и с заходом ЛЭП на подстанцию (рис. 3.5.2). Схему с заходом линии на подстанцию в курсовом проекте рекомендуется применять при мощности трансформаторов подстанции 63 МВА и выше.

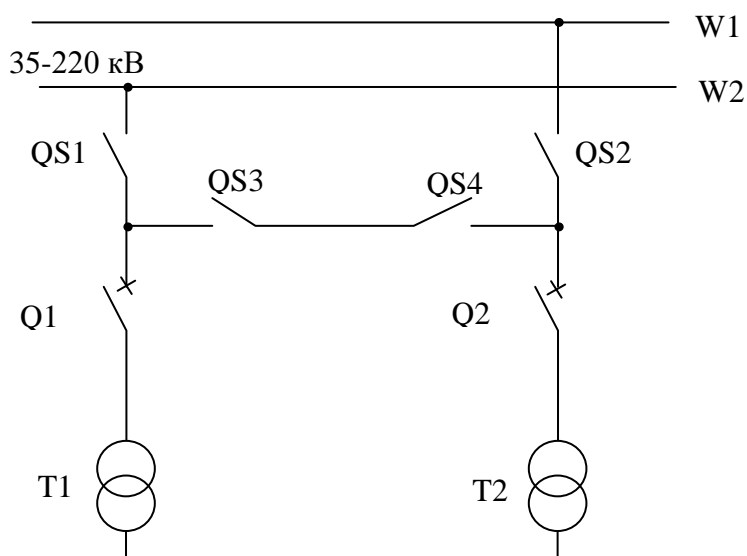


Рис. 3.5.1. Схема подключения подстанции отпайкой

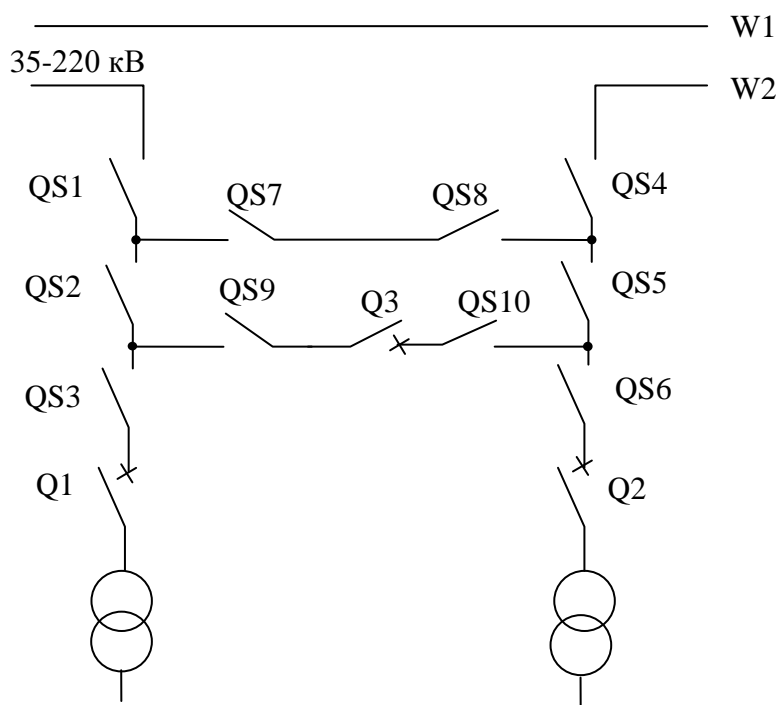


Рис. 3.5.2. Схема подключения подстанции с заходом ЛЭП

В схеме подключения отпайкой вместо отделителей с короткозамкательми возможна установка выключателей при мощности трансформаторов 40 МВА и выше и при наличии потребителей первой категории.

В конструктивном решении студенты должны выбрать тип подстанции: комплектная или сборная, исполнение распреустройства низшего напряжения: закрытое комплектное, комплектное наружной установки и серию КРУ или КРУН.

3.6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов к.з. в проекте рекомендуется выполнять в относительных единицах для точек к.з. на все напряжения, а также в конце питающих линий у наиболее удаленных потребителей на каждом напряжении. Порядок расчета токов к.з. изложен в курсе «Переходные процессы в электрических системах».

Расчет ведется без учета активного сопротивления, за исключением определения тока короткого замыкания в конце кабельной линии, питающей потребителя. В этом случае активное сопротивление кабельной линии учитывается при определении результирующего полного сопротивления, если оно больше одной трети результирующего индуктивного сопротивления. Удельное индуктивное сопротивление воздушных линий $x_0 = 0,38 - 0,42$ Ом/км.

Ударный коэффициент $K_{y\partial}$ который определяется расчетом и зависит от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений в курсовом проекте рекомендуется принимать $K_{y\partial} = 1,75$ для 110 и 220 кВ, $K_{y\partial}=1,7$ для 35 кВ и $K_{y\partial} = 1,67$ для 10 кВ.

3.7. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.7.1. Выбор и проверка коммутационных аппаратов

К коммутационным аппаратам относятся выключатели, разъединители, отделители и короткозамыкатели. Аппараты выбираются и проверяются на все напряжения.

Выключатели выбираются:

– по напряжению:

$$U_{ном ап} \geq U_{ном сети} \text{ (кВ)}, \quad (3.7.1)$$

– по максимальному току нагрузки

$$I_{ном ап} \geq I_{н тах} \text{ (А)}, \quad (3.7.2)$$

для аппаратов в цепи силового трансформатора и секционного выключателя

$$I_{н тах} = \frac{1,4S_{Тном}}{\sqrt{3}U_{ном}} \text{ (А)}, \quad (3.7.3)$$

– по отключающей способности

$$I_{отк ап} \geq I_{П0}^{(3)} \text{ (кА)}, \quad (3.7.4)$$

где $I_{П0}$ – действующее значение периодической составляющей тока к.з. в начальный период.

Выключатели проверяются:

– на электродинамическую стойкость:

– по максимальному току к.з.

$$I_{дин ап} \geq I_{П0}^{(3)} \text{ (кА)}, \quad (3.7.5)$$

– по ударному току к.з.

$$I_{дин тах ап} \geq i_{y\partial}^{(3)} \text{ (кА)}, \quad (3.7.6)$$

– на термическую стойкость:

$$I_{тер ап}^2 \cdot t_{тер ап} \geq B_k \text{ (кА} \cdot \text{сек}^2\text{)}, \quad (3.7.7)$$

где $I_{тер ап}$ и $t_{тер ап}$ берутся из каталогов; B_k – тепловой импульс

$$B_k = I_{\infty}^2 \cdot (t_{pz} + t_{\epsilon} + T_a) \text{ (кА} \cdot \text{сек}^2\text{)}, \quad (3.7.8)$$

где t_{pz} – выдержка времени релейной защиты, принимается из карты селективности релейной защиты; t_{ϵ} – время отключения выключателя; T_a – время затухания апериодической составляющей тока к.з., $T_a=0,05-0,06$ с, в курсовом проекте ее можно не учитывать.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбираются;

– по напряжению (формула (3.7.1));

– по максимальному току нагрузки (формула (3.7.2)).

Разъединители отделители и выключатели нагрузки проверяются:

– на электродинамическую стойкость (формула (3.7.6));

– на термическую стойкость (формула (3.7.7)).

Короткозамыкатели выбираются по напряжению (формула (3.7.1)) и проверяются на электродинамическую стойкость (формула (3.7.6)) и на термическую стойкость (формула (3.7.7)).

3.7.2. Выбор предохранителей

Предохранители напряжением выше 1000 В выбираются:

– по напряжению

$$U_{ном ап} = U_{ном сети} \text{ (кВ)}, \quad (3.7.9);$$

– по максимальному току нагрузки (формула (3.7.2)),

– по отключающей способности (формула (3.7.4)).

Предохранители на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются.

3.7.3. Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению (формула (3.7.1));

– по максимальному току нагрузки (формула (3.7.2)),

– по мощности нагрузки вторичной обмотки в требуемом классе точности:

$$\begin{aligned} S_{2 ном ТА} &\geq S_{2 расч} \text{ (ВА)}, \\ r_{2 ном ТА} &\geq r_{2 расч} \text{ (Ом)}, \end{aligned} \quad (3.7.10)$$

Проверка трансформаторов тока на динамическую и термическую стойкость выполняется аналогично проверке всех электрических аппаратов. Встроенные в выключатели и в силовые трансформаторы трансформаторы тока на динамическую и термическую стойкость не проверяются.

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2 расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_{к} \text{ (Ом)}, \quad (3.7.11)$$

где $r_{к}$ – сопротивление контактов, в проекте принимается $r_{к} = 0,05 \text{ Ом}$; $r_{приб}$ – сопротивление токовых обмоток приборов; $r_{пров}$ – сопротивление проводов.

Для определения сопротивления приборов составляется таблица с указанием наименования, марки прибора, потребляемой мощности токовой катушки прибора. В таблице указывается итоговая мощность всех приборов.

$$r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2 ном ТА}^2} \text{ (Ом)}, \quad (3.7.12)$$

где $I_{2 ном ТА}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{2 ном ТА} = 5 \text{ А}$.

Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока берется из каталожных данных или определяется:

$$r_{2 ном ТА} = \frac{S_{2 ном ТА}}{I_{2 ном ТА}^2} \text{ (Ом)}, \quad (3.7.13)$$

где $S_{2 ном ТА}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока.

Сопротивление проводов определяется из выражений (3.7.10) и (3.7.11):

$$r_{пров} = r_{2 ном ТА} - r_{приб} - r_{к} \text{ (Ом)}. \quad (3.7.14)$$

Таблица 3.7.1

**Потребляемая мощность электрических приборов,
подключенных к трансформатору тока**

№	Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность одного прибора	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность
			(ВА)	(шт)	(ВА)
1	Амперметр				
2	Варметр				
3	Ваттметр				
4	Счетчик активной энергии				
5	Счетчик реактивной энергии				
	Итого				$\Sigma S_{приб}$

Сечение проводов вторичной токовой цепи:

$$F = \frac{\rho_a l}{r_{пров}} \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (3.7.15)$$

где ρ_a – удельное сопротивление провода, для алюминия $\rho_a = 0,0285 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, l – длина провода вторичной коммутации, принимается для ячеек ЗРУ 15-20 м, для ОРУ 35-220 кВ 40-70 м. Если сечение провода получилось меньше 4 мм^2 , то принимается алюминиевый провод сечением 4 мм^2 по его механической прочности.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению

$$U_{ном TV} = U_{ном сети} \text{ (кВ)}, \quad (3.7.16)$$

– по вторичной нагрузке в требуемом классе точности подключенных к нему приборов:

$$S_{ном TV} \geq \Sigma S_{приб} \text{ (ВА)}. \quad (3.7.17)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и среднего напряжения и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения. Для определения суммарной мощности всех приборов, подключенных к трансформатору напряжения составляется таблица (3.7.2)

На напряжение 35 кВ и выше трансформаторы напряжения не выбираются.

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений в проекте следует предусмотреть разрядники или ограничители перенапряжения (ОПН). Выбор ограничителей перенапряжения предпочтительнее. Разрядники или ОПН выбирают на все напряжения.

**Потребляемая мощность приборов,
подключенных к трансформатору напряжения**

№	Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность одной катушки	Число катушек в приборе	Число приборов	cosφ	Потребляемая активная мощность (P)	Потребляемая реактивная мощность (Q)
			(ВА)	(шт)	(шт)		(Вт)	(ВАр)
1	Вольтметр							
2	Ваттметр							
3	Варметр							
4	Счетчик активной энергии							
5	Счетчик реактивной энергии							
	Итого						$\Sigma P_{приб}$	$\Sigma Q_{приб}$

$$\Sigma S_{приб} = \sqrt{\Sigma P_{приб}^2 + \Sigma Q_{приб}^2} \text{ (ВА)}. \quad (3.7.18)$$

3.7.4. Выбор и проверка шин и шинных конструкций

На подстанциях в открытых распределительных устройствах в качестве токоведущих частей, соединяющих между собой электрические аппараты, и сборных шин часто используют сталеалюминиевый провод марки АС (гибкая ошиновка); на комплектных трансформаторных подстанциях для этой цели используется жесткая ошиновка в виде шин трубчатого сечения. Соединение трансформатора с закрытым РУ-10 кВ или с КРУН-10 кВ осуществляется закрытым комплектным токопроводом или жесткими шинами. В РУ-10 кВ также применяется жесткая ошиновка.

При токах до 1600 А применяются одно- и двухполосные шины прямоугольного сечения, а при больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения. Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений в соответствии с [6] выбираются по нагреву (по длительно допустимому току) и проверяются на стойкость действиям токов к.з. Гибкая ошиновка на электродинамическую стойкость не проверяется. Выбор сечения шин производится по нагрузкам послеаварийного режима:

$$I_{доп} \geq I_{н\ max} \text{ (А)}, \quad (3.7.19)$$

$$I_{н\ max} = \frac{1,4S_{ТНОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} \text{ (А)}, \quad (3.7.20)$$

Проверка шин на термическую стойкость при к.з.:

$$F_{min} \geq \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{c} \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (3.7.21)$$

где c – коэффициент, характеризующий допустимый нагрев материала шин, для алюминиевого сплава можно принять $c = 91$.

Проверка шин на динамическую стойкость при горизонтальном расположении шин на опорных изоляторах при жесткой ошиновке:

Расчет расстояния между изоляторами крепления шин:

$$l = \sqrt{\frac{48 \cdot 10^2 h}{200}} \text{ (м)}, \quad (3.7.22)$$

где h – ширина шины (м).

Наибольшее удельное усилие, действующее на среднюю шину при трехфазном к.з.

$$f = \frac{\sqrt{3} i_{y0}^{(3)2} l}{a} k_\phi 10^{-7} \text{ (Н/м)}, \quad (3.7.23)$$

где: a – расстояние между шинами фаз (м), можно принять $a = 0,3-0,5$ м; k_ϕ – коэффициент формы шин, $k_\phi = 1$; $i_{y0}^{(3)}$ – ударный ток к.з. на шинах (А).

Определение силы, действующей на шину:

$$F = \frac{\sqrt{3} i_{y0}^{(3)2} l}{a} \text{ (Н)}. \quad (3.7.24)$$

Изгибающий момент, от воздействия на шину распределенной силы f .

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \text{ (Н·м)}. \quad (3.7.25)$$

Момент сопротивления шины прямоугольного сечения:

$$W = \frac{bh^2}{6} \text{ (м}^3\text{)}, \quad (3.7.26)$$

где b – высота шины (м).

Максимальное механическое напряжение в материале шины от действия изгибающего момента:

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W} \text{ (Па)}, \quad (3.7.27)$$

$$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\max} \text{ (Па)}, \quad (3.7.28)$$

где $\sigma_{\text{дон}}$ – допустимое напряжение для алюминиевого сплава шин, $\sigma_{\text{дон}} = 137 \cdot 10^6$ Па.

Выбор опорных изоляторов 10 кВ.

Изоляторы выбираются:

– по напряжению:

$$U_{\text{ном из}} \geq U_{\text{ном сети}} \text{ (кВ)}, \quad (3.7.29)$$

– по допустимой нагрузке на головку изолятора – по динамической стойкости:

$$F_{\text{дон}} \geq \tau_{\text{рсч}} \text{ (Н)}, \quad (3.7.30)$$

где: $F_{\text{дон}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{\text{дон}} = 0,6 F_{\text{разр}}$ (из каталога);

$\tau_{\text{рсч}}$ – расчетная сила, действующая на головку изолятора, с учетом расположения шины на изоляторе

$$\tau_{pсч} = F \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}} \text{ (Н)}, \quad (3.7.31)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора, b – толщина пластины шинодержателя, h – высота шины.

3.8. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В качестве оперативного тока на подстанциях используются:

- постоянный ток от аккумуляторной батареи, рекомендуется на подстанциях 35-220 кВ где установлено три и более выключателей на стороне высшего и среднего напряжения;
- выпрямленный постоянный ток с применением устройств: БПН или БПНС (блок питания с подключением к трансформатору напряжения), БПТ (блок питания с подключением к трансформаторам тока) и другие выпрямительные устройства;
- переменный ток с подключением к трансформаторам собственных нужд, рекомендуется предусматривать на подстанциях 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями.

3.8.1. Выбор трансформаторов собственных нужд

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд подстанции составляется таблица электрических нагрузок собственных нужд подстанции (табл. 3.8.1). Нагрузку определяют по данным в [4].

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по общей электрической нагрузке потребителей собственных нужд с учетом коэффициента спроса k_c .

$$S_{н.с.н.} = k_c \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} \text{ (кВа)}, \quad (3.8.1)$$

где принимается $k_c = 0,8$.

Определение мощности трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тнн} \geq \frac{S_{н.с.н.}}{2 \cdot 0,7} \text{ (кВа)}. \quad (3.8.2)$$

Выбираются два трансформатора собственных нужд с подключением каждого (на подстанциях с оперативным переменным и выпрямленным током) отпайкой к шинам ввода силового трансформатора (до выключателя ввода) через разъединители и предохранители, чтобы при подаче напряжения на силовой трансформатор появилось и питание цепей оперативного тока (вариант 1 рис. 3.8.1). При оперативном постоянном токе от аккумуляторной батареи трансформаторы собственных нужд подключаются к секциям сборных шин РУ-10 кВ (вариант 2 рис. 3.8.1).

Таблица 3.8.1

Электрические нагрузки собственных нужд подстанции

№	Наименование потребителя	Количество/ установленная мощность потребителя	cosφ	Потребляемая общая мощность	
				P	Q
		(шт/кВт)		(кВт)	(кВАр)
1	Охлаждение трансформаторов				
2	Подогрев масла в выключателях				
3	Подогрев приводов выключателей				
4	Освещение ОРУ 35-220 кВ				
5	Освещение РУ-10 кВ				
6	Вентиляция РУ-10 кВ				
7	Подогрев счетчиков РУ-10 кВ				
8	Отопление и освещение ОПУ или жилого дома подстанции				
9	Сварочный пост				
10	Зарядный и подзарядный агрегаты				
	Итого			ΣP	ΣQ

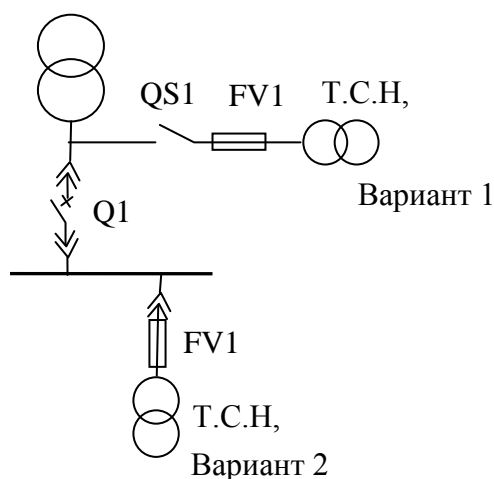


Рис. 3.8.1 Подключение трансформаторов собственных нужд

Предохранители в цепи трансформаторов собственных нужд выбираются в соответствии с п. 3.7.2, где ток

$$I_{н\ max} = \frac{1,4S_{Тном.с.н.}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (\text{А}). \quad (3.8.3)$$

Расчет и выбор плавкой вставки предохранителя:

$$I_{пл.вст.} \geq (1,2-1,4)I_{н\ max} \quad (\text{А}). \quad (3.8.4)$$

3.8.2. Выбор аккумуляторной батареи

Аккумуляторную батарею выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме ее присоединения к шинам постоянного тока. На подстанциях используются свинцовые кислотные аккумуляторные батареи типов СК и СН. В курсовом проекте предусмотреть

схему подключения аккумуляторной батареи по методу постоянного подзаряда с элементным коммутатором. Методика выбора аккумуляторной батареи подзарядного и зарядного устройства изложена в [5].

Для определения аварийного и толчкового тока составляется таблица расчетных нагрузок, подключенных к аккумуляторной батарее (табл. 3.8.2).

Постоянную нагрузку на щите подстанции можно принять равной 10 А; нагрузку аварийного освещения также можно принять равной 10 А; нагрузка преобразователя оперативной связи в рабочем режиме составит 30 А, а пусковой ток – 100 А.

Наибольший толчковый ток в начале режима обусловлен постоянной нагрузкой, нагрузкой аварийного освещения, пусковым током преобразовательного агрегата связи и током включения наиболее мощного привода выключателя или одновременным включением секционных выключателей на стороне среднего и низшего напряжений подстанции с трехобмоточными трансформаторами автоматикой ввода резерва (что больше). Ток потребляемый приводами выключателей при включении приводится в [7].

3.8. ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ И РЕМОНТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Эксплуатационное обслуживание подстанции осуществляется по одной из следующих форм:

1. С постоянным дежурством на подстанции. Это дежурство осуществляется там, где предусмотрен общеподстанционный пункт управления (ОПУ).
2. С постоянным дежурством одним дежурным, проживающим в жилом доме при подстанции – дежурство на дому, при этом все оперативные переключения на подстанциях с простой наглядной схемой и полностью оборудованной блокировкой от неправильных операций с разъединителями и выкатными тележками ячеек КРУ производятся дежурным с группой IV единолично. Эта форма обслуживания осуществляется на подстанциях малой и средней мощности.
3. Оперативно-выездной бригадой. Такая форма обслуживания применяется в случае, если в небольшом радиусе находятся несколько подстанций с хорошими подъездными путями, оборудованных телемеханикой с выводом сигналов на диспетчерский щит сетевого предприятия.

Ремонтное обслуживание подстанции организуется специальными службами электросетевого предприятия: службой подстанций, службой релейной защиты, службой связи, службой автотранспорта и т. д.

Таблица 3.8.2

Электрические нагрузки подключенные к аккумуляторной батарее

Наименование потребителя	Количество электроприемников	Номинальная мощность	Номинальный ток	Расчетный ток длительной нагрузки	Пусковой ток	Ток аварийного режима до 30 минут	Толчковый ток в начале режима	Наибольший толчковый ток в начале режима
	(шт)	(Вт)	(А)	(А)	(А)	(А)	(А)	(А)
Постоянная нагрузка на щите								
Аварийное освещение								
Приводы выключателей								
Преобразовательные агрегаты оперативной связи								
Итого	—	—	—	—	—			

КОМПОНОВКА И УСТРОЙСТВО ПОДСТАНЦИИ

- Порталы для крепления изоляторов и проводов выполняются железобетонными или металлическими.
- Железобетонные фундаменты под трансформаторы и выключатели выполняются сборными или монолитными. Стойки выполняются железобетонными.
- Под трансформаторами выполняется приямок (маслоприемник), заполненный гравием, для аварийного слива масла с объемом, равным количеству масла в трансформаторе, с отводом масла в подземный маслосборник.
- Для крепления гибкой ошиновки используют подвесные изоляторы, а для крепления жесткой ошиновки на комплектных подстанциях – опорные изоляторы.
- Для ошиновки сборного ОРУ напряжением 35-220 кВ применяют провод марки АС с его креплением на подвесных изоляторах. На комплектных ОРУ ошиновка выполняется жесткой из алюминиевых труб с креплением на опорных изоляторах.
- Для защиты от перенапряжения на подстанции устанавливаются разрядники или ограничители перенапряжения.
- Подстанция ограждается ограждением высотой 1,8 – 2,5 м, сетчатое с железобетонными стойками, которое исключает накопление снега вдоль забора.

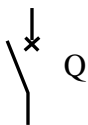
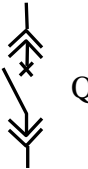
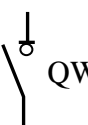
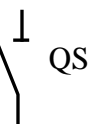
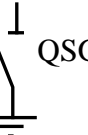

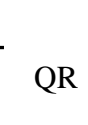
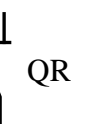
ЗАКЛЮЧЕНИЕ


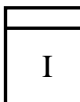
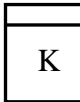
Проектируемая подстанция полностью соответствует требованиям Правил устройства электроустановок, Правил пожарной безопасности, Санитарных норм и правил и других нормативных документов. В заключении нужно указать также какое новое современное оборудование использовано в проекте.

**Условные графические и буквенные обозначения
некоторых элементов электрических схем**

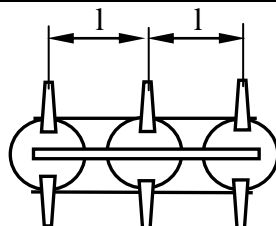
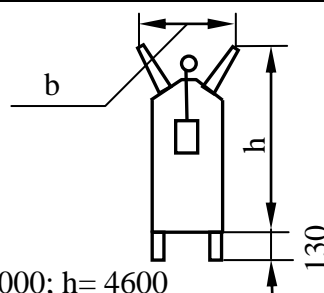
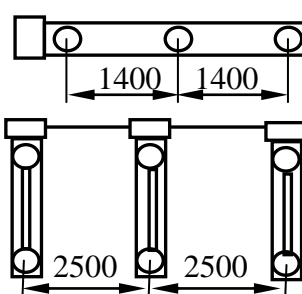
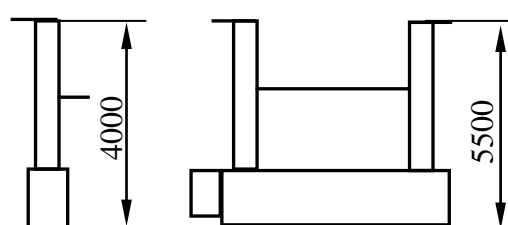
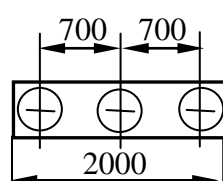
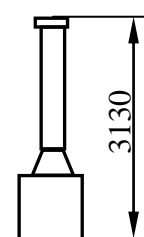
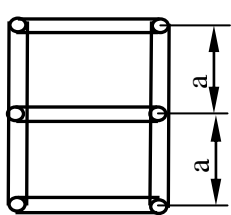
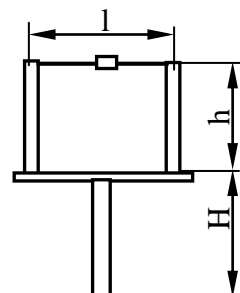

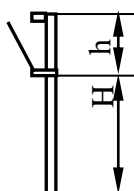
Наименование	Обозначение
Кабель	
Соединение контактное разъемное	
Перемычка коммутационная	
Катушка индуктивности	
Реактор токоограничивающий	
Реактор сдвоенный	
Батарея конденсаторная силовая	
Предохранитель плавкий	
Разрядник вентильный	
Генератор	
Компенсатор синхронный	
Электродвигатель	
Заземление	

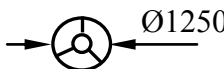
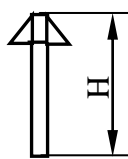
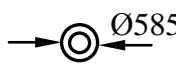
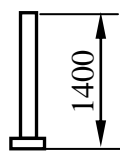
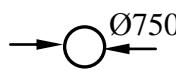
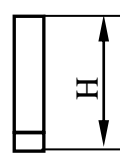
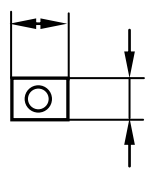
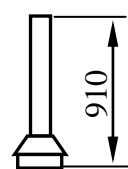
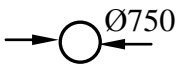
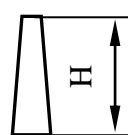
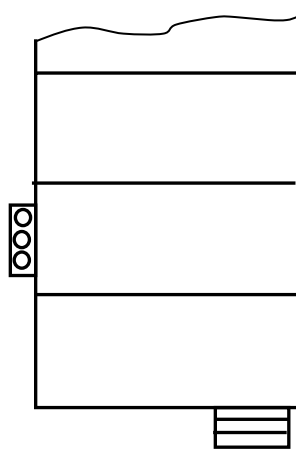
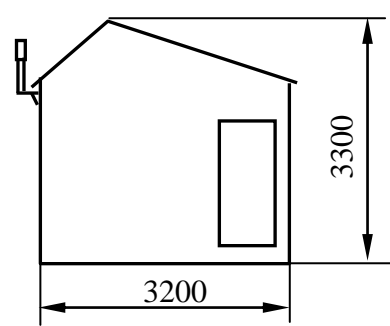
Наименование	Обозначение
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой; соединение обмоток звезда-треугольник	
Трансформатор силовой трехфазный трехобмоточный; обмотка ВН имеет вывод нейтрали	
Автотрансформатор трехобмоточный	
Трансформатор тока	
Трансформатор тока нулевой последовательности	
Трансформатор напряжения однофазный двухобмоточный	
Трансформатор напряжения трехфазный	

Наименование	Обозначение
Выключатель высоковольтный	 Q
Выключатель на выкатной тележке	 Q
Выключатель нагрузки	 QW
Разъединитель	 QS
Заземляющий нож	 QSG
Короткозамыкатель	 QN
Отделитель одностороннего действия	 QR
Отделитель двухстороннего действия	 QR

Наименование	Обозначение
Амперметр	 PA
Вольтметр	 PV
Ваттметр	 PW
Варметр	 PVA
Ваттметр с нулем в середине шкалы	 PW
Варметр с нулем в середине шкалы	
Счетчик активной энергии	 I
Счетчик реактивной энергии	 K
Счетчики активной энергии со стопорами	
Счетчики реактивной энергии со стопорами	

Упрощенные изображения некоторых элементов
подстанции на чертежах

Тип	Вид сверху	Вид сбоку																				
У-110 У-220	 $l = 2000$ $l = 3000$	 $b = 2000; h = 4600$ $b = 3000; h = 7000$																				
BMT-110 BMT-220	 1400 2500	 4000 5500																				
ВМК-35Э ВВК-35Б	 700 2000	 3130																				
ОД-220, РНД-220, ОД-110, РНД-110, ОД-35, РНД-35.	 a l <table><tr><th>Размер</th><th>a</th><th>l</th><th>H</th><th>h</th></tr><tr><td>220 кВ</td><td>3000</td><td>2800</td><td>2800</td><td>3500</td></tr><tr><td>110 кВ</td><td>2000</td><td>1800</td><td>2600</td><td>1800</td></tr><tr><td>35 кВ</td><td>1000</td><td>1200</td><td>2500</td><td>1000</td></tr></table>	Размер	a	l	H	h	220 кВ	3000	2800	2800	3500	110 кВ	2000	1800	2600	1800	35 кВ	1000	1200	2500	1000	 l h H
Размер	a	l	H	h																		
220 кВ	3000	2800	2800	3500																		
110 кВ	2000	1800	2600	1800																		
35 кВ	1000	1200	2500	1000																		
КЗ-220, КЗ-110.		 h H $H = 3500$ 220 кВ $h = 2500$ 110 кВ $h = 1400$																				

Тип	Вид сверху	Вид сбоку
РВМГ-220 ОПН-220 РВМГ-110 ОПН-110		 220 кВ l = 4500 110 кВ l = 3000
РВМГ-35 ОПН-35		 1400
НКФ-220 НКФ-110		 220 кВ l = 3000 110 кВ l = 1600
ЗНОМ-35		 910
ТФ3М-220 ТФ3М-110		 220 кВ l = 3000 110 кВ l = 1600
КРУН К-59		 3200 3300

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского . – М.: Энергия, – Кн. 2, 1973.
2. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2009.
4. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Электрическая часть станций и подстанций / под ред. А. А. Васильева. – М.: Энергия, 1980.
6. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
7. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Вишняков Г. К. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Г. К. Вишняков. – М.: Энергия, 1982.
9. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учебное пособие / Г. Н. Ополева. – М. : ФОРУМ – ИНФРА-М, 2009.