

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ХАКАССКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ –
ФИЛИАЛ ФГАОУ ВПО «СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Электрические станции
и подстанции.
Проектирование электрической части
подстанции**

Методические указания
к выполнению курсового проектирования

Абакан
2014

УДК 621.311(07) 52

Э45

Э45 Электрические станции и подстанции. Проектирование электрической части подстанции: метод. указания к выполнению курсового проектирования / сост. П. В. Валь ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2014. – 38 с.

Включают в себя краткие теоретические сведения по основным разделам курсового проектирования, рекомендации по проведению расчетов и представлению результатов, справочные данные.

Предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» очной и заочной форм обучения.

УДК 621.311(07) 52

Рекомендовано к изданию
научно-методическим советом ХТИ – филиала СФУ

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие сведения о курсовом проектировании	4
2. Структура курсового проекта и требования по оформлению.....	4
3. Задание на курсовое проектирование	5
4. Методика выполнения курсового проекта	6
4.1. Построение графиков нагрузки подстанции	6
4.1.1. Суточные графики нагрузок потребителей подстанции	6
4.1.2. Суммарный суточный график подстанции.....	7
4.1.3. Годовой график нагрузки подстанции по продолжительности нагрузок	8
4.1.4. Техничко-экономические показатели нагрузки подстанции .	9
4.1.5. График полной мощности подстанции	10
4.2. Выбор главной схемы подстанции	11
4.3. Выбор трансформаторов подстанции.....	16
4.4. Расчет питающих линии электропередач.....	18
4.5. Расчет токов короткого замыкания.....	19
4.6. Выбор и проверка электрооборудования подстанции	20
4.6.1. Расчетные условия для проверки аппаратов и проводников по рабочему режиму	22
4.6.2. Выбор и проверка шин	22
4.6.3. Выбор и проверка электрических аппаратов.....	25
4.6.4. Выбор контрольно-измерительной аппаратуры.....	27
4.6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд.....	31
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	32
Приложение А. Типовые суточные графики потребителей.....	33

1. Общие сведения о курсовом проектировании

Курсовое проектирование является завершающим этапом изучения курса «Электрические станции и подстанции» и способствует углублению и закреплению знаний, полученных студентами по дисциплине. В методических указаниях даются рекомендации по проектированию электрической части районной понижающей электрической подстанции.

В методических указаниях излагаются вопросы построения графиков нагрузки, выбора количества и типа мощности силовых трансформаторов, выбора главной схемы, расчета питающих линий электропередач, расчета токов короткого замыкания, а также выбора и проверки электрооборудования подстанции. В учебном проектировании принимается ряд допущений и условностей, позволяющих избежать чрезмерного увеличения объема проекта и сосредоточить внимание на наиболее существенных вопросах.

2. Структура курсового проекта и требования по оформлению

Курсовой проект состоит из пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка содержит весь расчетный материал, обоснование принятых решений, пояснения к каждому рассматриваемому вопросу. Приблизительный объем пояснительной записки составляет 40 страниц на листах формата А4.

В каждом разделе пояснительной записки необходимо:

сформулировать задачу, решаемую в разделе;

привести исходные данные и поставленные требования;

привести поясняющие чертежи и схемы;

описать последовательность решения задачи с приведением расчетных формул в общем виде;

компактно представить результаты вычислений в расчетных таблицах с указанием размерностей полученных величин;

привести краткий анализ полученных результатов расчета с соответствующими выводами.

В тексте записки даются ссылки на использованную литературу. В начале записки приводится оглавление, в конце – список литературы. Оформление записки необходимо выполнять в соответствии с действующим стандартом организации [7].

Графическая часть курсового проекта включает два листа формата А1. Структура графической части и требования по ее оформлению оговариваются с руководителем курсового проектирования.

3. Задание на курсовое проектирование

Основной задачей курсового проектирования является проектирование электрической части сооружаемой районной понижающей электрической подстанции напряжением с высшим напряжением 35–220 кВ, получающей электроэнергию от одного или нескольких центров питания. Задания на курсовой проект унифицированы и индивидуальны для каждого студента. Предполагается автоматизированная генерация исходных данных на проектирование. Допускается выдача руководителем курсового проектирования других заданий (реальные проекты по заданиям сетевых предприятий, подразделений института, задания по тематике научных исследований кафедры и др.). В этом случае задание согласовывается на кафедре и утверждается заведующим кафедрой.

4. Методика выполнения курсового проекта

4.1. Построение графиков нагрузки подстанции

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы подстанций (электростанций в энергосистеме), непрерывно меняется. Этот факт принято отражать графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности (тока) на шинах подстанции (ПС) во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной P (МВт), реактивной Q (Мвар), полной (кажущейся) S (МВА) мощностей и тока I (А) на шинах ПС.

Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч), сезонные (зима, лето) и годовые по продолжительности.

По месту назначения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах ПС;
- сетевые графики нагрузки – на шинах районных и узловых ПС;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций.

4.1.1. Суточные графики нагрузок потребителей подстанции

Фактический график нагрузки ПС может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени.

Кроме максимальной активной мощности P_{\max} для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который можно определить в соответствии с заданием на курсовое проектирование из типовых графиков силового максимума в процентах в течение суток (зима, лето), которые приведены на рис. А.1–А.10 приложения А.

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100 %, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известной P_{\max} можно перевести типовой график в график нагрузки заданного потребителя ПС согласно задания, используя соотношение для каждой ступени графика

$$P_{(i)} = \frac{n_{\%(i)} \cdot P_{\max}}{100}, \quad (1)$$

где $P_{(i)}$ – мощность i -й ступени потребителя (МВт); $n_{\%(i)}$ – ордината i -й ступени типового графика потребителя (%); P_{\max} – максимальная активная мощность потребителя согласно задания (МВт).

В курсовом проекте суточные типовые графики нагрузки потребителей по сезонам (зима, лето) необходимо перевести в соответствующие графики нагрузки потребителей, используя формулу (1).

По результатам расчетов необходимо для каждого из сезонов (лето, зима) построить графики суточных нагрузок каждого потребителя согласно задания на курсовой проект, а также их совмещенный график нагрузки в координатах: ось абсцисс – время в часах, а ось ординат – мощность в МВт.

4.1.2. Суммарный суточный график подстанции

Суммарный суточный график ПС определяется с учетом потерь мощности на ПС.

Потери мощности на ПС включают в себя:

постоянные потери, определяемые в основном потерями холостого хода трансформаторов;

переменные потери, обусловленные протеканием тока по обмоткам трансформаторов и зависящим от величины нагрузки;

потери на собственные нужды, определяемые параметрами трансформатора и типом ПС.

Суммируя значения мощностей i -х ступеней графиков нагрузки всех потребителей и потери мощности на ПС для каждой ступени, получают суммарный суточный график нагрузки ПС для сезонов (зима, лето) согласно выражению

$$P_{\text{пс}(i)} = P_{\Sigma(i)} + \Delta P_{\text{пост}} + \Delta P_{\text{пер}(i)} + \Delta P_{\text{с.н}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{пс}(i)}$ – мощность i -й ступени ПС (МВт); $P_{\Sigma(i)}$ – суммарная мощность i -й ступени всех потребителей ПС (МВт); $\Delta P_{\text{пост}}$ – постоянные потери мощности ПС (МВт); $\Delta P_{\text{пер}(i)}$ – переменные потери мощности i -й ступени ПС (МВт); $\Delta P_{\text{с.н}}$ – потери мощности на собственные нужды ПС (МВт).

Постоянные потери мощности ПС вычисляются по формуле

$$\Delta P_{\text{пост}} = 0,01 \cdot P_{\Sigma \max}, \quad (3)$$

где $P_{\Sigma \max}$ – максимальное значение активной мощности совмещенного графика нагрузок потребителей ПС (МВт).

Переменные потери мощности ПС вычисляются для каждой ступени суточного графика ПС по формуле

$$\Delta P_{\text{пер}(i)} = \frac{P_{\Sigma(i)}^2}{10 \cdot P_{\Sigma \text{max}}} . \quad (4)$$

Потери мощности на собственные нужды ПС вычисляются по формуле

$$\Delta P_{\text{с.н}} = 0,005 \cdot P_{\Sigma \text{max}} . \quad (5)$$

Расчет суммарных суточных графиков (летнего и зимнего) нагрузки на шинах ПС необходимо сводить в таблицы.

По результатам конечной суммы каждой ступени $P_{\text{пс}(i)}$ необходимо построить суточные графики (летний и зимний) нагрузки на шинах ПС.

4.1.3. Годовой график нагрузки подстанции по продолжительности нагрузок

Годовой график ПС по продолжительности нагрузок показывает длительность работы ПС в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от максимальной до минимальной. График по продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, для оценки использования электрооборудования в течение года и т.д.

Принято, что длительность сезонных времен года «зима» и «лето» для нашего региона составляет 200 и 165 дней соответственно.

Построение годового графика ПС по продолжительности нагрузок производится на основании суммарных суточных графиков нагрузки ПС зимнего и летнего периода. На рис. 1 показан способ построения годового графика нагрузки ПС по продолжительности нагрузок.

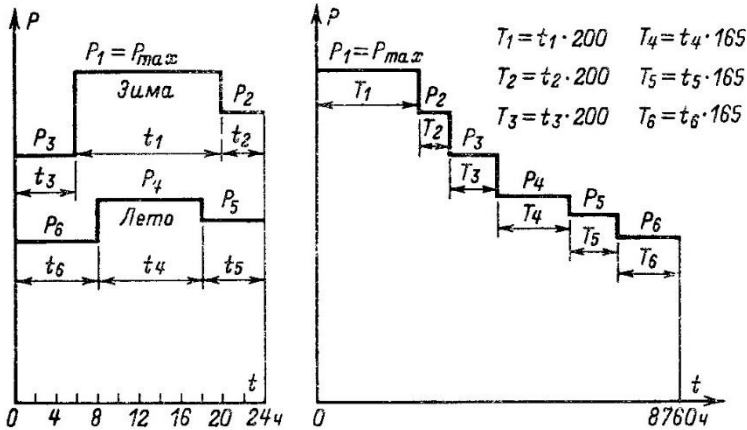


Рис. 1. Построение годового графика нагрузки ПС

Значение активной мощности k -й ступени графика по продолжительности нагрузок P_k (МВт) определяется проекцией соответствующих ординат суммарных суточных графиков нагрузки ПС зимнего и летнего периода на ось ординат искомого графика, а длительность этой ступени рассчитывается по формуле

$$T_k = t_{\text{зима}(k)} \cdot 200 + t_{\text{лето}(k)} \cdot 165, \quad (6)$$

где T_k – длительность ступени графика по продолжительности нагрузок ПС (ч); $t_{\text{зима}(k)}$ и $t_{\text{лето}(k)}$ – длительность k -й ступени соответственно зимнего и летнего суммарных суточных графиков нагрузки ПС (ч).

4.1.4. Техничко-экономические показатели нагрузки подстанции

Энергия, потребляемая ПС за рассматриваемый период (год), равна площади, ограниченной кривой годового графика нагрузки ПС по продолжительности нагрузок, и определяется по формуле

$$W_{\text{пс}} = \sum_{k=1}^n P_k \cdot T_k, \quad (7)$$

где $W_{\text{пс}}$ – величина потребляемой ПС электроэнергии (МВт·ч), n – количество ступеней годового графика нагрузки по продолжительности нагрузок; P_k – мощность k -й ступени годового графика нагрузки ПС по

продолжительности нагрузок (МВт); T_k – продолжительность k -й ступени годового графика нагрузки ПС по продолжительности нагрузок (ч).

Средняя мощность ПС за рассматриваемый период (год) определяется по формуле

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{пс}}}{T}, \quad (8)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность ПС (МВт); T – длительность рассматриваемого периода (ч).

Для оценки степени неравномерности графика работы ПС рассчитывается коэффициент заполнения

$$k_{\text{зап}} = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max}} \cdot T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (9)$$

где $k_{\text{зап}}$ – коэффициент заполнения графика нагрузки ПС; P_{max} – максимальная нагрузка ПС за рассматриваемый период (год) (МВт).

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС показывает, во сколько раз отпущенное с шин ПС количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества электроэнергии, которое было бы отпущено с шин ПС за то же время, если бы нагрузка установки все время была бы максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение $k_{\text{зап}}$ к единице.

Для характеристики графика нагрузки ПС пользуются условной продолжительностью использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot T}{P_{\text{max}}} = k_{\text{зап}} \cdot T, \quad (10)$$

где T_{max} – продолжительность использования максимума нагрузки (ч).

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы отпустить с шин ПС действительное количество электроэнергии $W_{\text{пс}}$ за этот период времени.

4.1.5. График полной мощности подстанции

Построение графика полной мощности ПС необходимо для выбора трансформаторов на ПС.

Рассчитывается средневзвешенный коэффициент мощности ПС для каждой ступени графика нагрузки

$$\cos \varphi_{\text{nc}(i)} = \frac{P_{1(i)} \cdot \cos \varphi_1 + P_{2(i)} \cdot \cos \varphi_2 + \dots + P_{n(i)} \cdot \cos \varphi_n}{P_{1(i)} + P_{2(i)} + \dots + P_{n(i)}}, \quad (11)$$

где $\cos \varphi_{\text{nc}(i)}$ – средневзвешенный коэффициент мощности ПС i -й ступени; $P_{1(i)}, P_{2(i)}, \dots, P_{n(i)}$ – значения активной мощности i -й ступени потребителей ПС (МВт); $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2, \dots, \cos \varphi_n$ – значения коэффициента мощности потребителей ПС.

Полная мощность ПС каждой ступени графика определяется по формуле

$$S_{\text{nc}(i)} = \frac{P_{\text{nc}(i)}}{\cos \varphi_{\text{nc}(i)}}, \quad (12)$$

где $S_{\text{nc}(i)}$ – полная мощность i -й ступени ПС (МВА); $P_{\text{nc}(i)}$ – суммарная активная мощность ПС (МВт).

По полученным значениям $S_{\text{nc}(i)}$ строятся суточные графики полной мощности ПС за зимний и летний периоды.

4.2. Выбор главной схемы подстанции

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части ПС, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Схема электрических соединений проектируемой ПС должна удовлетворять следующим требованиям:

- иметь достаточную надежность;
- быть простой, наглядной;
- быть экономичной;
- иметь возможность расширения.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по ПС. Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружении ПС. Типовые схемы утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 г. (СТО 56947007–29.240.30.010–2008) [6].

Главная схема электрических соединений ПС выбирается с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. На рис. 2 приведены типовые схемы распределительных устройств 35–750 кВ, а в табл. 1 – перечень схем и области их применения. Более подробные руководства по выбору главных схем ПС приведены в [3, 6].

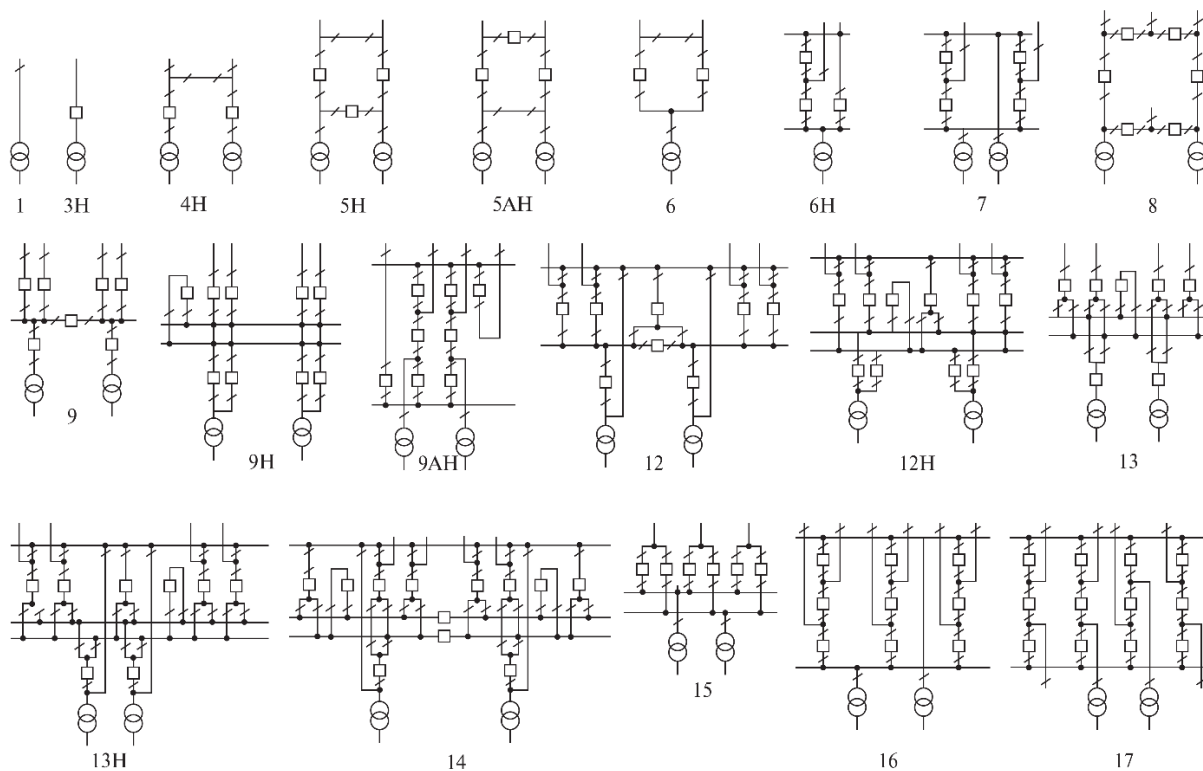


Рис. 2. Типовые схемы распределительных устройств 35–750 кВ

Таблица 1

Типовые схемы распределительных устройств 35–750 кВ

№	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		U, кВ	Сторона ПС	Кол-во присоединя- емых ли- ний	
1	2	3	4	5	6
1	Блок (линия – трансформатор) с разъединителем	35–220	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия – трансформатор) с выключателем	35–500	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35–500	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе

	трансформаторов				
6	Заход – Выход	110–220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Начальный этап более сложной схемы
6Н	Треугольник	110–750	ВН	2	1. Для однотрансформаторных ПС 110–220 кВ 2. Для ПС 330–750 кВ как начальный этап более сложных схем
7	Четырехугольник	110–750	ВН	2	1. Альтернатива схемам «мостика» для ПС 110–220 кВ 2. Начальный этап более сложных схем для ПС 330–750 кВ
8	Шестиугольник	110–330	ВН	4	Для узловых ПС
9	Одна секционированная система шин	35–220	ВН, СН, НН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
9Н	Одна секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110–220	ВН, СН	3 и более	То же, что и для 9, но при повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
9АН	Одна секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку	110–220	ВН, СН	3 и более	То же, что и для 9, но при повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов и особо ответственных ВЛ
12	Одна рабочая секционированная и обходная системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Недопустимость отключения присоединений при плановом

					ремонте выключателей 3. При наличии устройств для плавки гололеда
12Н	Одна рабочая секционированная и обходная системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110–220	ВН, СН	3 и более	То же, что и для 12, но при повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
13	Две несекционированные системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	При невыполнении условий для применения схемы 12
13Н	Две рабочие и обходная системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	1. То же, что и для 13, но при недопустимости отключения присоединений при плановом ремонте выключателей 2. При наличии устройств для плавки гололеда
14	Две секционированные системы шин с обходной	110–220	СН	Более 13	То же, что и для 13Н мощных узловых ПС
15	Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя	330–750	ВН, СН	330–500 кВ – 4; 750 кВ – 3	Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ
16	Трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий	220–750	ВН, СН	5–6	–
17	Полуторная схема	220–750	ВН, СН	6 и более	–

4.3. Выбор трансформаторов подстанции

Силовые трансформаторы, устанавливаемые на ПС, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12–15 % ниже, а расход активных элементов и стоимость на 20–25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Количество устанавливаемых на ПС трансформаторов определяется требованиями к надежности электроснабжения потребителей, питающихся от ПС, а также характером связи ПС с энергосистемой.

В практике проектирования на ПС рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов.

Применение однитрансформаторных ПС допускается:

в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной ПС, при этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;

для питания потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

Установка более двух трансформаторов на ПС применяется:

на ПС промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (например, электропечи);

если целесообразно использование на ПС двух средних напряжений (например, 220/110/35/10 кВ);

если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух трансформаторов по существующей шкале;

на действующей двухтрансформаторной ПС при росте нагрузок сверх расчетного уровня по согласованию с заказчиком;

если для повышения надежности электроснабжения потребителей по требованию заказчика целесообразна установка трех трансформаторов.

На двухтрансформаторной ПС определяющим является послеаварийный режим, поэтому мощность каждого трансформатора выбирается по условию

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{2 \cdot 0,7}, \quad (13)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА); S_{max} – максимальная полная мощность ПС (МВА), определяемая по суточным графикам (зимнему и летнему) полной мощности ПС.

Трансформаторы, выбранные по условию (13), обеспечивают питание всех потребителей ПС в нормальном режиме при оптимальной загрузке до 70 %, а в послеаварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей ПС с учетом допустимой аварийной перегрузки до 40 %.

В случае, если на ПС необходима организация компенсации реактивной мощности, в формуле (13) вместо максимальной полной мощности ПС следует подставлять максимальную полную мощность ПС с учетом компенсирующих устройств (КУ), рассчитанную по формуле

$$S'_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + (Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}})^2}, \quad (14)$$

где S'_{max} – максимальная полная мощность ПС с учетом КУ (МВА); P_{max} – максимальная активная мощность ПС (МВт); Q_{max} – максимальная реактивная мощность ПС (Мвар); $Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующих устройств ПС (Мвар).

Мощность компенсирующих устройств ПС определяется по выражению

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{эс}}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – реактивная мощность, которая может быть экономично выдана энергосистемой (Мвар).

Величину реактивной мощности, которая может быть экономично выдана энергосистемой, можно рассчитать по формуле

$$Q_{\text{эс}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg } \varphi_6, \quad (16)$$

где $\text{tg } \varphi_6$ – базовое значение коэффициента реактивной мощности (при питании ПС на напряжении 110 кВ и выше принимается равным 0,5; при меньшем напряжении – 0,4).

По таблицам справочника принимается ближайшая трансформаторная мощность и тип трансформатора. При выборе типа трансформатора следует учитывать необходимость его обеспечения возможности автоматического изменения коэффициента трансформации под нагрузкой.

Если мощность выбранного трансформатора составляет 25 МВА и более, то необходимо принимать трансформаторы с расщепленными обмотками по низшей стороне с целью ограничения токов короткого замыкания.

4.4. Расчет питающих линии электропередач

В высоковольтных воздушных линиях (ВЛ), как правило, используется провод марки АС (рекомендации по выбору марки провода питающей ВЛ приведены в [3]).

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [3].

Суммарное сечение проводов фазы питающей ВЛ рассчитывается по формуле

$$F = \frac{I_p}{j_n}, \quad (17)$$

где F – суммарное сечение проводов фазы (мм^2); I_p – расчетный ток линии (А); j_n – нормированная плотность тока (А/мм^2), определяемая по табл. 2.

Таблица 2

Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока (А/мм^2) при числе часов использования максимума нагрузки (ч)		
	1000–3000	3000–5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Значение расчетного тока линии определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (18)$$

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме (А); α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

Ток линии на пятый год эксплуатации определяется по выражению

$$I_5 = \frac{S_{\text{вл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где $S_{\text{вл}}$ – полная мощность питающей ВЛ в режиме наибольших нагрузок на пятый год эксплуатации (ВА) (может быть оценена приближенно); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ (В).

Значение α_i может быть принято равным 1,05. Значение α_i принимается по табл. 3 в зависимости от коэффициента K_m , отражающего участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы.

Таблица 3

Усредненные значения коэффициента α_i

$U_{ном}, \text{кВ}$	K_m	Значение α_i при числе часов использования максимума нагрузки ВЛ (ч)		
		до 4000	4000–6000	более 6000
35–330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500–750	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

На основе рассчитанного сечения провода фазы F по справочнику принимается ближайшее стандартное сечение проводника выбранной марки.

Выбранное сечение провода ВЛ должно удовлетворять условию нагрева в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток провода (А); $I_{\text{нб}}$ – максимальный ток послеаварийного или ремонтного режима (А), соответствующий отключению одной из питающих ВЛ.

4.5. Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, используемых на ПС, необходимо произвести расчет токов короткого замыкания (КЗ). При этом обычно достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения.

Для большинства практических задач расчет токов КЗ ведут с рядом допущений, которые значительно упрощают расчеты, не внося при этом существенных погрешностей, а лишь приводят к некоторому увеличению токов КЗ (погрешность расчетов при этом не превышает допустимых 5–10 %).

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке.

1. Составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки и намечаются расчетные точки КЗ.

2. На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения.

3. Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах.

4. Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E''_{\text{экв}}$ и ударного коэффициента $k_{\text{уд}}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением $X_{\text{рез}}$.

5. Определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}$, ударный ток $i_{\text{уд}}$ и при необходимости – периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{\text{пр}}$ и $i_{\text{ар}}$).

В курсовом проектировании расчетные точки КЗ должны быть намечены на шинах распределительных устройств ПС высокого и низкого напряжения.

Расчет токов КЗ может быть осуществлен в системе относительных или именованных единицах. В электрических сетях напряжением выше 1 кВ расчет удобнее вести в системе относительных единиц, ниже 1 кВ – именованных.

Методика расчета токов КЗ подробно рассмотрена в [2].

4.6. Выбор и проверка электрооборудования подстанции

Все электрические аппараты и токоведущие части на ПС должны быть выбраны по условиям длительной работы и проверены по условиям КЗ.

При выборе аппаратов и проводников учитываются следующие факторы:

- род установок (в помещении или открытом воздухе);
- температура окружающей среды;
- влажность и загрязнённость атмосферы или помещения;
- габариты, вес аппарата и удобство его размещения в распределительном устройстве;
- стоимость аппарата.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (21)$$

где $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки (кВ); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата или проводника (кВ).

С учетом перечисленных факторов должны быть определены расчетные условия для аппаратов и проводников проектируемой электроустановки, а именно: расчетные рабочие токи присоединений и расчетные токи КЗ (рассчитаны в предыдущем разделе).

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжеленный.

Под *нормальным режимом* установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленным режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться.

Проводники и аппараты, удовлетворяющие условиям длительной работы, должны быть проверены по условиям КЗ. Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств проверяют на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели и т.д.) дополнительно проверяют по отключающей способности. В табл. 4 приведены факторы, учитываемые при выборе электрических аппаратов ПС, условия выбора и проверки электрических аппаратов изложены далее.

Таблица 4

Факторы, учитываемые при выборе электрических аппаратов

(«+» – учитываемые факторы; «–» – неучитываемые;

«(+») – учитываемые в частных случаях)

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	–
Разъединитель	+	+	+	+	(+)	–
Короткозамыкатель	+	–	+	+	–	–
Отделитель	+	+	+	+	(+)	–
Предохранитель	+	+	–	–	+	–

Ограничитель перенапряжения	+	–	–	–	+	–
Трансформатор тока	+	+	+	+	–	+
Трансформатор напряжения	+	–	–	–	–	+

4.6.1. Расчетные условия для проверки аппаратов и проводников по рабочему режиму

Расчет рабочих токов нормального и утяжеленного режимов необходимо произвести на всех участках схемы ПС, где осуществляется выбор аппаратов или проводников. Расчетные рабочие токи присоединений определяются по-разному для различных элементов ПС. С целью упрощения расчеты могут быть осуществлены приближенно.

Для одиночных присоединений рабочий ток утяжеленного режима соответствует току нормального режима, т.е.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (22)$$

$$I_{\text{утяж}} = I_{\text{норм}} , \quad (23)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (А); $I_{\text{утяж}}$ – ток утяжеленного режима (А); S_{max} – максимальная полная мощность, передаваемая через присоединение или группу присоединений (А); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение рассматриваемого участка электроустановки (В).

При нескольких параллельных присоединениях утяжеленный режим возникает в случае отключения одного из них, т.е.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (24)$$

$$I_{\text{утяж}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}} , \quad (25)$$

где n – количество параллельных присоединений.

4.6.2. Выбор и проверка шин

В открытых РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью. Сечение гибкой шины

ОРУ ВН принимается, как правило, равным сечению провода присоединенной ВЛ. Согласно ПУЭ гибкие шины проверяются на термическую стойкость и не проверяются на электродинамическую стойкость.

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются. Выбор сечения жестких проводников производится по нагреву (по допустимому току), использу в качестве расчетных токи утяжеленного режима, т.е.

$$I_{\text{утяж}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток шины выбранного сечения (А).

Проверка на термическую стойкость. Проверка выбранного сечения шин на термическую стойкость при протекании тока КЗ осуществляется по условию

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к,доп}}, \quad (27)$$

где $\vartheta_{\text{к}}$ – расчетная температура нагрева шины током КЗ (°С); $\vartheta_{\text{к,доп}}$ – допустимая температура нагрева шины при КЗ (°С) (для алюминиевых гибких и жестких шин принимается равной 200 °С).

Для определения расчетной температуры проводника предварительно находится температура проводника до момента возникновения КЗ по формуле

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{0\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (28)$$

где $\vartheta_{\text{н}}$ – температура проводника до момента возникновения КЗ (°С); ϑ_0 – температура окружающей среды (°С); $\vartheta_{\text{доп}}$ – длительно допустимая температура проводника (°С) (для алюминиевых гибких и жестких шин принимается равной 70 °С); $\vartheta_{0\text{ном}}$ – номинальная температура воздуха (°С) (в расчете принять равной 25 °С); I_{max} – максимальный рабочий ток утяжеленного режима шины (А); $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток шины (А).

По кривой, представленной на рис. 3, используя найденное значение ϑ_n , определяется сложная функция температуры проводника f_n (°C) до момента возникновения КЗ.

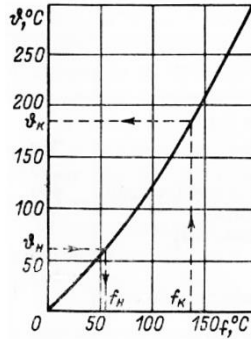


Рис. 3. Кривая определения температуры нагрева проводника при коротком замыкании

Сложная функция температуры проводника при протекании тока КЗ определяется по выражению

$$f_k = f_n + \frac{k \cdot B_k}{g^2}, \quad (29)$$

где f_k – сложная функция температуры проводника при протекании тока КЗ (А); k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (для алюминиевых шин и проводов принять равным 1,054); B_k – импульс квадратичного тока КЗ (кА²·с); g – сечение проводника (мм²).

Импульс квадратичного тока КЗ определяется по выражению

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (30)$$

где $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке схемы (кА); $t_{откл}$ – время отключения электроустановки, равное сумме времени действия основной релейной защиты и времени отключения выключателя (можно принять равным 0,16...0,20 с); T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (с).

По кривой, представленной на рис. 3, используя найденное значение f_k , определяется конечное значение температуры проводника ϑ_k (°C) в режиме КЗ.

Проверка на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, закрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. Наибольшее удельное усилие в *однополосной* шине при трехфазном КЗ определяется по выражению

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (31)$$

где f – наибольшее удельное усилие в однополосной шине при трехфазном КЗ (Н/м); $i_{\text{уд}}$ – ударный ток трехфазного КЗ (А); a – расстояние между фазами шины (м).

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах), определяемый по формуле

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (32)$$

где M – изгибающий момент, создаваемый шиной (Н·м); l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции (м).

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, рассчитывается по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (33)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – напряжение в материале шины (МПа); W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия (см³) [2].

Шины механически прочны, если выполняется условие

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (34)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин (МПа).

При выборе другого типа жестких шин методика их проверки на электродинамическую стойкость производится согласно [2].

4.6.3. Выбор и проверка электрических аппаратов

В соответствии с принятой схемой электрических соединений ПС в курсовом проекте на стороне высокого напряжения ПС достаточно произвести выбор и проверку разъединителей, выключателей, ограничителей перенапряжений и контрольно-измерительной аппаратуры (трансформаторы тока и напряжения, измерительные приборы). На стороне низкого напряжения ПС достаточно определить тип ячеек ЗРУ, в

которых установлены разъединители, выключатели, ограничители перенапряжений и контрольно-измерительная аппаратура (трансформаторы тока и напряжения, измерительные приборы).

Выбранные электрические аппараты проверяют на устойчивость в режиме КЗ. При выборе коммутационных аппаратов следует ориентироваться на установку в одном распределительном устройстве однотипных аппаратов, что упрощает их эксплуатацию. В курсовом проекте достаточно произвести расчеты по выбору одного аппарата каждого наименования, работающего в наихудших условиях.

Выбор разъединителей. Выбор разъединителей осуществляется по назначению и роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению и длительному току. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости.

Результаты выбора разъединителей ПС заносятся в расчетную табл. 5 (где $U_{уст}$ – напряжение сети в месте установки (кВ); $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата (кВ); $I_{расч}$ – расчетный ток на данном участке схемы (А); $I_{ном}$ – номинальный ток аппарата (А); $i_{уд}$ – расчетный ударный ток трехфазного КЗ на данном участке схемы (кА); $i_{дин}$ – номинальный ток электродинамической стойкости аппарата (кА); B_k – расчетный тепловой импульс тока КЗ на данном участке схемы (кА²·с); $I_{пр.т}$ – предельный ток термической стойкости аппарата (кА); t_t – длительность протекания тока термической стойкости (с) (при напряжении 35 кВ и ниже принять равным 4 с, при напряжении выше 35 кВ – 3 с)).

Таблица 5

Расчетная таблица выбора разъединителей

Условия выбора	Тип разъединителя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$			
$I_{расч} \leq I_{ном}$			
$i_{уд} \leq i_{дин}$			
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$			

Выбор выключателей. Выбор выключателей осуществляется по назначению и роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению, длительному току и отключающей способности. Выключатели проверяют по электродинамической и термической стойкости.

Результаты выбора выключателей ПС заносятся в расчетную табл. 6 (где $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока

трехфазного КЗ на данном участке схемы (кА); $I_{пр.с}$ – предельный сквозной ток аппарата (кА)).

Таблица 6

Расчетная таблица выбора выключателей

Условия выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$			
$I_{расч} \leq I_{ном}$			
$I_{п0} \leq I_{пр.с}$			
$i_{уд} \leq i_{дин}$			
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$			

Выбор ограничителей перенапряжений. Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) осуществляется по назначению и номинальному напряжению.

Результаты выбора ограничителей перенапряжений ПС заносятся в расчетную табл. 7.

Таблица 7

Расчетная таблица выбора ограничителей перенапряжений

Условия выбора	Тип ОПН	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = U_{ном}$			

4.6.4. Выбор контрольно-измерительной аппаратуры

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ПС осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. Количество электроизмерительной аппаратуры, устанавливаемой на ПС, должно быть минимально возможным для облегчения обслуживания, упрощения и удешевления установки, но и достаточным для правильного ведения эксплуатации.

Выбор трансформаторов тока. Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{1ном}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током $I_{2ном}$ (1

или 5 А). В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10.

Выбор трансформаторов тока осуществляется по номинальному напряжению, номинальному току (номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей), конструкции и классу точности, электродинамической стойкости, термической стойкости и сопротивлению вторичной нагрузки Z_2 . Условия выбора трансформаторов тока ПС приведены в табл. 8 (где $I_{\text{норм}}$ – расчетный ток нормального режима на данном участке схемы (А); Z_2 – сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока (Ом); $Z_{2\text{ном}}$ – сопротивление номинальной допустимой нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности (Ом)).

Таблица 8

Расчетная таблица выбора трансформаторов тока

Условия выбора	Тип трансформатора тока	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$			
$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$			
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$			
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$			
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$			

Рассмотрим порядок расчета сопротивления вторичной нагрузки трансформатора тока Z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (35)$$

где r_2 – активное сопротивление вторичной нагрузки трансформатора (Ом); $r_{\text{приб}}$ – активное сопротивление приборов (Ом); $r_{\text{пров}}$ – активное сопротивление проводов (Ом); $r_{\text{конт}}$ – активное сопротивление контактов (Ом).

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (36)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами (ВА); $I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток (А).

Расчет мощности необходимых измерительных приборов $S_{\text{приб}}$, подключаемых к трансформаторам тока, осуществляется в соответствующей таблице согласно рекомендациям, изложенным в [2].

Сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух-трех измерительных приборах и 0,1 Ом при большем их количестве.

Сопротивление соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \leq Z_{\text{ном}}, \quad (37)$$

откуда можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов по условию

$$r_{\text{пров}} \leq Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}. \quad (38)$$

Используя данное значение $r_{\text{пров}}$, можно определить необходимую площадь сечения соединительных проводов по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (39)$$

где q – необходимая площадь сечения соединительных проводов (мм^2); ρ – удельное сопротивление провода ($\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$); $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина проводов (м).

Провода с медными жилами, для которых $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования на ПС с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами с $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Расчетная длина проводов зависит от схемы соединения трансформаторов тока: при включении в полную звезду $l_{\text{расч}} = l$, при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, при включении в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2 \cdot l$ (где l – длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) (м)). Величину l можно принять для различных присоединений по табл. 9 (для подстанций указанные длины снижают на 15...20 %).

Таблица 9

Длина соединительных проводов от трансформаторов тока

Наименование и напряжение установки	Длина, м
Линии 6–10 кВ к потребителям	4...6
Все цепи РУ 35 кВ	60...75

Все цепи РУ 110 кВ	75...100
Все цепи РУ 220 кВ	100...150

Если необходимая площадь сечения соединительных проводов q получилась меньше минимально допустимого значения по механической прочности ($2,5 \text{ мм}^2$ – для медных, 4 мм^2 – для алюминиевых), то принимают минимально допустимое значение по механической прочности. Если необходимая площадь сечения превышает 6 мм^2 , то необходимо произвести перерасчет с другим количеством измерительных приборов или схемы соединения трансформаторов тока.

Используя выбранное сечение соединительных проводов q , необходимо рассчитать сопротивление соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и вторичную нагрузку трансформаторов тока Z_2 .

Выбор трансформаторов напряжения. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В, а также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения $U_{1\text{ном}}$, вторичного напряжения $U_{2\text{ном}}$ (100 или $100/\sqrt{3}$ В), коэффициента трансформации $k = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}}$. В зависимости от погрешности различают классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3.

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по номинальному напряжению, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и вторичной нагрузке S_2 . Условия выбора трансформаторов напряжения ПС приведены в табл. 10 (где S_2 – мощность внешней вторичной цепи (ВА), $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора напряжения (ВА)).

Таблица 10

Расчетная таблица выбора трансформаторов напряжения

Условия выбора	Тип трансформатора напряжения	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$			
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$			

Для определения мощности внешней вторичной цепи трансформатора напряжения S_2 необходимо рассчитать мощность измерительных

приборов $S_{\text{приб}}$, подключаемых к трансформатору. Расчет $S_{\text{приб}}$ осуществляется в соответствующей таблице согласно рекомендациям, изложенным в [2].

Если вторичная нагрузка трансформатора напряжения S_2 превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть измерительных приборов присоединяют к нему либо пересматривают перечень подключаемых измерительных приборов.

4.6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд ПС составляется соответствующая таблица электрических нагрузок собственных нужд ПС согласно рекомендациям, изложенным в [2].

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по общей электрической нагрузке потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{сн}} = k_c \cdot \sqrt{\sum P_i + \sum Q_i}, \quad (40)$$

где $S_{\text{сн}}$ – полная мощность потребителей собственных нужд ПС (кВА); P_i – активная мощность i -го потребителя собственных нужд ПС (кВт); Q_i – реактивная мощность i -го потребителя собственных нужд ПС (квар); k_c – коэффициент спроса (можно принять равным 0,8).

Мощность трансформатора собственных нужд определяется по условию (для двухтрансформаторной ПС)

$$S_{\text{тсн.ном}} \geq \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot 0,7} \quad (41)$$

где $S_{\text{тсн.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд ПС (кВА).

По таблицам справочника принимается ближайшая трансформаторная мощность и тип трансформатора собственных нужд. Подключение каждого трансформатора собственных нужд осуществляется 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.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – СПб.: ДЕАН, 2009
2. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Неклепев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков — М.: Энергоатомиздат, 1989. – 606 с.
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Дата введения 20 декабря 2007 г.
7. СТО 4.2–07–2014. Стандарт организации «Сибирский федеральный университет». Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Дата введения 30 декабря 2013 г.
8. Рекламно-информационные материалы заводов-изготовителей.

Приложение А. Типовые суточные графики потребителей

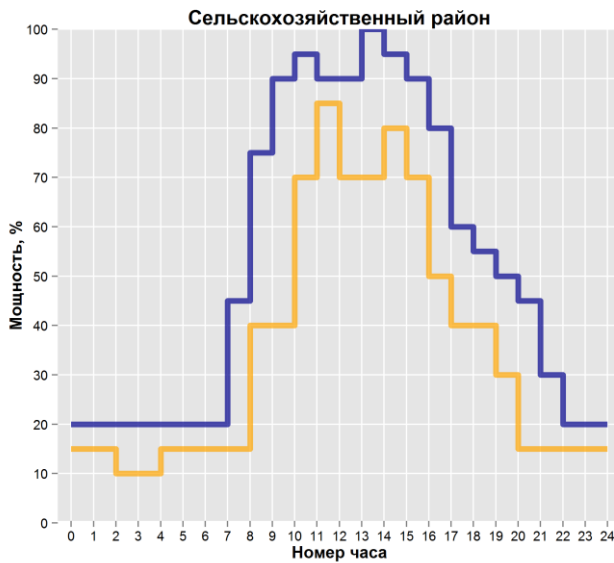


Рис. А1. Сельскохозяйственный район

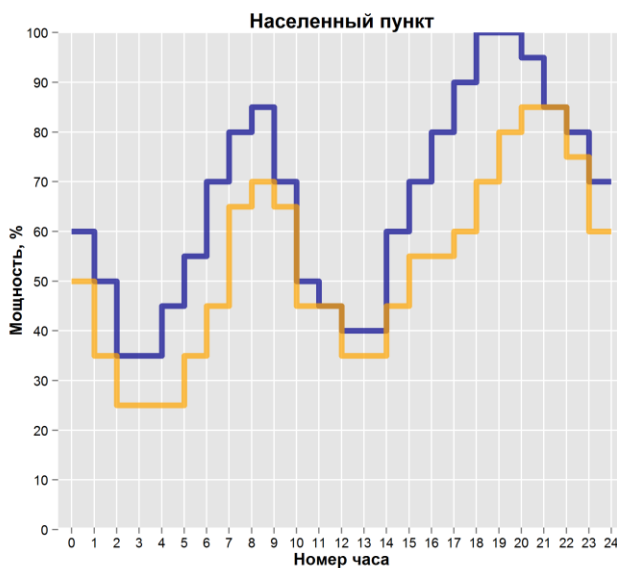


Рис. А2. Населенный пункт

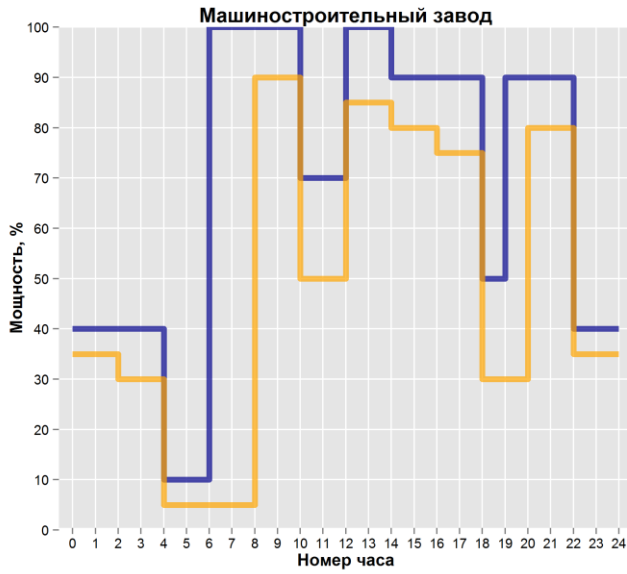


Рис. А3. Машиностроительный завод

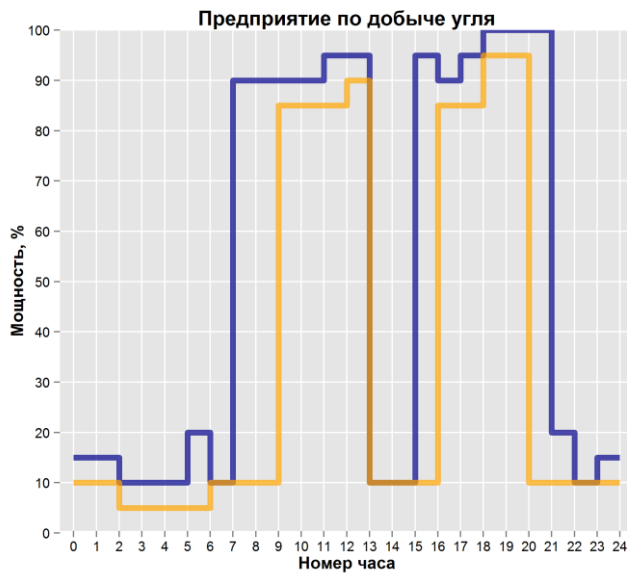


Рис. А4. Предприятие по добыче угля

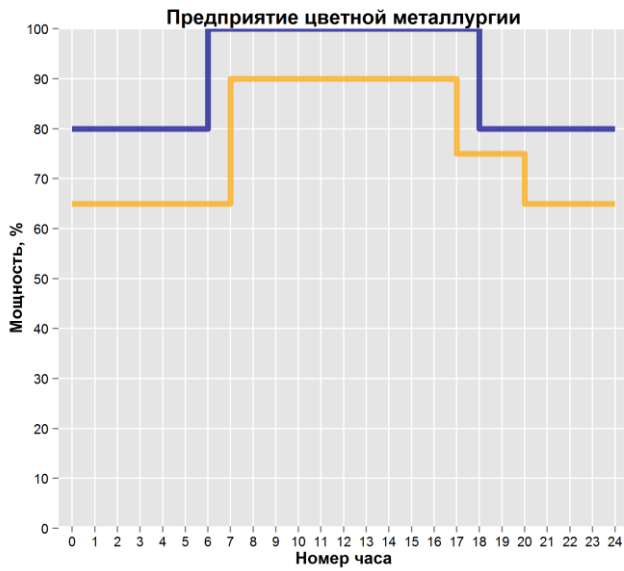


Рис. А5. Предприятие цветной металлургии

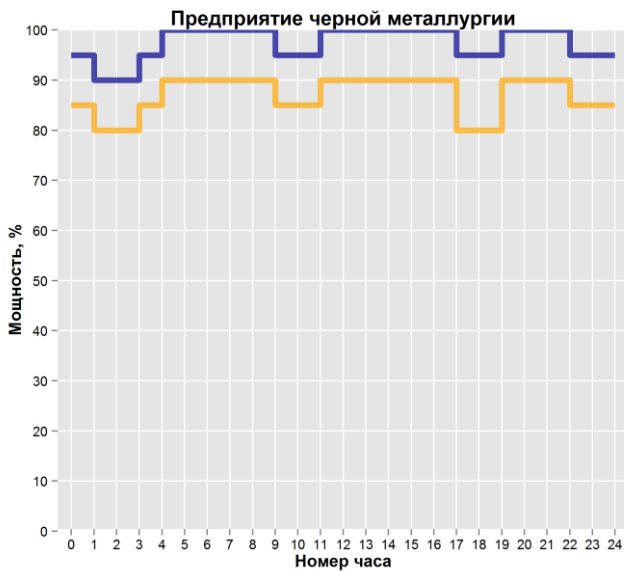


Рис. А6. Предприятие черной металлургии

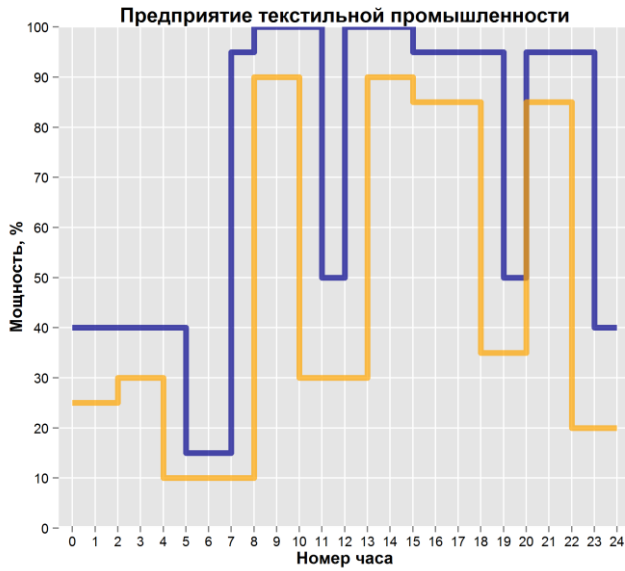


Рис. А7. Предприятие текстильной промышленности

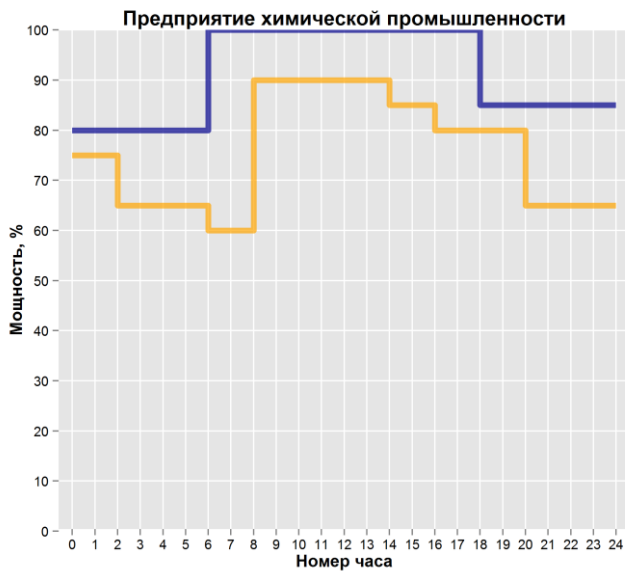


Рис. А8. Предприятие химической промышленности

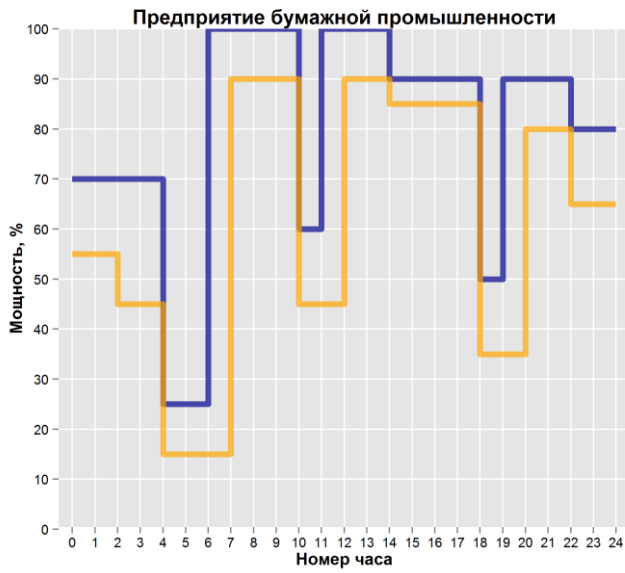


Рис. А9. Предприятие бумажной промышленности

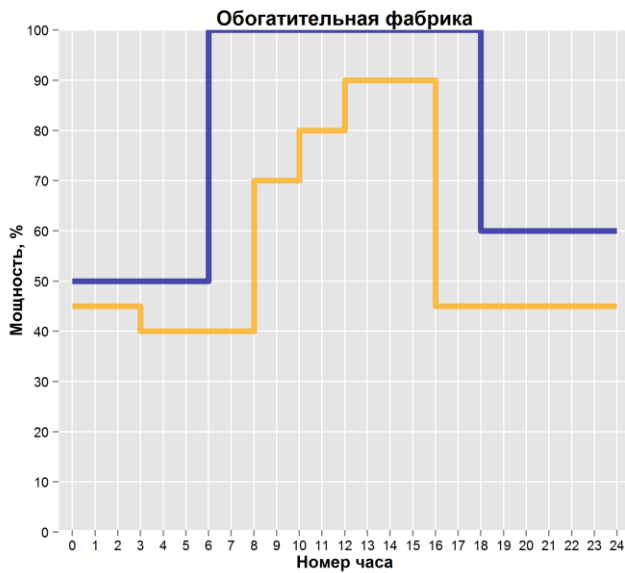


Рис. А10. Обогащительная фабрика

Учебное издание

**Электрические станции
и подстанции.
Проектирование электрической части
подстанции**

Методические указания
к выполнению курсового проектирования

Составитель Валь Петр Владимирович

Подп. в печать 03.10.2013. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».
Усл. печ. л. 0,87. Уч.-изд. л. 0,52. Тираж 60 экз. Заказ 2358. С 38

Редакционно-издательский сектор Хакасского технического института –
филиала ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»
655017, Абакан, ул. Щетинкина, 27

Отпечатано в полиграфической лаборатории ХТИ – филиала СФУ
655017, Абакан, ул. Щетинкина, 27