

**Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«МЭИ» филиал в г. Смоленске**

**Е.С. Андреенков
Л.В. Вайтеленок
С.А. Шунаев**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

**Методические указания
к выполнению курсового проекта по дисциплине
«Электрическая часть электростанций и подстанций»**

Смоленск 2019

УДК 621.316.(0758)
А-65

Утверждено учебно-методическим Советом филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске в качестве методического пособия для студентов бакалавриата, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника»

Подготовлено на кафедре «Электроэнергетические систем»

Рецензент

к.т.н, доц. филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске **Р.В. Солопов**

А-65 Андреенков Е.С. Проектирование электрической части электростанций и подстанций. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрическая часть электростанций и подстанций» [Текст]: Методические указания / Сост.: Е.С. Андреенков, Л.В. Вайтеленок, С.А. Шунаев. – Смоленск: РИО филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, 2019. – 66 с.

Рассматриваются вопросы проектирования электрической части тепловых электростанций и подстанций электроэнергетической системы. Задаются варианты заданий на разработку проекта. Приводятся требования к выбору структурных схем объектов, выбору номинальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов, а также схем распределительных устройств. Рассматриваются схемы питания собственных нужд и выбор номинальных параметров источников питания собственных нужд. Дана характеристика способам ограничения токов короткого замыкания. Приводятся условия выбора электрических аппаратов и проводников распределительных устройств. Изложены требования к оформлению пояснительной записки и графической части проекта. Сформулированы требования к студентам, предъявляемые при защите проекта.

Для студентов очной и заочной форм обучения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1. ЗАДАНИЕ | 5 |
| 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ..... | 6 |
| 3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА..... | 8 |
| 3.1. Выбор структурной (принципиальной) схемы объекта. Выбор номинальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов..... | 8 |
| 3.2. Выбор схем распределительных устройств..... | 17 |
| 3.3. Выбор схемы питания собственных нужд. Выбор номинальных параметров источников питания собственных нужд | 22 |
| 3.3.1. Схема питания собственных нужд первой ступени электростанций | 23 |
| 3.3.2. Схема питания собственных нужд второй ступени электростанций | 27 |
| 3.3.3. Схемы питания собственных нужд подстанций | 31 |
| 3.4. Выбор способов ограничения токов короткого замыкания. Расчёт токов короткого замыкания..... | 34 |
| 3.5. Выбор электрических аппаратов и проводников распределительных устройств | 36 |
| 3.5.1. Выбор коммутационных аппаратов | 36 |
| 3.5.2. Выбор измерительных трансформаторов | 39 |
| 3.5.3. Выбор токоведущих частей..... | 41 |
| 3.5.4. Выбор сечения кабелей питания РП и линейных реакторов | 43 |
| 4. ГРАФИЧЕСКОЕ ОФОРМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ | 48 |
| 5. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКЕ. | 49 |
| 6. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ПРИ ЗАЩИТЕ ПРОЕКТА | 50 |
| ЛИТЕРАТУРА | 51 |

ВВЕДЕНИЕ

Структура курсового проекта позволяет студентам самостоятельно пройти основные этапы проектирования таких объектов электроэнергетических систем как электростанции и подстанции с рядом упрощений, допустимых в рамках учебного проектирования.

Основной целью курсового проекта является получение студентами практических навыков по выбору главной схемы электрических соединений конкретного объекта электроэнергетической системы. При этом авторы данного пособия руководствуются действующими рекомендациями, нормами и стандартами по проектированию электроэнергетических объектов, что позволяет студентам получать знания, соответствующие актуальным требованиям.

Для достижения основной цели предусматривается решение ряда задач.

На первом этапе рассматривается выбор принципиальной схемы заданного объекта. При этом учитываются основные функциональные особенности объекта (тип электростанции или подстанции, вид топлива, положение в энергосистеме, уровни напряжения и т.п.).

На следующем этапе производится выбор типа и мощности главных трансформаторов с учетом перетоков мощности в разных режимах работы.

Важным этапом является выбор схем распределительных устройств повышенного и низкого напряжения. Данный выбор производится исходя из основных решений приводимых в альбоме типовых схем распределительных устройств 35-750 кВ. Допускается также разработка собственных схемных решений с соответствующим обоснованием.

Проектирование системы электроснабжения собственных нужд осуществляется для двух ступеней 6(10) кВ и 0,4 кВ. При этом осуществляется выбор количества, типа и мощности трансформаторов собственных нужд, а также типа резервирования.

Отдельное внимание уделяется выбору основного электрооборудования и токоведущих частей указанного объекта с учетом нормальных, аварийных и послеаварийных режимов.

В методические указания включены следующие основные разделы:

1. Задание.
2. Исходные данные расчета.
3. Методические указания по выполнению курсового проекта.
4. Требования, предъявляемые к пояснительной записке.
5. Требования, предъявляемые к листу графической части проекта.
6. Требования, предъявляемые к студенту при защите проекта.

1. ЗАДАНИЕ

Для проектируемой электроустановки на основании исходных данных необходимо выполнить следующие пункты задания:

1. Выбрать принципиальную схему объекта (число, тип, мощность главных трансформаторов).
2. Выбрать электрические схемы РУ всех напряжений. Описать схемы РУ с указанием их достоинств и недостатков.
3. Выбрать схему питания собственных нужд, включая выбор числа, типов и мощности трансформаторов собственных нужд.
4. Произвести расчет токов КЗ, необходимый для выбора электрических аппаратов и проводников. Выбрать технически необходимые средства ограничения токов КЗ.
5. По заданию преподавателя выбрать электрические аппараты: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения; определить состав измерительных приборов. Произвести выбор типа и сечения проводников, питающих местную нагрузку.
6. Сделать чертеж главной схемы электрических соединений с указанием типов и параметров всего оборудования. Составить описание принципа работы разработанной схемы с указанием нормального положения всех коммутационных аппаратов, а также реакции схемы на возможные отказы в силовом и коммутационном оборудовании.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Курсовой проект выполняется в соответствии с номером варианта и типом проектируемого объекта электроэнергетической системы, которые указываются на специальном бланке, выдаваемом руководителем проекта, и за его подписью. В рамках данного курсового проекта в качестве объекта электроэнергетической системы может быть задана теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), конденсационная электростанция (КЭС) или понижающая подстанция (ПС). Исходные данные для проектирования приведены в приложении 1 в таблицах П1.1, П1.2.

В таблице П1.1 варианты с 1 по 19 относятся к ТЭЦ, с 20 по 40 к КЭС. Варианты с 41 по 60 заданы в таблице П1.2 и относятся к ПС.

Для вариантов ТЭЦ и КЭС в качестве исходных данных заданы:

- основные параметры используемых генераторов: их количество, номинальная мощность, номинальное напряжение, номинальный коэффициент мощности и сверхпереходное сопротивление;
- характеристики котлов: число котлов и используемый тип топлива (мазут, уголь, газ, пылеуголь или газомазут);
- максимальная мощность собственных нужд (в процентах от установленной) и соответствующий коэффициент мощности;
- параметры местной нагрузки: номинальное напряжение, максимальная мощность, коэффициент мощности, номер графика нагрузки (рис. П1.2), процентное деление потребителей по категориям надежности, тип сети;
- основные характеристики сети высшего или среднего напряжения: номинальное напряжение, максимальная мощность, коэффициент мощности (ГН задается в соответствии с номинальным напряжением на рис. П1.1);
- суммарная мощность и сопротивление (в относительных единицах) питающей системы С-1 (С-2 при наличии), а также мощность аварийного резерва системы и характеристики линий связи: их номинальное напряжение, количество и длина;
- номинальное напряжение и количество линий, отходящих от шин РУ ВН или РУ СН;
- номера распределительных пунктов местной нагрузки с указанием через «/» их нагрузки;
- минимальное сечение кабельной линии, отходящей от шин распределительного пункта до ТП;
- длина линии местной нагрузки (от шин станции до РП).

В зависимости от заданного количества генераторов используются различные суточные графики нагрузки генераторов, приведенные на рис. П1.1. Графики нагрузки заданы в процентах от установленной мощности (для генераторов) или от максимальной мощности нагрузки для сетей МН и СН. Сплошной линией показаны ГН для зимы, пунктирной – для лета. График нагрузки собственных нужд составляется на основе формулы

$$P_{\text{соб.н.}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot P_{\text{соб.н.мах}},$$

где P - нагрузка генератора по графику.

Исходными данными для проектирования подстанций являются:

- данные о сети низкого напряжения и среднего (высшего) при наличии;
- максимальная мощность и коэффициент реактивной мощности собственных нужд;
- суммарная мощность и сопротивление каждой из питающих систем, а также характеристики линий связи с системами;
- число линий, отходящих от шин с номинальным напряжением U_n ;
- минимальное сечение кабеля от РП до ТП и длина кабеля от шин ПС до РП.

Для всех вариантов длительность зимнего периода составляет 200 дней, летнего – 165.

При анализе исходных данных следует выбрать область, в которой проектируется объект, и указать её основные климатические характеристики.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

3.1. Выбор структурной (принципиальной) схемы объекта. Выбор номинальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов

В курсовом проекте в первую очередь необходимо выбрать структурную схему заданного объекта. Существует несколько видов электрических схем, например, структурные, функциональные, монтажные, принципиальные и др. Соответственно эти схемы могут быть электрическими, тепловыми и пр. Правила выполнения всех типов электрических схем установлены ГОСТ 2.701-2008 «ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению».

Согласно этому документу, структурная схема – документ, определяющий основные функциональные части изделия, их назначение и взаимосвязи.

На выбираемой схеме должны быть отражены главные связи объекта.

Для тепловых электростанций структурные схемы отражают связи основного электрооборудования, предназначенного для выработки, преобразования и выдачи мощности в электроэнергетическую систему, с распределительными устройствами различных напряжений. Количество распределительных устройств определяется на основании исходных данных по номинальным напряжениям генераторов (сети 6(10) кВ), сети 35-220 кВ и связей с системой. При наличии двух напряжений должны рассматриваться схемы с двухобмоточными главными трансформаторами. Если в исходных данных имеется три напряжения, то в зависимости от вида заземления нейтрали сетей среднего и высшего напряжения должны рассматриваться схемы с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами. Варианты связей трех сетей через две пары двухобмоточных трансформаторов могут возникать при реконструкции или расширении ЭС или ПС и, как правило, оказываются экономически невыгодными, поэтому в учебном проектировании данные варианты схем не рассматриваются.

При проектировании ТЭЦ следует учитывать следующие особенности её работы, влияющие на выбор принципиальной схемы:

- наличие или отсутствие поперечных связей в тепловой и электрической частях;
- величина максимума местной нагрузки по отношению к установленной мощности станции;
- номинальная мощность установленных генераторов;
- возможность автономной работы генераторов на местную нагрузку при нарушении связи с системой (системами);
- наличие потребителей первой категории;
- величина аварийного резерва в системе.

Структурные схемы таких станций можно разделить на схемы с генераторным распределительным устройством (ГРУ), блочные схемы и схемы смешанного типа.

При суммарной величине максимума местной нагрузки и собственных нужд выше 50 % от установленной мощности генераторов ТЭЦ выполняется с ГРУ по схеме рис. 3.1, а) или б) в зависимости от количества повышенных напряжений [1]. На таких электростанциях котлы работают на общий паропровод, а турбогенераторы – на общие шины, от которых обеспечивается электроснабжение местной нагрузки на напряжении 6(10) кВ в радиусе до 3-10 км. По условиям электродинамической стойкости электрооборудования на каждую секцию подключают генераторы суммарной мощностью не более 60 МВт при генераторном напряжении 6 кВ и не более 100 МВт при 10 кВ, что позволяет иметь на сборных шинах приемлемый уровень тока КЗ. В случае необходимости дополнительного ограничения уровня тока КЗ, на ТЭЦ устанавливаются секционные реакторы. Другие генераторы присоединяются по схеме блока к РУ повышенных напряжений (смешанная схема) (рис. 3.3).

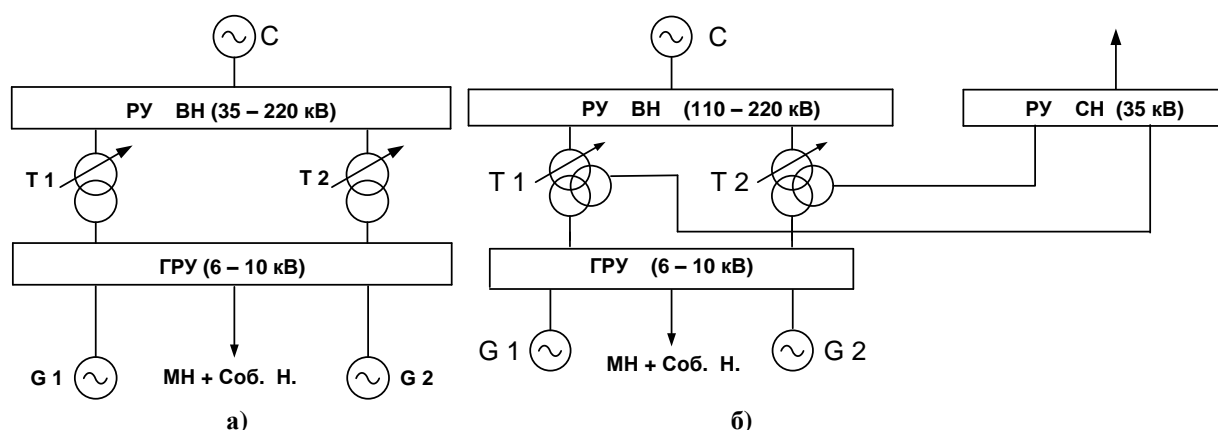


Рисунок 3.1 – Варианты структурных схем ТЭЦ с ГРУ

Для определения количества трансформаторов связи необходимо рассмотреть возможность автономной работы ТЭЦ на местную нагрузку. Для этого необходимо рассмотреть функционирование станции в двух режимах: зимнем и летнем. Если в зимний период генерируемая мощность покрывает максимум местной нагрузки и собственных нужд ($S_{\Gamma} > S_{\text{МН}+\text{Соб. Н.}}$), а в летний минимум местной нагрузки и собственных нужд не ниже минимальной мощности ГН генератора, определяемой тепловой нагрузкой, то можно рассмотреть вариант с одним трансформатором связи. При этом также должно выполняться условие, что величина установленной мощности станции не превышает мощность аварийного резерва системы. В противном случае рассматривается схема с двумя трансформаторами связи.

Для определения номинальной мощности трансформаторов в первом приближении составляются графики нагрузки трансформаторов для нормальных условий работы в зимний и летний период. Для этого необходимо

для каждой ступени ГН из мощности генераторов вычесть мощность, потребляемую собственными нуждами и местной нагрузкой:

$$\begin{aligned}P_{\text{тр-р}} &= P_{\text{Г}} - P_{\text{мн}} - P_{\text{соб.н}}; \\Q_{\text{тр-р}} &= Q_{\text{Г}} - Q_{\text{мн}} - Q_{\text{соб.н}}; \\S_{\text{тр-р}} &= \sqrt{P_{\text{тр-р}}^2 + Q_{\text{тр-р}}^2}.\end{aligned}$$

Для учебного проектирования принимается, что полная мощность делится поровну между трансформаторами. Поэтому номинальную мощность трансформаторов в первом приближении принимают так, чтобы номинальная мощность составляла около 70% полной передаваемой мощности:

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7 S_{\text{тр-р}}.$$

Для трехобмоточного трансформатора по представленным формулам находится мощность, передаваемая через обмотку НН. График нагрузки обмотки СН принимается равным ГН сети 35-220 кВ. График нагрузки обмотки ВН получается путем вычитания из ГН генераторов мощностей обмоток НН и СН для каждой ступени. При выборе номинальной мощности рассматривается самая загруженная обмотка, причем для различных режимов работы ТЭЦ (рассмотрено далее) нагрузка обмоток может существенно изменяться.

Выбор типа трансформаторов производится по каталожным данным. На первой позиции в маркировке указывается его вид: А, если это автотрансформатор, и без обозначения для трансформатора. Следом обозначается число фаз: Т – трехфазный, О – однофазный. На третьей позиции обозначается наличие расщепленной обмотки низшего напряжения – Р. Далее указывается условное обозначение вида охлаждения. Для силовых масляных трансформаторов основные системы охлаждения следующие: М (ONAN) – естественная циркуляция воздуха и масла; Д (ONAF) – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; ДЦ (OFAF) – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; Ц (OFWF) – принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла. На пятой позиции отмечается число обмоток: без обозначения – двухобмоточный, Т – трехобмоточный. Далее указывается наличие системы регулирования напряжения – Н. Затем указывается номинальная мощность, кВ·А, и класс напряжения, кВ.

Например ТМ 1000/10 – трансформатор трехфазный масляный с естественной циркуляцией воздуха и масла с регулированием ПБВ мощностью 1000 кВА с высшим напряжением $U_{\text{нн}}=10$ кВ; 2. ТДТН 25000/110 – трансформатор трехфазный масляный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла.

Выбранные трансформаторы необходимо проверить на возможность работы при аварийном отключении одного из них в соответствии с допустимыми аварийными перегрузками, определяемыми по ГОСТ 14209-85 [2].

Для этого рассчитываются:

- коэффициент начальной нагрузки:

$$K_1 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t + S_2^2 \cdot \Delta t + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где S_m – нагрузка трансформатора меньше номинальной, Δt_m – длительность нагрузки S_m ;

- предварительный коэффициент аварийной перегрузки:

$$K'_2 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \cdot \Delta h_1 + (S'_2)^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \cdot \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}},$$

где S'_p – нагрузка трансформатора больше номинальной, Δh_p – длительность нагрузки S'_p ;

- коэффициент максимальной нагрузки $K_{\max} = S_{\max} / S_{\text{ном}}$.

Предварительное значение K'_2 следует сопоставить с $0,9K_{\max}$:

- если $K'_2 \geq 0,9K_{\max}$, то принимается $K_2 = K'_2$,

- если $K'_2 < 0,9K_{\max}$, то принимается $K_2 = K'_2$ и корректируется продолжительность перегрузки по формуле:

$$h = \frac{K_2'^2 h'}{(0,9K_{\max})^2}.$$

После этого полученное значение K_2 следует сравнить с допустимым $K_{2\text{доп}}$, определяемым по таблицам 8-14 [2] аварийных перегрузок с учетом температуры охлаждающей среды, системы охлаждения трансформатора, величины начальной нагрузки K_1 и длительности перегрузки h . Для трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ необходимо увеличить значение температуры охлаждающей среды на 20 °С, поскольку таблицы 8-14 [2] составлены для трансформаторов напряжением не выше 110 кВ. Если полученный коэффициент K_2 не превосходит допустимый, то выбранный трансформатор проходит по условию аварийной перегрузки. В противном случае необходимо увеличить номинальную мощность на одну ступень и повторить расчет, либо рассмотреть варианты уменьшения перетоков мощности через трансформаторы.

Помимо аварийных перегрузок следует учесть возможность работы трансформаторов с систематическими нагрузками, больше номинальной мощности. Данные перегрузки могут возникать в следующих режимах:

- 1) при отключении одного (наиболее мощного) генератора;
- 2) при аварии в системе летом.

Поскольку в данных режимах оба трансформатора остаются в работе, то величину передаваемой мощности через каждый трансформатор принимают равной *половине* полного перетока. По аналогии с аварийными перегрузками определяются коэффициенты K_1 , K_2 , а допустимый коэффициент определяется по таблицам 1-7 [2] систематических нагрузок.

Для всех рассматриваемых режимов следует учитывать различные температуры охлаждающей среды для зимы и для лета.

При рассмотрении вариантов с одним трансформатором связи учитываются только систематические нагрузки.

Помимо схем с ГРУ, ТЭЦ могут выполняться по блочной схеме (рис.3.2), если максимум местной нагрузки и собственных нужд не превышает 30% от установленной мощности генераторов. Подробное описание данной схемы представлено в [1].

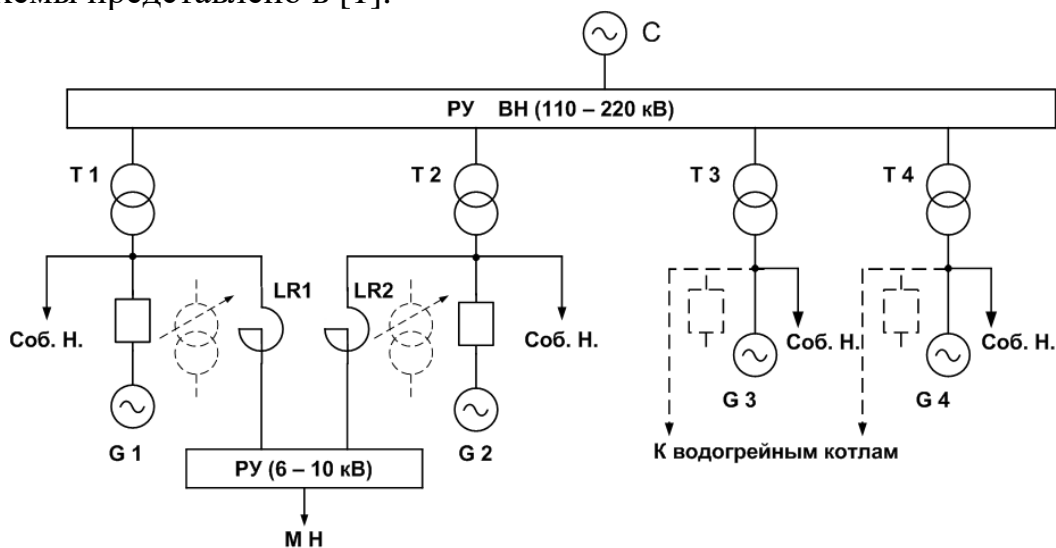


Рисунок 3.2 – Структурная схема блочной ТЭЦ

Мощность трансформаторов связи Т1, Т2 определяется при минимуме местной нагрузки по следующим выражениям:

$$P_{\text{тр-р}} = P_{\text{Г}} - P_{\text{соб.н}} - P_{\text{МН мин}}/2;$$

$$Q_{\text{тр-р}} = Q_{\text{Г}} - Q_{\text{соб.н}} - Q_{\text{МН мин}}/2;$$

$$S_{\text{тр-р}} = \sqrt{P_{\text{тр-р}}^2 + Q_{\text{тр-р}}^2}.$$

Данные трансформаторы допускают систематическую перегрузку при аварии в системе летом, что следует учитывать при проектировании.

Перегрузка блочных трансформаторов Т3, Т4 недопустима. Номинальная мощность таких трансформаторов выбирается из условия:

$$\dot{S}_{\text{ном тр-р}} \geq \dot{S}_{\text{Г}} - \dot{S}_{\text{соб.н.}}$$

В случае, если на ТЭЦ имеется более двух генераторов с различными номинальными мощностями, возможен вариант присоединения всех

генераторов к ГРУ (если выполняются ранее перечисленные условия для схемы рис. 3.1) или создания смешанной схемы ТЭЦ (рис. 3.3) [1]. В данной схеме мощность генераторов (GI), подключаемых к ГРУ, определяется величиной местной нагрузки и необходимостью минимизации перетока через трансформаторы Т1, Т2. Помимо этого, к ГРУ не рекомендуется подключать более мощные генераторы из-за существенного увеличения уровня токов короткого замыкания. Такие генераторы, как правило, подключаются в виде блоков (GII).

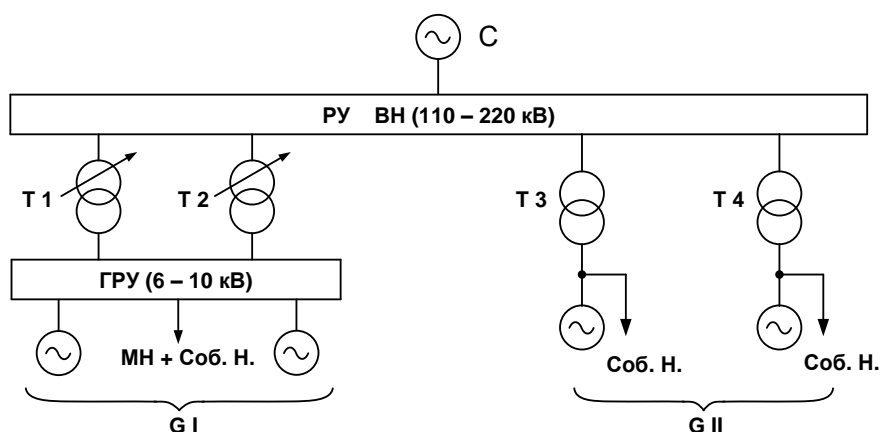


Рисунок 3.3 – Структура ТЭЦ со смешанной схемой включения генераторов

Мощность трансформаторов Т1, Т2 выбирается, как и в варианте схем с ГРУ, а трансформаторов Т3, Т4 по аналогии с блочной схемой.

При проектировании КЭС следует учитывать, что такие станции работают при полной независимости тепловых и электрических нагрузок. Выдача мощности происходит в основном в сети 110 кВ и выше, в результате чего на КЭС используются генераторы мощностью от 100 МВт. В связи с данными особенностями структурные схемы КЭС выполняются по блочному принципу. Варианты блоков представлены в [1].

В рамках данного курсового проекта рассматриваются варианты выдачи мощности КЭС в сети двух повышенных напряжений. В данном случае возможно применение схемы, показанной на рис. 3.4.

В данном варианте все генераторы распределяются между РУ. Автотрансформаторы используются в основном для связи РУ разных напряжений (к обмотке НН АТ может подключаться незначительная по величине местная нагрузка или пускорезервный трансформатор собственных нужд). Для данной схемы необходимо в первую очередь определиться, каким образом будут распределены блоки между РУ. Мощность блоков группы GII не должна отличаться от максимальной мощности, потребляемой нагрузкой сети СН, на величину, большей мощности одного блока. В этом случае обеспечивается минимальный переток через АТ связи, а также минимальное значение потерь. Ввиду того, что к обмотке НН АТ подключена нагрузка существенно меньшая, чем перетоки в последовательной и общей обмотках, для выбора номинальной мощности в учебном проектировании можно принять, что АТ работают в ав-

тотрансформаторном режиме. В качестве исследуемых режимов работы следует рассмотреть возможные аварийные перегрузки при отключении одного из автотрансформаторов, систематические перегрузки в летнее время при ремонте одного из генераторов группы *GII*, а также систематические перегрузки при аварии в системе летом. Совместное отключение автотрансформатора и ремонт одного из генераторов *GII* не рассматривается.

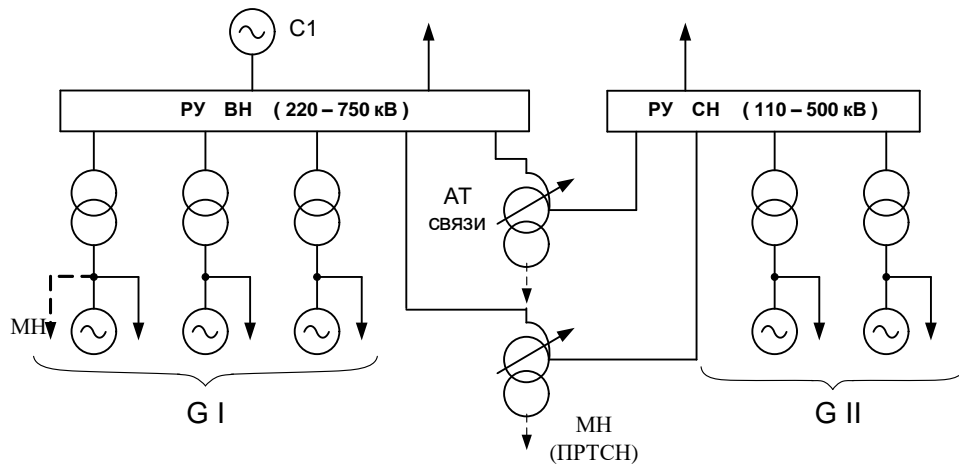


Рисунок 3.4 – Структурная схема КЭС с АТ связи

Для выбора блочных трансформаторов необходимо определиться со схемой питания местной нагрузки, которая может подключаться через трансформаторы отпайкой от блоков или, как уже было сказано, к обмотке НН автотрансформаторов связи через линейные регулировочные трансформаторы (ЛРТ).

Выбор номинальной мощности блочных трансформаторов аналогичен выбору таких трансформаторов на блочных ТЭЦ. Для блоков, питающих МН, учитывается также величина мощности МН.

Выбор трансформаторов местной нагрузки производится по ГН соответствующей сети с учётом допустимости аварийных перегрузок. Выбор номинальной мощности ЛРТ осуществляется по наибольшей возможной передаваемой через него мощности.

Выбор структурной схемы ПС зависит от таких факторов, как:

- вид сети, к которой относится подстанция; типы заземления нейтрали разных напряжений;
- количество РУ и их номинальное напряжение;
- процентный состав потребителей, наличие потребителей, требующих повышенный уровень надёжности;
- значение коэффициента мощности, необходимость компенсации реактивной мощности;
- необходимость регулирования напряжения на шинах ПС;
- значение токов КЗ, необходимость уменьшения их уровня.

Для ПС, связывающих сети двух напряжений, используются либо двухобмоточные трансформаторы, либо при необходимости ограничения токов КЗ — трансформаторы с расщепленной обмоткой НН. Количество трансформаторов определяется составом потребителей: при наличии потребителей первой и второй категории необходима установка двух трансформаторов, взаимно резервирующих друг друга. Такие трансформаторы допускают аварийные перегрузки согласно [2]. Структурные схемы данных ПС представлены на рис. 3.5.

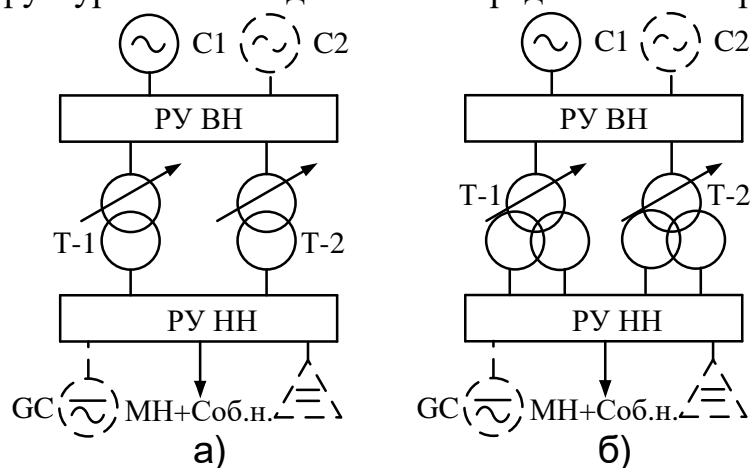


Рисунок 3.5 – Варианты структурных схем ПС с двумя напряжениями

При несоответствии коэффициента реактивной мощности на шинах ПС нормируемым значениям [3], необходимо предусмотреть применение устройств компенсации (КУ): батарей статических конденсаторов (БСК) или синхронных компенсаторов (СК, GC). Последние устройства применяются как для потребления, так и для выработки реактивной мощности, поэтому, как правило, устанавливаются в магистральных сетях, для которых характерны значительные изменения режимов по реактивной мощности.

Расчетная мощность компенсирующих устройств определяется, исходя из различия действительного $\text{tg}\varphi$ и нормируемого $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы наибольших суточных нагрузок:

$$Q_{\text{КУ расч}} = P_{\text{макс}} (\text{tg}\varphi - \text{tg}\varphi_{\text{норм}}).$$

Действительная мощность компенсирующих устройств подбирается наиболее близкой по значению к расчетной из стандартного ряда номинальных мощностей КУ [4].

Для выбора номинальной мощности трансформатора при установке КУ необходимо учитывать уменьшение передаваемой через трансформатор реактивной мощности:

$$Q'_{\text{тр-р}} = Q'_{\text{тр-р}} - Q_{\text{КУ}}.$$

Таким образом, установка КУ позволяет не только поддерживать нормируемое значение коэффициента реактивной мощности, но и уменьшить передаваемую через трансформаторы мощность, а в некоторых случаях и ис-

пользовать трансформаторы меньшей мощности, чем для варианта без компенсации.

В случае если при проверке трансформатора на аварийные перегрузки расчетный коэффициент перегрузки незначительно превышает допустимый, возможно снижение передаваемой через трансформатор мощности в послеаварийном режиме путём уменьшения мощности потребителей, питающихся от ПС [1].

Для вариантов с сетями трех напряжений в качестве трансформирующих устройств могут использоваться трехобмоточные трансформаторы (при различных системах заземления нейтралей сетей среднего и высокого напряжения) или автотрансформаторы (при одинаковых системах заземления нейтрали) (рис. 3.6).

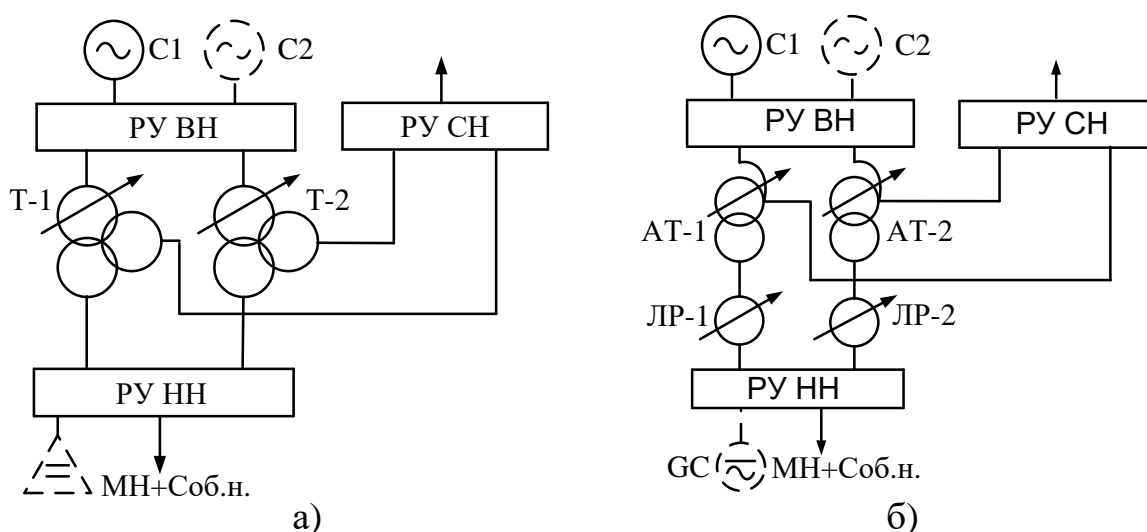


Рисунок 3.6 – Варианты структурных схем ПС с тремя напряжениями

Выбор номинальной мощности трехобмоточного трансформатора производится по наиболее загруженной обмотке. При этом принимается, что нагрузка обмотки НН определяется по величине и графику местной нагрузки сети 6(10) кВ с учетом мощности собственных нужд, нагрузка обмотки СН – по сети 35-110 кВ, а нагрузка обмотки ВН получается путем сложения мощностей обмоток НН и СН (отдельно по активной и реактивной мощности для каждого интервала). Также определяется возможность аварийных перегрузок согласно [2].

Выбор номинальной мощности автотрансформаторов для варианта рис. 3.6, б) в рамках учебного проектирования допустимо производить также по наиболее загруженной обмотке с учетом [2].

На рис. 3.6, б) в цепи автотрансформаторов установлены линейные регуляторы, позволяющие производить независимое регулирование напряжения на шинах НН ПС (устройство РПН на АТ изменяет напряжение на шинах СН, в отличие от трехобмоточного трансформатора, у которого РПН «ведёт» низкую сторону, а для регулирования на шинах СН используется ПБВ). Номинальная мощность ЛР-1, ЛР-2 выбирается большей, чем максимальная мощность местной нагрузки и нагрузки собственных нужд.

3.2. Выбор схем распределительных устройств

Выбор схем распределительных устройств проектируемого объекта необходимо производить с учётом требований, изложенных в нормах технологического проектирования тепловых электростанций [5] и подстанций [6].

Следует принимать во внимание экономическую составляющую при выборе схем и всегда рассматривать варианты, начиная с наиболее простого и менее затратного.

Выбор схемы распределительного устройства определяется:

- количеством присоединений к данному РУ;
- номинальным напряжением РУ;
- требованиями надежности питания потребителей и сохранения устойчивой работы энергетической системы;
- наличием транзита мощности через РУ.

В качестве присоединений РУ следует рассматривать цепи главных трансформаторов, линий (отходящих от шин и связи с системой), генераторов (для станций), трансформаторов собственных нужд, устройств компенсации реактивной мощности, реакторов местной нагрузки (для ТЭЦ).

Для нахождения количества присоединений необходимо предварительно определить количество линий, подключаемых к рассматриваемому РУ. Для РУ высшего и среднего напряжения данный параметр задается в качестве исходных данных, как количество линий связи с системой и количество линий, отходящих от шин определенного напряжения.

Для РУ низкого напряжения ПС в исходных данных задается количество распределительных пунктов, а выбор количества линий, питающих данные пункты, производится при проектировании. Как правило, нагрузка первой и второй категории питается парными линиями, а нагрузка третьей категории – одиночными. *В учебном проектировании при наличии потребителей всех трех категорий возможно выделение части РП в соответствии с процентным значением потребителей, питающих нагрузку первой и второй категории (т.е. питание производится парными линиями), а остальных РП - для питания третьей категории.* Также возможен вариант питания всех РП парными линиями, то есть количество линий получается вдвое большим, чем заданное количество РП. Аналогичным образом задается количество РП и определяется количество линий, питающих местную нагрузку, для ТЭЦ и КЭС.

При расчете числа присоединений к ГРУ ТЭЦ следует учитывать, что, как правило, линии местной нагрузки подключаются не напрямую к РУ, а через одинарные или сдвоенные линейные реакторы. Применение сдвоенных реакторов позволяет снизить число ячеек подключения к РУ, а также уменьшить потери мощности и напряжения в самих реакторах, по сравнению с вариантом одинарного реактора. Число линий, подключаемых к одной ветке реактора, не должно превышать четырех, в противном случае, при выходе из работы реактора теряется мощность больше, чем допустимая для технико-экономических

условий. В случае РУ различной мощности необходимо обеспечить примерное равенство нагрузок ветвей сдвоенного реактора, причем подключение парных линий должно осуществляться к разным веткам реакторов, подключенных к разным секциям РУ, для обеспечения надежного питания РУ даже в случае отключения одной из секций. Таким образом, для ТЭЦ количеством присоединений местной нагрузки к генераторному РУ является не количество линий, а количество реакторов, питающих данные линии.

Наличие или отсутствие транзита мощности через распределительное устройство также определяется в соответствии с исходными данными. Если к РУ одного напряжения подключена только одна питающая система, то транзит мощности отсутствует. В противном случае РУ является проходным, и практически во всех возможных режимах должен обеспечиваться секционированный выключателями транзит мощности. Отказ от транзита мощности может привести к неоптимальным загрузкам оборудования электрических станций и подстанций, созданию неоптимальных режимов работы линий, что в свою очередь выражается в системном ущербе. Поэтому при наличии подключения двух систем следует выбирать схемы, обеспечивающие возможность данного транзита мощности.

В качестве схем РУ объектов энергетической системы следует выбирать схемы, из перечня типовых [7]. Применение нетиповых схем допускается в качестве РУ тепловых электростанций при дополнительном обосновании.

РУ генераторного напряжения на ТЭЦ выполняется, как правило, с одной системой шин, с применением КРУ и реакторов для питания потребителей. Секционный выключатель на ГРУ нормально замкнут. Такое решение объясняется обеспечением надежности электроснабжения собственных нужд котлоагрегатов. При двух генераторах система шин секционируется на две части, причем число присоединений к одной секции не должно превышать 6-8. При большем числе генераторов возможно использование схемы с тремя секциями, а также схем кольцевого типа или с уравнильной системой шин.

Если к ГРУ имеет большое число присоединений, то может применяться схема с двумя рабочими системами шин. Более подробно об данных схемах изложено в [1].

В качестве РУ НН подстанций, а также РУ питания местной нагрузки КЭС и блочных ТЭЦ применяется схема с одной или двумя секционированными системами шин на напряжении 6(10) кВ. Вариант с одной секцией может быть применен в качестве РУ однитрансформаторной ПС, от которой питается нагрузка третьей категории. При двух трансформаторах и питании нагрузки, требующей повышенный класс надежности, применяется схема двух секций, соединенных между собой секционным выключателем. Данная схема может применяться как при двухобмоточном, так и при трехобмоточном трансформаторе или автотрансформаторе. Распределение нагрузки по секциям необходимо выполнить практически равномерно, причем, если от данного РУ питаются парные линии, то одна из них должна подключаться к

одной секции, а вторая – к другой. Секционный выключатель для данной схемы в нормальном режиме находится, как правило, в отключенном положении, что позволяет уменьшить уровень токов короткого замыкания как на самом РУ, так и на отходящих присоединениях. При использовании на ПС трансформаторов с расщепленными обмотками применяется схема с четырьмя секциями. Также данная схема может применяться при вариантах ПС с большими значениями токов КЗ на РУ, тогда после трансформаторов устанавливаются сдвоенные реакторы. Как и в предыдущих схемах с секционированием, по условиям надежности питания потребителей к одной секции не подключается более 6-8 присоединений. При использовании схемы с четырьмя секциями следует учитывать, что типовое подключение трансформаторов собственных нужд в один нижний уровень секций РУ может привести к полной потере собственных нужд при отказе в секционном выключателе [9]. Для исключения этого варианта следует использовать или два секционных выключателя (что характерно при использовании устаревших масляных выключателей) или (что будет более экономичным) выполнить подключение трансформаторов в разные уровни секций.

Согласно указаниям [8] для распределительных устройств РУ ВН с числом присоединений не более четырех рекомендуется применение схем треугольника (на переходный период), четырехугольника, мостика или двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой, в зависимости от условий схемы электрических сетей.

Схемы двух блоков могут быть использованы при напряжении РУ от 35 до 220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, которые подключены к парным линиям от одной питающей системы, т.е. при отсутствии транзита мощности. Данная схема является достаточно экономичной, поскольку для подключения четырех присоединений требуется использование всего двух ячеек выключателей. Также данная схема является достаточно надежной для питания даже первой категории потребителей, поскольку при отказе в одном из трансформаторов (или линий, или выключателе), вторая половина схемы сохранит свое питание. Схема блоков также может использоваться в качестве РУ ВН ТЭЦ, если данное РУ связано парными линиями с одной системой.

При наличии транзита мощности через РУ и четырех присоединениях возможно применение схем мостиков. Данные схемы используются на напряжении 35-220 кВ. Возможны две вариации типовых схем мостов: это схемы с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий и схемы с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Первый вариант схемы применяется при более высоких вероятностях отказов линий, чем трансформаторов, поскольку от РУ линии будут отключаться одним выключателем, а трансформаторы – двумя. Второй вариант схемы может быть применен для ПС с неравномерной нагрузкой при необходимости частых включений/отключений

трансформаторов (АТ), которые коммутируются соответственно одним выключателем. Схемы мостиков являются экономичными и надежными при условии использования в качестве выключателей современных элегазовых аппаратов с моторными приводами и подключения трансформаторов мощностью не выше 63 МВА.

При большей мощности трансформаторов, как правило, требуется больший уровень надежности, поэтому в этом случае и при прочих равных условиях применяется схема четырехугольника. Её применение также возможно для РУ напряжением до 750 кВ включительно. Помимо этого, вывод в ремонт любого выключателя не приводит к ситуации несекционированного транзита мощности, в отличие от схем мостиков, поэтому данную схему применяют и при требованиях к повышенному уровню системной надежности.

Для распределительных устройств с большим числом присоединений могут применяться различные схемы в зависимости от напряжений.

При напряжениях от 35 до 220 кВ:

- с одной рабочей секционированной системой шин;
- с одной секционированной и обходной системами шин;
- схема шестиугольника;
- с двумя основными и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь (при наличии комплексных технико-экономических обоснований).

Схема с одной рабочей секционированной системой шин при напряжении 35 кВ может использоваться в качестве РУ СН ПС или ТЭЦ, если среди подключений отсутствуют непарные присоединения или таких присоединений на одну секцию не более одного. В противном случае при отказе в секционном выключателе возможно нарушение питания потребителей, питаемых от данных присоединений. Общее количество присоединений для данной схемы не должно превышать шести. Как правило, это четыре линии и два трансформатора. При выполнении вышесказанных условий данная схема может использоваться и в качестве РУ ВН узловых ПС на напряжении 110, 220 кВ. Поскольку при отказе в секционном выключателе происходит полное отключение РУ, данная схема, как правило, не применяется в качестве РУ ВН ТЭЦ, для которых недопустима автономная работа генераторов на местную нагрузку, а также РУ ПС, не допускающих полную потерю питания. В данном случае может применяться схема с подключением трансформаторов через развилку из выключателей. С экономической точки зрения данная схема будет менее выгодной, чем предыдущая, за счет необходимости установки дополнительной ячейки выключателя, но с точки зрения надежности, данная схема лучше, поскольку при отказе одного из секционных выключателей в работе сохраняется половина схемы. Поскольку для данных схем при ремонтах выключателей присоединений требуется отключение самого присоединения, к ним не могут подключаться присоединения, не допускающие перерыва питания.

Для выполнения ремонта выключателей и оборудования в ячейках присоединений (например, разъединителей) без отключения присоединений

применяются схемы с обходными системами шин. Схема с одной рабочей и обходной системой шин используется для напряжений 110, 220 кВ в качестве РУ ВН или СН ПС и в некоторых случаях ТЭЦ и КЭС. При использовании данной схемы для РУ станций может быть использован нетиповой вариант с совмещением обходного и секционного выключателя. При этом в схеме получается на один выключатель меньше, чем для типовой схемы. В нормальных условиях совмещенный выключатель будет выполнять функцию секционного выключателя, а для использования его в качестве обходного необходимо произвести отключение его самого и дополнительные переключения разъединителей в РУ. Поэтому сложность выполнения оперативных переключений в данной схеме несколько выше, чем у типовой схемы. Как и для варианта с простой секционированной системой шин, при отказах в секционном выключателе происходит полное отключение РУ. Для ТЭЦ с жесткой связью между тепловыми и электрическими мощностями такое отключение РУ ВН и потеря связи с системой является недопустимым режимом. Поэтому в [5] рекомендуется использовать схему с одной рабочей и обходной системами шин и наличием двух обходных (секционных) выключателей. В данной схеме при отказе даже в одном из выключателей в работе сохранится половина схемы.

Для РУ, не допускающих полное отключение при отказах в любом выключателе, а также для присоединений (при их общем количестве не более 6), не допускающих отключение при ремонтах выключателей, в качестве РУ ВН напряжением 110-330 кВ можно использовать схему шестиугольника, для которой характерна высокая экономичность и достаточная надежность. При распределении подключений к шестиугольнику следует учитывать, что в смежные вершины не подключаются парные присоединения. Данная схема может применяться для РУ электростанций, в том числе при транзите мощности через рассматриваемое РУ.

При числе присоединений более 6 на напряжениях 110-220 кВ может применяться схема с двумя рабочими системами сборных шин. В РУ с двумя основными и обходной системами шин, при числе присоединений (линий, трансформаторов) 11 и менее системы шин не секционируются; при числе присоединений 12 и более секционируются выключателями на две части каждая из двух основных систем шин.

Использование схем с секционированной системой шин или с двумя рабочими системами шин на ТЭЦ допускается, если повреждение секционного или шинносоединительного выключателя не приводит к полной остановке станции [5].

При напряжениях от 330 до 750 кВ:

- с двумя системами шин, с четырьмя выключателями на три цепи (схема «4/3»), при наличии не менее трех связей между системами шин.

- схема многоугольника;

- с двумя системами шин, с тремя выключателями на две цепи (схема «3/2»), при наличии не менее трех связей между системами шин.

Допускается секционирование систем шин по условию надежности.

Следует учитывать специфику функционирования той или иной схемы при использовании её в качестве РУ станции или подстанции. Так, например, при использовании схемы мостиков в РУ подстанций центральный выключатель в нормальном режиме должен быть включен для обеспечения транзита мощности, а при использовании этой же схемы на станции (в частности на ТЭЦ) он может быть отключен, при этом организуется стационарное деление сети [9]. *Поэтому в курсовом проекте помимо характеристик схемы должно присутствовать описание работы схемы (состояние всех аппаратов в нормальном режиме работы) применительно к конкретно заданному объекту.*

3.3. Выбор схемы питания собственных нужд. Выбор номинальных параметров источников питания собственных нужд

Схема питания собственных нужд зависит от специфики работы станций и подстанций и определяется главным образом составом и характеристиками оборудования собственных нужд.

Для тепловых электростанций питание электроприёмников собственных нужд производится на двух уровнях (степенях) напряжения.

Первая ступень выполняется, как правило, на напряжении 6 кВ (в некоторых случаях может применяться напряжение и 10 кВ, но изоляция двигателей на данном напряжении значительно дороже, чем на 6 кВ). При совпадении генераторного напряжения и напряжения первой ступени электроприёмники подключаются к шинам, питаемым от реакторов собственных нужд (РСН). В противном случае применяются трансформаторы собственных нужд (ТСН) первой ступени.

Вторая ступень выполняется на напряжении 0,4 кВ и питается от шин первой ступени через ТСН второй ступени.

Перечисленные реакторы и трансформаторы собственных нужд являются рабочими источниками питания. Поскольку среди электроприёмников собственных нужд имеются особо ответственные потребители, на электростанциях всегда выполняется резервирование. Такое резервирование может быть явным (когда используется дополнительный источник питания, не несущий нагрузку в нормальном режиме) или неявным (при использовании двух рабочих источников, взаимно резервируемых друг друга). При использовании явного резервирования дополнительный источник называется резервным (РРСН или РТСН). Для КЭС с блоками без генераторных выключателей резервный трансформатор собственных нужд не только резервирует работу рабочих источников, но и должен питать пусковые механизмы блока. Такой трансформатор называется пускорезервным (ПРТСН).

3.3.1. Схема питания собственных нужд первой ступени электростанций

Сборные шины напряжением 6 и 10 кВ разделяются на секции. Количество секций собственных нужд первой ступени при отсутствии парных ответственных механизмов определяется числом котлов на станциях с поперечными связями по пару и на станциях с блочной тепловой схемой принимается одна секция на котел или блок (рис. 3.7); при наличии парных ответственных механизмов принимаются две секции на котел или блок собственных нужд независимо от мощности котло- и турбоагрегатов (рис. 3.8).

Каждая из секций или секции попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания; на каждой секции предусматривается ввод автоматически включаемого резервного источника питания.

Тип подключения и количество источников питания собственных нужд тепловых электростанций определяется нормами [5]. Так на электростанциях, на которых все генераторы включены на шины РУ генераторного напряжения, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин (рис. 3.9). Количество трансформаторов (реакторов) собственных нужд должно быть не более 2-х на секцию. Они должны быть присоединены к шинам РУ генераторного напряжения таким образом, чтобы источник рабочего питания и резервирующий его источник были присоединены к разным секциям РУ генераторного напряжения. В схемах ГРУ с двумя системами шин резервный источник питания может присоединяться ко второй системе шин вместе с трансформатором связи.

Источник резервного питания может также присоединяться к ответвлению от трансформатора связи [1]. Такой вариант является более надежным, так как сохраняется питание собственных нужд при КЗ на ГРУ.

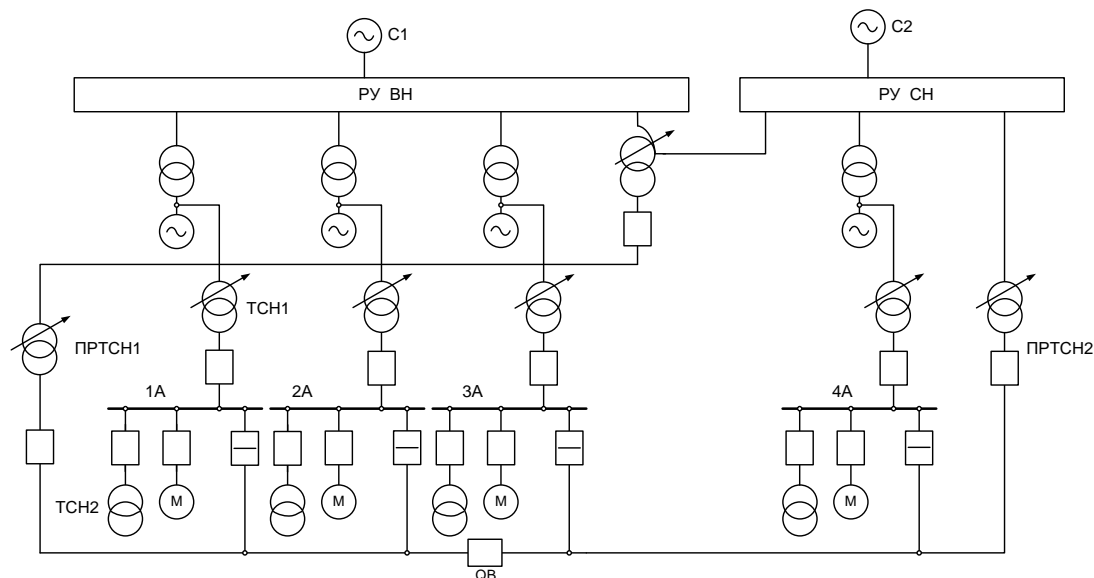


Рисунок 3.7 – Схема питания собственных нужд первой ступени КЭС с блоками без генераторных выключателей

На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений токоограничивающих реакторов или трансформаторов.

На электростанциях со смешанной схемой включения генераторов питание собственных нужд должно осуществляться частично от шин РУ генераторного напряжения и частично от блоков генератор-трансформатор.

При питании собственных нужд только ответвлениями от блоков генератор-трансформатор резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к сборным шинам РУ повышенного напряжения с низшим номинальным напряжением из повышенных при условии, что шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станций, в том числе и через трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы), соединенными в блок с генераторами.

Резервные трансформаторы собственных нужд электростанций присоединяются к различным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции и разные системы сборных шин РУ одного напряжения, третичные обмотки автотрансформаторов). Должно обеспечиваться сохранение в работе одного из резервных трансформаторов собственных нужд при повреждении любого из элементов главной схемы электрических соединений.

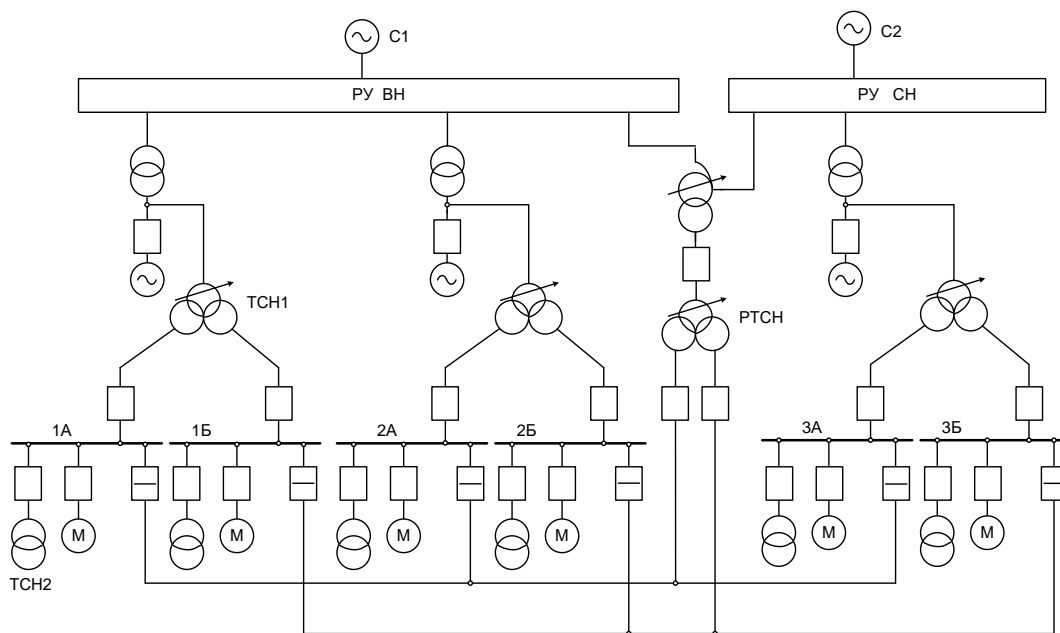


Рисунок 3.8 – Схема питания собственных нужд первой ступени КЭС с блоками, в которые входят генераторные выключатели

Если нет возможности питания РТСН от двух независимых источников на РУ повышенного напряжения, то рекомендуется присоединение резервных трансформаторов собственных нужд к обмотке среднего напряжения автотрансформаторов с установкой на ответвлении к резервному трансформатору собственных нужд отдельного выключателя.

Допускается резервирование собственных нужд при помощи ответвления от блока генератор-трансформатор с установкой выключателя между генератором и трансформатором.

Число резервных трансформаторов собственных нужд напряжением 6 кВ на станциях без поперечных связей по паре принимается:

При отсутствии генераторных выключателей в цепи всех генераторов:

- один резервный трансформатор собственных нужд - при числе блоков один или два;

- два резервных трансформатора собственных нужд - при числе блоков от трех до шести включительно;

- два резервных трансформатора собственных нужд, присоединенных к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекачке - при числе блоков семь и более.

При наличии генераторных выключателей в цепи каждого блока ТЭС:

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания (при числе блоков один или два);

- один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекачке (при числе блоков три и более).

На ТЭЦ с поперечными связями по паре устанавливается по одному резервному источнику первой ступени на каждые четыре рабочих источника.

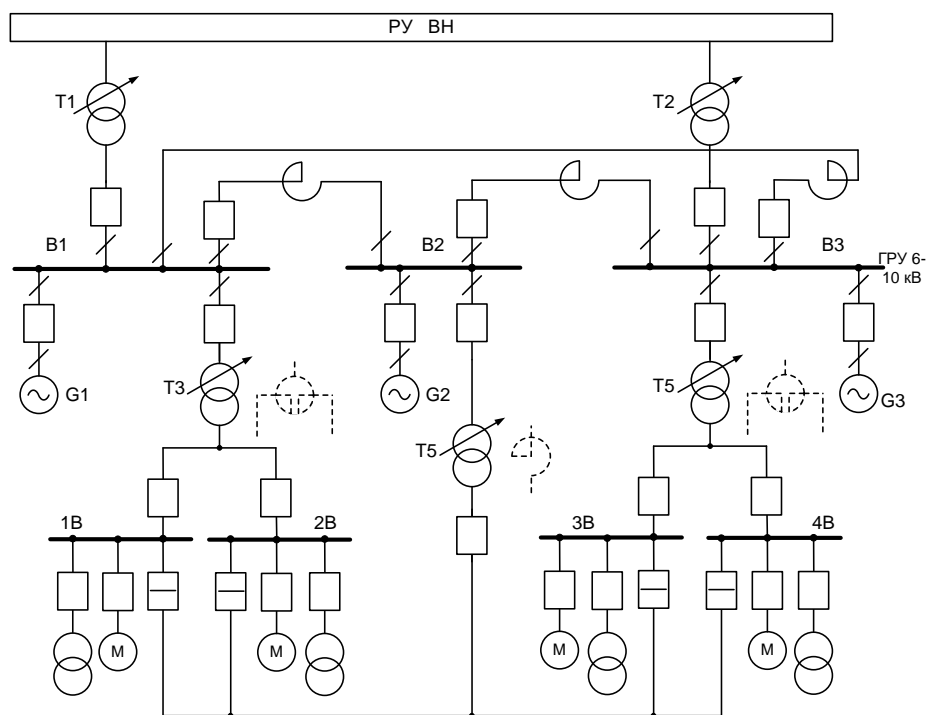


Рисунок 3.9 – Схема собственных нужд ТЭЦ с поперечными связями

Магистраль резервного питания собственных нужд напряжением 6(10) кВ секционируются выключателями при двух резервных трансформаторах (присоединенных к источнику питания) и при наличии поперечных связей в тепловой части - на две части. На блочных электростанциях, при двух резервных трансформаторах магистраль резервного питания собственных нужд напряжением 6(10) кВ секционируются через 2-3 блока, а при одном резервном трансформаторе собственных нужд через 3-4 блока.

На стороне низшего напряжения резервных трансформаторов собственных нужд станций всех типов устанавливаются выключатели; при использовании в качестве источника резервного питания реактированной линии аналогичные выключатели не устанавливаются.

При выборе **мощности рабочих источников питания собственных нужд** (трансформаторов или реактированных линий) электростанций всех типов необходимо исходить из условий, что их перегрузка недопустима. Выбор реактора собственных нужд в рамках курсового проекта допускается производить только по условиям номинального напряжения и номинального тока.

Трансформаторы собственных нужд на электрических станциях применяются с расщеплением обмотки низкого напряжения в случаях, если единичная мощность этих трансформатора превышает 16 МВА.

Вместо одного резервного трансформатора с расщепленной обмоткой допускается использование двух двухобмоточных трансформаторов, каждый из которых присоединяется к отдельной магистрали резервного питания.

Общестанционная нагрузка выделяется на отдельную секцию. Однако возможен вариант равномерного распределения общестанционной нагрузки между секциями котлов по территориальному признаку.

Питание общестанционных секций следует выполнять одним из следующих способов:

- от отдельных общестанционных трансформаторов или от одного трансформатора с расщепленными обмотками, подключенных к РУ повышенного напряжения или к ответвлению от блока;
- от рабочих секций РУ собственных нужд напряжением от 6 до 10 кВ блоков или отпайкой от обмотки 6(10) кВ рабочих трансформаторов блоков;
- трансформатор общестанционной нагрузки может быть совмещен с резервным трансформатором.

Возможен вариант подключения общестанционной нагрузки к первым двум блокам КЭС. В этом случае мощность ТСН этих блоков выбирается большей чем ТСН оставшихся блоков.

Для резервирования питания общестанционных секций напряжением 6 кВ должен предусматриваться отдельный резервный трансформатор. Магистраль резервного питания общестанционных секций должна соединяться через выключатель с магистралью резервного питания рабочих секций напряжением 6 кВ. Допускается выполнять питание общестанционных секций от двух трансформаторов по схеме неявного резерва с подключением

каждого рабочего трансформатора к секциям 6 кВ через развилку из двух выключателей.

Мощность резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) электростанций *при наличии поперечных связей* по пару должна выбираться, исходя из следующего:

- при наличии одного рабочего ТСН на секции ГРУ мощность РТСН должна быть не менее мощности этого трансформатора;
- при подключении двух рабочих ТСН к каждой секции мощность РТСН должна быть в полтора раза большей чем у наиболее мощного рабочего ТСН.
- при присоединении рабочих ТСН ответвлением от блоков генератор-трансформатор без выключателя генераторного напряжения выбор мощности РТСН производится исходя из режима, когда РТСН заменяет наиболее крупный рабочий ТСН и одновременно обеспечивает пуск или аварийный останов другого котла или турбины.

При наличии выключателя генераторного напряжения РТСН выбираются, как правило, такой же мощности, как и рабочий ТСН.

Мощность каждого РТСН на электростанциях *без поперечных связей* по пару, без генераторных выключателей в цепях блоков, должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременно пуск или аварийный останов второго блока.

При наличии выключателя генераторного напряжения на всех блоках РТСН выбираются такой же мощности, как и рабочий ТСН.

3.3.2. Схема питания собственных нужд второй ступени электростанций

Система собственных нужд второй ступени электростанций необходима для обеспечения электроэнергией электроприемников на напряжении 0,4 кВ. При этом следует исходить из следующих средних значений потребляемых мощностей:

- для КЭС мощность второй ступени принимается не более 8-12% от суммарной мощности собственных нужд;
- для ТЭЦ мощность второй ступени принимается 15% от суммарной;
- мощность удаленной нагрузки для ТЭЦ и КЭС принимается 10-20% от мощности второй ступени.

Нагрузка собственных нужд напряжением 0,4 кВ питается и резервируется от ТСН 6(10)/0,4 кВ. На электростанциях с блочной электрической схемой резервные трансформаторы напряжением 6/0,4 кВ блока должны питаться от секций напряжением 6 кВ других блоков.

При наличии на станции РУ разных повышенных напряжений, резервный трансформатор напряжением 6/0,4 кВ, питающийся от шин РУ 6 кВ собственных нужд блока, подключенного к РУ одного из повышенных напряжений, как правило, должен резервировать рабочие трансформаторы блоков, подключенных к РУ другого повышенного напряжения. Если это вызывает

затруднения, резервный и резервируемые им рабочие трансформаторы напряжением 6/0,4 кВ могут быть присоединены к шинам РУ собственных нужд блоков, присоединенных к разным системам шин одного РУ повышенного напряжения.

Число секций напряжением 0,4 кВ на станциях с блочной тепловой схемой в главном корпусе должно быть не менее двух для каждого блока.

На станциях с поперечными связями по пару количество секций в главном корпусе принимается:

- как правило, одна секция на котел или турбину при отсутствии парных ответственных механизмов собственных нужд.

- две секции на котел или турбину при наличии парных ответственных механизмов собственных нужд независимо от мощности котло-, турбоагрегатов.

Рекомендуется сооружение в главном корпусе отдельных общестанционных секций РУ собственных нужд напряжением 0,4 кВ, число которых должно быть, как правило, не менее двух.

Шины щитов напряжением 0,4 кВ цехов, бесперебойная работа которых обязательна для работы станции (мазутонасосных, где основное топливо - мазут и т.п.), а также вспомогательных цехов, длительный простой которых может привести к развитию аварии (химводоочистка, топливоподача, растопочная мазутонасосная и т.п.) должны разделяться, как правило, не менее чем на две секции.

Шины щитов 0,4 кВ вспомогательных цехов, не связанных с основным технологическим процессом, могут не разделяться на отдельные секции за исключением щитов напряжением 0,4 кВ насосных нефтесодержащих стоков, хозяйственно-бытовых и ливневых стоков, которые должны разделяться, как правило, не менее чем на две секции. При установке в насосных станциях только вторичных сборок, их число должно быть, как правило, не менее двух.

В цепях электродвигателей напряжением 0,4 кВ независимо от их мощности, а также в цепях линии питания сборок в качестве защитных аппаратов устанавливаются автоматические выключатели, согласованные по селективности.

Установка предохранителей в качестве защитных аппаратов допускается в цепях сварки и неответственных электродвигателей, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории и т.п.).

Каждая из секций РУ напряжением 0,4 кВ за исключением РУ вспомогательных цехов, не влияющих непосредственно на выработку электроэнергии (мастерские и т.п.) должны иметь два источника питания – рабочий и резервный.

Переключение питания с рабочего на резервный источник для секций, не допускающих длительного перерыва питания, осуществляется с помощью устройства АВР.

В качестве резервного источника питания для секций РУ напряжением 0,4 кВ, расположенных в главном корпусе, применяются отдельные трансформаторы.

Для секций РУ напряжением 0,4 кВ вспомогательных цехов может применяться резервирование от отдельных резервных трансформаторов (явный резерв) или взаимное резервирование двух рабочих трансформаторов (скрытый резерв).

На рисунке 3.10 показаны варианты явного резервирования (за исключением случая I) питания секций 0,4 кВ с подключением их к рабочим и резервным источникам. Питание электроприёмников секций 1Н не резервируется. В вариантах I и IV от своих ТСН II питается только одна секция РУ 0,4 кВ. В варианте II – к трансформатору подключены две секции. В варианте III секция 0,4 кВ состоит из двух полусекций (4Н1 и 4Н2).

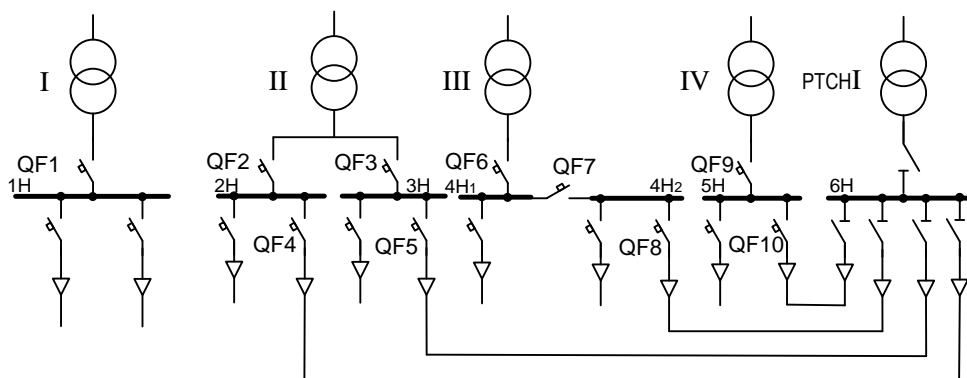


Рисунок 3.10 - Схема питания секций собственных нужд 0,4 кВ

Мощность резервного трансформатора напряжением 6(10)/0,4 кВ по схеме с явным резервом принимается равной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора, им резервируемого; по схеме со скрытым резервом мощность каждого из взаиморезервируемых трансформаторов должна быть выбрана по полной нагрузке двух секций, при этом *не допускается* аварийная перегрузка.

Источники резервного питания шин РУ напряжением 0,4 кВ должны обеспечивать одновременный запуск ответственных электродвигателей, а также средств пожаротушения и освещения. Для этого часть секций РУ напряжением 0,4 кВ каждого блока, котла или турбоагрегата секционируются выключателями на две полусекции (рис. 3.10, вариант III), к одной из которых и присоединяются указанные выше ответственные электродвигатели. При длительной потере напряжения на этих секциях секционные выключатели отключаются защитой минимального напряжения и полусекции с ответственными электродвигателями автоматически подключаются к источнику резервного питания.

На случай полной и длительной потери переменного тока на электростанции (более 30 мин.) должно быть обеспечено надежное питание ответственных электродвигателей напряжением 0,4 кВ, от которых зависит сохранение оборудования блоков, котлов или турбоагрегатов в работоспособном состоянии, в том числе: электродвигателей валоповоротных устройств и регенеративных воздухоподогревателей, маслонасосов турбоагрегатов, подза-

рядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры контрольно-измерительных приборов и автоматики, включая автоматику запуска системы и запорной арматуры пожаротушения, аварийного освещения.

Питание осуществляется либо от неблочной части электростанции (при наличии таковой), либо от ближайших тепловых электростанций и гидростанций. При отсутствии указанных резервных источников питания принимается резервный дизель-генератор, включаемый на ответственные полусекции автоматически.

Для потребителей, не допускающих перерыва питания, должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП).

Число резервных трансформаторов напряжением 6(10)/0,4 кВ принимается:

- для станций с блочной тепловой схемой один резервный трансформатор в главном корпусе для каждого блока;

- для станций с поперечными связями по пару, но с блочной электрической схемой - два резервных трансформатора напряжением 6/0,4 кВ в главном корпусе при количестве рабочих трансформаторов от двух до шести;

- для станций с поперечными связями по паре один резервный трансформатор напряжением 6/0,4 кВ в главном корпусе при числе рабочих трансформаторов четыре и менее; два резервных трансформатора при числе рабочих трансформаторов от пяти до восьми включительно; при числе трансформаторов сверх восьми по одному резервному трансформатору на каждые четыре рабочих трансформатора;

- для вспомогательных цехов станций всех типов - один резервный трансформатор при числе рабочих трансформаторов шесть и менее; два резервных трансформатора при числе трансформаторов от семи до 12 включительно; при числе рабочих трансформаторов сверх 12 по одному резервному трансформатору на каждые шесть рабочих трансформаторов.

В цепи резервного трансформатора перед сборкой (шинопроводом) резервного питания устанавливается рубильник для ремонтных целей.

Переемы между сборками напряжением 0,4 кВ разных резервных трансформаторов не выполняются.

Доля неявного резервирования составляет как правило 10-15% от расхода на собственные нужды.

Расходы на собственные нужды второй ступени составляют примерно 10% расхода на собственные нужды.

Трансформаторы устанавливаемые в помещениях должны быть взрыво- и пожаробезопасные с сухой системой охлаждения. Трансформаторы устанавливаемые вне помещений принимают с масляной системой охлаждения.

Примеры схем питания собственных нужд тепловых электростанций рассматриваются на лекциях по данной дисциплине, а также имеются в конспектах [1,13].

3.3.3. Схемы питания собственных нужд подстанций

Электроприёмники собственных нужд подстанций имеют значительно меньшую мощность по сравнению с приёмниками станций. Поэтому питание их производится на напряжении 0,4 кВ. Все электроприёмники делятся на группы по ответственности (группы А-1, А-2 и А-3) и по продолжительности включения (Б-1, Б-2 и Б-3). Требования к схемам питания собственных нужд ПС изложены в [6]. Согласно данным требованиям, на ПС устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Как правило, применяются два рабочих ТСН, несущих примерно одинаковую нагрузку.

Схема питания ТСН определяется видом оперативного тока, используемого на ПС. Возможно использование переменного, выпрямленного или постоянного оперативного тока. Согласно [6] на ПС напряжением до 35 кВ и на ПС 110-220 кВ (при отсутствии в РУ этих напряжений выключателей) применяется переменный оперативный ток. Переменный оперативный ток применяется так же на ПС, в РУ ВН которых применяются элегазовые выключатели с пружинным приводом, позволяющим при отсутствии питания оперативных цепей осуществить три последовательных действия на включение-отключение. Выпрямленный оперативный ток применяется на ПС 110-220 кВ при количестве выключателей в РУ ВН один или два. При большем количестве выключателей на таких ПС, а также на подстанциях 330-750 кВ следует применять систему постоянного оперативного тока.

Подключение ТСН при переменном оперативном токе производится до сборных шин отпайкой между вводным выключателем и трансформатором связи (рисунок 3.11, б). При постоянном оперативном токе питание ТСН производится непосредственно от шин РУ НН ПС (рисунок 3.11, а) [1].

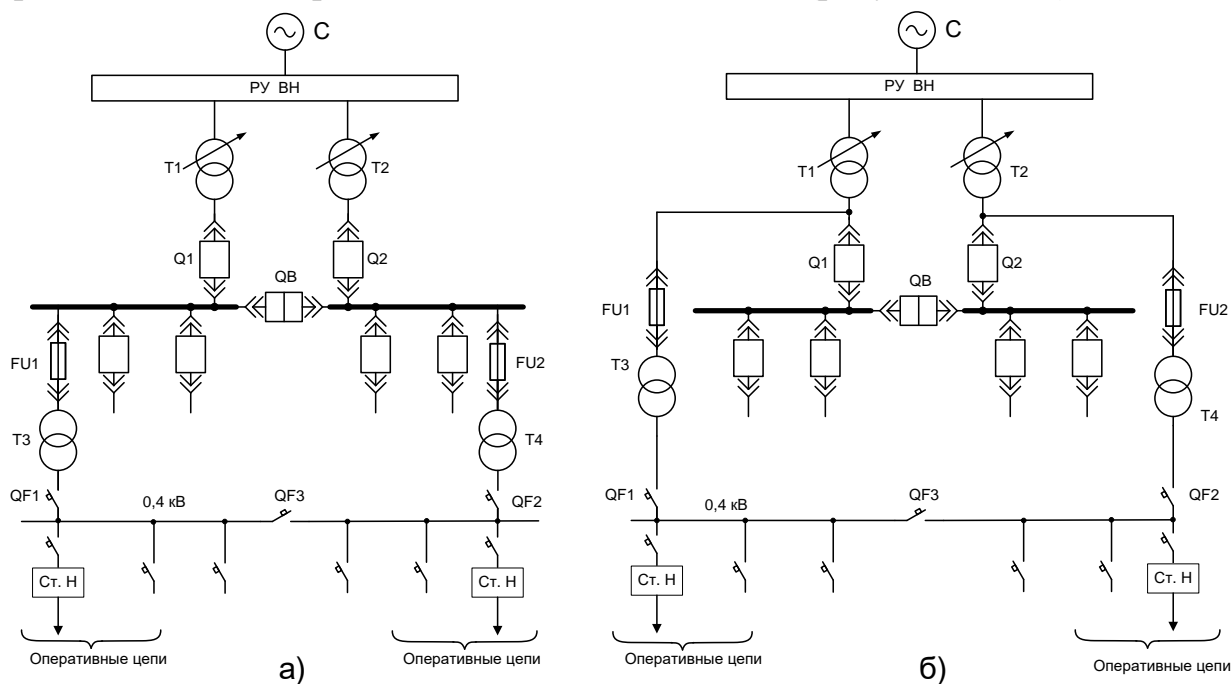


Рисунок 3.11 – Схемы питания собственных нужд подстанций

Выбор номинальной мощности ТСН производится в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. В исходных данных задается ориентировочная максимальная мощность нагрузки. Для определения расчетной мощности сначала учитывают максимальные нагрузки для нормальных условий (при этом не учитывается нагрузка группы Б-3).

Ориентировочно номинальные нагрузки электроприёмников охлаждения и обдува трансформаторов и автотрансформаторов подстанции можно принять по данным таблицы 3.1.

Таблица 3.1 – Установленная мощность устройств охлаждения трансформаторов $P_{\text{охл уст}}$

| Тип трансформатора | $P_{\text{охл уст}}$, кВт | Тип трансформатора | $P_{\text{охл уст}}$, кВт |
|--------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|
| ТД-10000/35 | 1,5 | ТРДН-32000/220 | 3 |
| ТД-16000/35 | 2 | ТРДН-40000/220 | 3 |
| ТДНС-10000/35 | 1,5 | ТРДН-63000/220 | 5,5 |
| ТДНС-16000/35 | 2 | ТРДЦН-63000/220 | 29,6 |
| ТРДНС-25000/10; 35 | 2,5 | ТРДЦН-100000/220 | 29,6 |
| ТРДНС-32000/10; 35 | 3 | ТРДЦН-160000/220 | 44,4 |
| ТРДНС-40000/10; 35 | 4 | ТРДНС-40000/330 | 5 |
| ТРДНС-63000/20; 35 | 5 | ТРДЦН-63/330 | 22,2 |
| ТДТН-10000/35 | 1,5 | ТДТН-25000/220 | 5 |
| ТДТН-16000/35 | 2,5 | ТДТН-40000/220 | 4,5 |
| ТДН-10000/110 | 1 | АТДЦТН-63000/220/110 | 22,2 |
| ТДТН-10000/110 | 1 | АТДЦТН-125000/220/110 | 29,6 |
| ТДН-16000/110 | 1,5 | АТДЦТН-200000/220/110 | 44,4 |
| ТДТН-16000/110 | 2 | АТДЦТН-250000/220/110 | 51,8 |
| ТДН-25000/110 | 2,5 | АТДЦТН-125000/330/110 | 37 |
| ТРДН-25000/110 | 2,5 | АТДЦТН-200000/330/110 | 44,4 |
| ТДТН-25000/110 | 2,5 | АТДЦТН-250000/330/150 | 51,8 |
| ТДН-40000/110 | 3 | АТДЦН-400000/330/150 | 59,2 |
| ТРДН-40000/110 | 3 | АОДЦТН-133000/330/220 | 37 |
| ТДТН-40000/110 | 3,5 | АТДЦТН-250000/500/220 | 44,4 |
| ТДН-63000/110 | 4 | АТДЦН-500000/500/220 | 124 |
| ТРДН-63000/110 | 4 | АОДЦТН-167000/500/220 | 29,6 |
| ТДТН-63000/110 | 4,5 | АОДЦТН-267000/500/220 | 44,4 |
| ТДН-80000/110 | 5 | АОДЦТН-167000/500/330 | 29,6 |
| ТРДН-80000/110 | 5 | АОДЦТН-267000/750/220 | 92,4 |
| ТДТН-80000/110 | 7,5 | АОДЦТН-333000/750/330 | 108 |
| ТДЦТН-80000/110 | 29,6 | АОДЦТН-417000/750/500 | 124 |
| ТРДЦТН-80000/110 | 29,6 | | |

Мощность устройств подогрева выключателей и их приводов определяется для конкретного выключателя по данным завода изготовителя. Остальные нагрузки в рамках курсового проектирования можно принять по таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Потребители собственных нужд подстанции

| Вид потребителя | Мощность на |
|--|-------------|
| Подогрев шкафов КРУН и КРУ-10 | 1,0 |
| Подогрев приводов разъединителей, шкафа зажимов | 0,6 |
| Подогрев релейного шкафа | 1,0 |
| Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП | 2х35 |
| Вспомогательное оборудование синхронных компенсаторов: | |
| КСВ-37500 | 140 |
| КСВ-50000 | 165 |
| КСВ-100000 | 205 |
| Отопление, освещение и вентиляция: | |
| ОПУ | 60-110 |
| ЗРУ 6(10) кВ | 5-7 |
| ЗРУ, совмещенное с ОПУ | 20-30 |
| Здание разъездного персонала | 5,5 |
| Освещение ОРУ 110, 220 кВ при: | |
| Няч ≤3 | 2,0 |
| Няч >3 | 5-10 |
| Компрессорная (на один агрегат): | |
| Электродвигатели | 20-55 |
| Отопление, освещение | 15-30 |
| Маслохозяйство | 75-400 |

Для определения полной расчетной мощности можно принять для двигательной нагрузки $\cos\varphi=0,85$, для остальных потребителей принять $\cos\varphi=1$. Тогда суммарная нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч max}} = \sum_{i=1}^N k_{c,i} (P_{\text{уст},i}^2 + Q_{\text{уст},i}^2),$$

где $k_{c,i}$ — коэффициент спроса, принимаемый по таблице 3.3.

Для ПС с постоянным дежурным персоналом выбор мощности ТСН производится с учетом возможных аварийных перегрузок:

$$S_{\text{ном ТСН1(2)}} \geq S_{\text{расч max}} / k_{\text{ав.пер.}}$$

где $k_{\text{ав.пер.}}$ - коэффициент аварийных перегрузок, принимается равным 1,3 для сухих и 1,4 для масляных трансформаторов.

Таблица 3.3 – Коэффициенты спроса приёмников собственных нужд

| Наименование приемника | Коэффициенты спроса |
|---|---------------------|
| Освещение ОРУ: | |
| при одном ОРУ | 0,5 |
| при нескольких ОРУ | 0,35 |
| Освещение помещений | 0,6-0,7 |
| Охлаждение трансформаторов | 0,8-0,85 |
| Компрессоры | 0,4 |
| Зарядно-подзарядные устройства | 0,12 |
| Электроподогрев выключателей и электроотопление | 1,0 |

Для подстанций, обслуживаемых оперативно-выездной бригадой, номинальная мощность ТСН выбирается больше или равной расчетной максимальной.

Окончательной проверкой выбранных мощностей ТСН является учет нагрузки группы Б-3 (то есть работа ПС в нештатном режиме). При этом должно выполняться условие:

$$2S_{ном\ ТСН1(2)} \geq (S_{расч\ max} + S_{расч\ Б-3}).$$

В пояснительной записке к курсовому проекту следует привести схему питания собственных нужд, вписанную в общую схему объекта, указать основные свойства рассматриваемой схемы, произвести выбор всех источников питания собственных нужд и свести их номинальные параметры в таблицу.

3.4. Выбор способов ограничения токов короткого замыкания. Расчёт токов короткого замыкания

Выбор способов и средств ограничения токов короткого замыкания может быть произведен до расчета токов КЗ (например, использование трансформаторов с расщепленной обмоткой, использование секционных реакторов), так и после, учитывая полученные данные расчета (для определения, например, необходимости установки реактора на подстанциях).

Для выполнения расчета токов КЗ необходимо предварительно составить схему замещения рассматриваемого объекта. При этом можно не учитывать двигательную нагрузку. *Для вариантов проектирования ТЭЦ и КЭС расчет токов КЗ производится только для тех точек, которые необходимы для выбора электрооборудования в заданных преподавателем цепях. Для вариантов ПС расчет производится для всех точек, необходимых для выбора оборудования во всех цепях.*

После составления схемы замещения рассчитываются её параметры в принятой системе единиц и рассчитываются токи трехфазного тока КЗ в выбранных точках. Расчет следует проводить как для режима нормальной работы объекта, так и для послеаварийного или ремонтного режима, для которого

могут быть характерны большие значения токов КЗ. Таким режимом для ТЭЦ, например, может являться отключение одного из трансформаторов.

После проведения расчетов необходимо все результаты свести в таблицу с указанием режима работы и номера точки КЗ. Дальнейший выбор оборудования для конкретной цепи производится по наибольшему из полученных токов КЗ.

В случае выявления необходимости применения дополнительных мер по ограничению токов коротких замыканий, после выбора средств ограничения, расчёт токов КЗ следует повторить с учётом принятых мероприятий.

Для ТЭЦ с секционированными шинами ГРУ необходимо произвести выбор секционного реактора. Данный расчёт выполняется в следующей последовательности:

- 1) подбирается реактор соответствующего класса напряжения:

$$U_{p \text{ ном}} \geq U_{\text{цепи ном}};$$

- 2) при определении номинального тока реактора в рамках курсового проектирования допустимо принимать максимальный ток, который проходит через реактор при отключении одного из генераторов, равным $(0,6 \div 0,8) I_{\text{ном Г}}$ для незамкнутых схем ГРУ и $(0,4 \div 0,5) I_{\text{ном Г}}$ для кольцевых схем. Номинальный ток реактора должен удовлетворять условию:

$$I_{p \text{ ном}} \geq I_{\text{max}};$$

- 3) выбирается предельно большее сопротивление реактора из номинального ряда при выбранном номинальном токе $x_{p \text{ ном}}$;

- 4) определяются потери напряжения в реакторе при максимальном токе:

$$\Delta U_p [\%] = \frac{\sqrt{3} x_{p \text{ ном}} \cdot I \sin \varphi_{\text{max}}}{U_{\text{цепи ном}}},$$

которые не должны превышать 5-6 процентов от номинального напряжения ГРУ.

В случае превышения потери напряжения указанных величин возвращаются к третьему пункту данного расчёта, выбирают меньшее сопротивление и повторяют дальнейший расчёт до тех пор, пока не выполнится 4 условие.

После выбора секционного реактора выполняется расчёт токов КЗ. Расчёт можно производить как в относительных, так и в именованных единицах.

Выбранный реактор после расчета токов КЗ следует проверить также на электродинамическую и термическую стойкость (см. далее).

3.5. Выбор электрических аппаратов и проводников распределительных устройств

3.5.1. Выбор коммутационных аппаратов

В данном разделе пояснительной записки рассматривается выбор по всем параметрам одного выключателя, выбор остальных выносится в приложение. То же самое касается выбора других аппаратов (разъединителей, сборных шин) и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

При выборе выключателей необходимо руководствоваться следующим.

РУ генераторного напряжения выполняются, как правило, с одной системой шин, с применением КРУ и реакторов для питания потребителей. Такие КРУ комплектуются как правило вакуумными выключателями.

Распределительные устройства напряжением от 35 до 500 кВ могут выполняться закрытыми (в том числе с элегазовыми КРУ), или открытыми.

При необходимости выполнения закрытых РУ следует отдавать предпочтение элегазовым КРУ.

В таблице 3.4 указаны основные факторы, которые необходимо учитывать при выборе выключателей, разъединителей, реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения при выполнении учебного курсового проекта.

В графе условия выбора (табл. 3.4) слева указаны расчетные величины, справа – табличные (каталожные) параметры электрических аппаратов. При выполнении курсового проекта проверка выключателей по восстанавливаемому напряжению не производится.

При выборе аппаратов в цепях электростанций следует учитывать отличие начальной составляющей тока КЗ $I_{п,0}$ и составляющей в произвольный момент времени $I_{п,\tau}$.

Значение $I_{п,\tau}$ зависит от конфигурации исходной схемы. В случае, если исходная схема содержит несколько генераторов с разной удаленностью от точки КЗ и систему (или системы), но все источники связаны с точкой КЗ независимо один от другого, то при определении периодической составляющей тока КЗ находят значения этой составляющей от отдельных источников, а затем суммируют полученные результаты. Составляющую тока КЗ от системы можно принять неизменной, то есть $I_{п,\tau} = I_{п,0}$.

Для нахождения $I_{п,\tau}$ от генератора можно использовать метод типовых кривых [10] в следующей последовательности:

1) определяется удаленность точки КЗ от источника ($I_{п,0(ном)}$) как отношение периодической составляющей тока КЗ от генератора в начальный момент времени $I_{п,0}$ к номинальному току генератора $I_{ном}$; если полученное значение больше или равно двум, то КЗ считают близким и продолжают далее расчет, в противном случае КЗ считается удаленным, и можно принять, что $I_{п,\tau} = I_{п,0}$;

Таблица 3.4 – Условия выбора электрических аппаратов

| № | Факторы, учитываемые при выборе | Условия выбора | Тип элемента | | | | |
|--|---|---|--------------|----|-----|----|----|
| | | | Q | QS | TA | TV | LR |
| 1 | Номинальное напряжение | $U_{\text{сети ном}} \leq U_{\text{ном}}$ | + | + | + | + | + |
| 2 | Номинальный (длительный) ток | $I_{\text{ном расч}} \leq I_{\text{ном}}$ | + | + | + | | + |
| | | $I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$ | + | + | + | | + |
| 3 | Отключающая (коммутационная) способность | $I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл ном}}$ | + | | | | |
| | | $i_{a,\tau} \leq i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2}\beta_{\text{н}}^* I_{\text{откл ном}}$ | + | | | | |
| | | $(\sqrt{2}I_{\text{п,т}} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2}I_{\text{откл ном}}(1 + \beta_{\text{н}}^*)$ | + | | | | |
| 4 | Электродинамическая стойкость | $I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}$ | + | | | | |
| | | $i_y \leq i_{\text{дин}}$ | + | + | + | | + |
| | | $i_y \leq k_{\text{уд}} \sqrt{2}I_{\text{ном}}$ | | | + | | |
| 5 | Термическая стойкость | $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{откл}} (t_{\text{откл}} < t_{\text{тер}}),$ $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} (t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер}})$ | + | + | | | |
| | | $B_{\text{к}} \leq (I_{\text{ном}} k_{\text{тер}})^2 t_{\text{тер}}$ | | | + | | |
| 6 | Нагрузка вторичных цепей | $r_2 \approx Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ | | | + | | |
| | | $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ | | | *** | + | |
| 7 | Потеря напряжения в нормальном режиме | $\Delta U \leq \Delta U_{\text{ном}}$ | | | | | + |
| 8 | Токоограничение | X_{LR} | | | | | + |
| 9 | Остаточное напряжение при КЗ за реактором | $U_{\text{ост}} \geq (65 - 70)\%$ | | | | | + |
| 10 | Восстанавливающееся напряжение | По кривым ПВН*** | + | | | | |
| * использовать значение в долях от единицы; ** трансформаторы тока проверяются либо по величине сопротивления вторичных цепей, либо мощности вторичной нагрузки; *** периодическое восстанавливающееся напряжение. | | | | | | | |

2) для полученного значения $I_{\text{п,0(ном)}}^*$ подбирается типовая кривая ([11, рис. 3.8]) и по кривой для расчетного момента времени τ определяется коэффициент γ ;

3) определяется искомое значение периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ :

$$I_{\text{п,т}} = \gamma \cdot I_{\text{п,0}}.$$

Апериодическую составляющую тока КЗ для схемы, состоящей из радиальных взаимонезависимых ветвей, также определяют как сумму составляющих отдельных ветвей.

Для выбора аппаратов на ПС практически во всех цепях используется суммарное значение тока КЗ от всех источников.

При выборе аппаратов на КЭС или ТЭЦ, особенно в генераторных или трансформаторных цепях, необходимо учитывать только наибольшую из составляющих тока КЗ. Так, например, при выборе генераторного выключателя сравниваются две составляющие: от самого генератора (КЗ на шинах «за выключателем») и от остальных генераторов и системы (КЗ на выводах генератора). Дальнейший расчет ведется по наибольшему из данных значений. В случае если значения периодической и апериодической составляющих для данных точек не пропорциональны (например, периодическая составляющая больше от самого генератора, а апериодическая – от других генераторов и системы), то проверку оборудования необходимо проводить по полному току КЗ.

Также при выборе электроаппаратов цепей КЭС и ТЭЦ, для которых от некоторых источников расчетное КЗ является близким, особое внимание следует уделить определению теплового импульса тока КЗ.

В зависимости от схемы применительно к курсовому проекту можно выделить три случая определения B_k :

1) если расчетное КЗ для всех источников является удаленным, то составляется эквивалентная схема, определяется эквивалентное значение тока КЗ ($I_{п,0(э)}$) и постоянная времени ($T_{а(э)}$), а интеграл Джоуля определяется по формуле:

$$B_k = I_{п,0(э)}^2 [t_{откл} + T_{а(э)} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{а(э)}})].$$

2) если схема содержит один или несколько однотипных генераторов, которые находятся в одинаковых условиях относительно расчетной точки КЗ, а расчетное КЗ является близким для этих генераторов, то используют следующую формулу:

$$B_k = I_{п,0(Г)}^2 \left(B_{к(Г)} t_{откл} + T_{а(Г)} \cdot (1 - e^{-2t_{откл}/T_{а(Г)}}) \right),$$

где $B_{к(Г)}$ - относительный интеграл Джоуля, определяется по специально рассчитанным кривым [12, рис.9-11];

3) если схема содержит один или несколько источников, для которого расчетное КЗ является удаленным, и генератор, связанный с точкой КЗ по радиальной схеме, для которого КЗ является близким, необходимо рассчитывать отдельно периодическую:

$$B_{к,n} = \left(I_{п,0(C+Гi)}^2 + 2I_{п,0(C+Гi)} I_{п,0(Г)} Q_{к(Г)} + I_{п,0(Г)}^2 B_{к(Г)} \right) t_{откл},$$

и апериодическую составляющую:

$$B_{к,а} = I_{п,0(С+Гi)}^2 T_{а(э)} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{а(э)}}) + I_{п,0(Г)}^2 T_{а(Г)} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{а(Г)}}) + \\ + \frac{4I_{п,0(С+Гi)} I_{п,0(Г)}}{1/T_{а(э)} + 1/T_{а(Г)}} (1 - e^{-t_{откл}(1/T_{а(э)} + 1/T_{а(Г)})}),$$

где $I_{п,0(С+Гi)}$ - составляющая тока КЗ от системы и генераторов, для которых КЗ является удаленным; $Q_{к(Г)}^*$ - относительный интеграл от периодической составляющей тока, обусловленного действием генератора, определяется по специальным кривым [12, рис. 12-14].

Полный импульс тока КЗ находится как сумма периодической и апериодической составляющих.

3.5.2. Выбор измерительных трансформаторов

Рассмотрим более подробно особенности выбора измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) происходит по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{сети ном}; \\ I_{1ном} \geq I_{ном расч}; \\ k_{п} I_{ном} \geq I_{пред расч} = I_{раб max}; \\ i_{дин} \geq i_{уд} \text{ или } \sqrt{2} I_{1ном} k_{дин} \geq i_{уд}; \\ I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_{к} \text{ или } (I_{1ном} k_{тер})^2 t_{тер} \geq B_{к}; \\ Z_{2ном} \geq Z_{2расч},$$

где $k_{дин}$ и $k_{тер}$ – кратность тока соответственно динамической и термической стойкости; $Z_{2ном}$ – номинальное сопротивление вторичной цепи ТТ, отвечающее его работе в заданном классе точности, Ом; $Z_{2расч}$ – расчетное сопротивление вторичной цепи, Ом.

Номинальный первичный ток $I_{1ном}$ должен соответствовать максимальному рабочему току рассматриваемого участка. При этом необходимо учитывать, что согласно п. 1.5.17 ПУЭ ток во вторичной обмотке трансформатора тока должен составлять не менее 40 % номинального тока, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5 %.

Значение номинального вторичного тока унифицировано и равно 5 А.

Класс точности измерительного ТТ выбирают в соответствии с его назначением. Для того, чтобы ТТ работал в выбранном классе точности, нагрузка его вторичной цепи не должна превышать номинальной.

Расчетная нагрузка трансформатора тока $Z_{2расч}$ складывается из нагрузки измерительных приборов и потерь мощности в проводах и контактах.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объемом контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. В приложении 2 (таблица П2.1) приведен полный перечень измерительных приборов, устанавливаемых на электростанциях и подстанциях [6].

Сопротивление проводов вторичной цепи зависит от длины трасс прокладки проводов $l_{тр}$, сечения проводов F , и схемы трансформаторов тока. В настоящее время для подключения приборов вторичных цепей используются как правило провода и кабели с медными жилами. Сечение жил выбирается в соответствии с требованиями точности измерения. В соответствии с требованиями ПУЭ (п. 3.4.4), в токовых цепях сечение медных проводов должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, алюминиевых – не менее 4 мм^2 . Сечение выбирают в соответствии с требованиями точности измерения, но не менее минимального. В то же время сечение больше 6 мм^2 не принимается.

Из условия допустимой нагрузки на ТТ для обеспечения его работы в выбранном классе точности следует, что сопротивление проводов измерительных цепей должно удовлетворять следующему условию:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}} - Z_{\Sigma \text{приб}} - Z_{\text{конт}},$$

где $Z_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

При проверке соблюдения этого неравенства можно положить $Z_{\text{пров}} \approx r_{\text{пров}}$. Тогда допустимое сечение провода, мм^2 , должно быть не меньше

$$F = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Если l – длина соединительных проводов в один конец, то при соединении трансформаторов тока по схеме полной звезды $l_{\text{расч}} = l$, при соединении трансформаторов тока по схеме неполной звезды $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$, при включении приборов в цепь одного трансформатора тока $l_{\text{расч}} = 2l$.

Длина l соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец ориентировочно составляет [11]:

- всех цепей ГРУ 6(10) кВ кроме линий к потребителям – 40 – 60 м;
- цепей генераторного напряжения блочных электростанций – 20 – 40 м;
- линий 6(10) кВ к потребителям – 4 – 6 м;
- всех цепей РУ:
- 35 кВ – 60 – 75 м;
- 110 кВ – 75 – 100 м;
- 220 кВ – 100 – 150 м;
- 330-500 кВ – 150 – 175 м.

Для подстанций указанные значения следует уменьшить на 15-20 процентов.

Длину соединительных проводов для РУ, выполненного камерами КРУ, следует определять, исходя из размеров конкретной принятой серии КРУ. В рамках учебного проектирования в данных цепях можно принять длину соединительных проводов порядка 2-4 м.

Переходное сопротивление контактов принимают равным 0,05 Ом при 2 – 3 приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения (ТН). В отличие от измерительных ТТ, измерительные ТН по вторичной нагрузке проверяют не через полное сопротивление, а через мощность всех измерительных приборов, подключаемых к трансформатору.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности; при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенная мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

При выборе ТН необходимо учитывать возможность возникновения феррорезонанса, поэтому рекомендуется применять антирезонансные типы ТН.

Минимально допустимое по механической прочности сечение жил кабелей устанавливается ПУЭ (п.3.4.4): не менее 1,5 мм² для медных жил и не менее 2,5 мм² для алюминиевых.

3.5.3. Выбор токоведущих частей

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами типов АС или АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ. При напряжении 500 кВ могут быть применены полые алюминиевые провода марки ПА. При этом число проводов в фазе получается минимальным, уменьшается расход алюминия и число гирлянд изоляторов, упрощается монтаж.

Соединение генераторов и трансформаторов с закрытым или комплектным РУ 6(10) кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6(10) кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые. Они несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые. Они являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает их число и стоимость токопровода.

Все соединения внутри закрытого РУ 6(10) кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. При токах до 3000 А в закрытых РУ 6(10) кВ применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают лучшие условия охлаждения и меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта.

Условия выбора и проверки проводников различных типов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Условия выбора и проверки проводников

| 1 | 2 | 3 |
|---|----------------------|--|
| 1 | Сборные шины гибкие | 1. $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$; 2. $b_{\text{доп}} > b$; 3. $0,9E_0 \geq 1,07E$; |
| | | 1. Проверка по допустимому току: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$ (за рабочий максимальный ток для сборных шин принимается максимальный ток самого мощного присоединения). 2. Проверка гибких шин на схлестывание производится, если $I^{(3)}_{\text{к}} > 20$ кА. $b_{\text{доп}} > b$, где b – отклонение провода фактическое, $b_{\text{доп}}$ – максимально допустимое отклонение провода. 3. Проверка по условиям коронирования в установках 110 кВ и выше: $0,9E_0 \geq 1,07E$, где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля; E – расчетная напряженность электрического поля проводника. |
| 2 | Сборные шины жесткие | 1. $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$; 2. $v_{\text{к,доп}} \geq v_{\text{к}}$ или $q_{\text{ном}} \geq q_{\text{мин}}$; 3. $f_0 > 200$ Гц; $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$. |
| | | 1. Проверка по допустимому току: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$ 2. Проверка на термическую стойкость: $v_{\text{к,доп}} \geq v_{\text{к}}$ или $q_{\text{ном}} \geq q_{\text{мин}}$ где $v_{\text{к}}$ – температура нагрева шин токами КЗ, $v_{\text{к,доп}}$ – допустимая температура нагрева проводника токами КЗ (нормируется ПУЭ); $q_{\text{мин}}$ – минимальное сечение по термической стойкости; q – выбранное сечение. 3. Проверка на электродинамическую стойкость: а) исключение механического резонанса $f_0 > 200$ Гц где f_0 – частота собственных колебаний шин; б) расчет на механическую прочность $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$, где $\sigma_{\text{расч}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин; $\sigma_{\text{расч}}$ – расчетное мех. напряжение. |

Продолжение таблицы 3.5

| 1 | 2 | 3 |
|---|-------------------|---|
| 3 | Гибкие проводники | <p>1. $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$;</p> <p>2. $b_{\text{доп}} > b$;</p> <p>3. $0,9E_0 \geq 1,07E$;</p> <p>4. $q \approx q_{\text{э}}$.</p> |
| | | <p>1. Проверка по допустимому току: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$ (за рабочий максимальный ток для сборных шин принимается максимальный ток самого мощного присоединения).</p> <p>2. Проверка гибких шин на схлестывание производится, если $i^{(3)}_{\text{к}} > 50 \text{ кА}$.</p> <p>$b_{\text{доп}} > b$</p> <p>где b – отклонение провода фактическое, $b_{\text{доп}}$ – максимально допустимое отклонение провода.</p> <p>3. Проверка по условиям коронирования в установках 110 кВ и выше:</p> <p>$0,9E_0 \geq 1,07E$,</p> <p>где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля; E – расчетная напряженность электрического поля проводника.</p> <p>4. Проверка по экономической плотности тока:</p> <p>$q \approx q_{\text{э}}$,</p> <p>где q – выбранное сечение, $q_{\text{э}}$ – сечение, выбранное по экономической плотности тока.</p> |
| 4 | Кабели | <p>1. $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$;</p> <p>2. $u_{\text{к,доп}} \geq u_{\text{к}}$ или $q_{\text{ном}} \geq q_{\text{мин}}$;</p> <p>3. $q \approx q_{\text{э}}$;</p> <p>4. $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$</p> |
| | | <p>1. Проверка по допустимому току:</p> <p>$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$.</p> <p>2. Проверка на термическую стойкость:</p> <p>$u_{\text{к,доп}} \geq u_{\text{к}}$ или $q_{\text{ном}} \geq q_{\text{мин}}$.</p> <p>3. Проверка по экономической плотности тока:</p> <p>$q \approx q_{\text{э}}$.</p> <p>4. По напряжению установки:</p> <p>$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$.</p> |

3.5.4. Выбор сечения кабелей питания РП и линейных реакторов

При выборе сечения кабелей нужно руководствоваться следующими положениями.

На территориях электростанций кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, блоках, по эстакадам и в галереях. Прокладка силовых кабелей в траншеях допускается только к удаленным вспомогательным объектам (склады топлива, мастерские) при количестве не более шести [10, п.2.3.26].

Согласно [10, п.2.3.41], для кабельных линий электростанций, распределительных устройств и подстанций рекомендуется применять кабели, бронированные стальной лентой, защищенной негорючим покрытием. На электростанциях применение кабелей с горючей полиэтиленовой изоляцией не допускается. *Предпочтение следует отдавать кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).*

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. [10, п.1.3.2.].

Предварительный выбор сечений проводников производится по длительно допустимому току, исходя из следующего условия:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,5 \cdot P_{\text{РПмакс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \leq I_{\text{доп}},$$

где $P_{\text{РПмакс}}$ – максимальная нагрузка, приходящаяся на один РП, МВт; $I_{\text{доп}}$ – длительно-допустимый ток для кабелей с изоляцией из СПЭ, который принимается по данным завода изготовителя, таблицам в ПУЭ или ГОСТа для соответствующих типов кабелей.

Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Длительно-допустимые токи в таблице приняты из расчета прокладки в траншее на глубине 0,7 – 1,0 м не более одного кабеля при температуре земли + 15° С и удельном сопротивлении земли 120 см·К/Вт.

При условиях прокладки, отличающихся от указанных, необходимо к токовым нагрузкам, указанным в таблице, применять поправочные коэффициенты:

- на число проложенных рядом кабелей k_1 ;
- на температуру окружающей среды k_2 ;
- на тепловое сопротивление грунта k_3 .

Тогда длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I'_d = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{д ном}},$$

где k_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (по [10, табл. 1.3.26]); k_2 – поправочный коэффициент для кабелей, неизолированных и изолированных проводов в зависимости от температуры среды (по [10, табл. 1.3.3]); k_3 – поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли (по [10, табл. 1.3.23]).

Выбранное сечение должно быть проверено по условию термической стойкости к токам аварийного режима, когда выходит из строя один из двух кабелей, питающих РП.

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10% на время максимума нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут., если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной [10, п.1.3.6.]. Проверка производится по следующему условию:

$$I_{ав} = \frac{P_{РПмакс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \leq 1,1 \cdot I_{доп}.$$

Согласно [10, п.1.3.25] выбранные сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$S = \frac{I_{норм}}{j_3},$$

где $I_{норм}$ – расчетный ток в часы максимума нагрузки, А; j_3 – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы, выбираемое по [10, табл. 1.3.36] в зависимости от $T_{макс}$ – числа часов использования максимума нагрузки:

$$T_{макс} = \frac{W_{год}}{P_{макс}},$$

где $P_{макс}$ – максимальная мощность местной нагрузки; $W_{год}$ – годовое количество потребляемой электроэнергии, определяемое по формуле

$$W_{год} = 200 \sum P_{i3} \cdot t_i + 165 \sum P_{iл} \cdot t_i,$$

где P_{i3} – мощность на интервале осреднения t_i (ч) зимнего графика нагрузки, МВт; $P_{iл}$ – мощность на интервале осреднения t_i (ч) летнего графика нагрузки, МВт.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

Выбранное сечение кабеля также необходимо проверить по условию термической стойкости к токам КЗ.

Действительное время протекания токов КЗ:

$$t_{п} = t_{рз} + t_{выкл} + t_{сел},$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, сек; $t_{выкл}$ – собственное время отключения выключателя, сек; $t_{сел}$ – уставка селективности релейной защиты, сек.

Кроме того, в кабелях с изоляцией из СПЭ для обеспечения равномерности электрического поля, воздействующего на главную изоляцию кабеля (изоляцию «жила–экран») присутствует медный экран, который необходимо проверять на термическую стойкость к токам двухфазного КЗ.

Ток двухфазного КЗ на секциях шин РУ-6кВ ГПП определяется по следующей формуле:

$$I_{кз min} = 0,87 \cdot I_{кз max},$$

где $I_{кз\ max}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах РУ 6(10) кВ станции.

Допустимые токи односекундного короткого замыкания для выбранных сечений жил и экрана кабеля определяются согласно данным производителя.

Для продолжительности КЗ, отличающейся от одной секунды, значения допустимых токов необходимо умножить на коэффициент K :

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{\pi}}},$$

где t_{π} – действительное время протекания токов КЗ, сек.

Тогда для времени t_{π} допустимый ток КЗ кабеля должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{кз\ доп} = \frac{I_{кз\ доп(табл)}}{\sqrt{t_{\pi}}} > I_{кз\ max}.$$

Допустимый ток КЗ экрана для времени t_{π} должен удовлетворять следующему условию:

$$I'_{кз\ доп} = \frac{I'_{кз\ доп(табл)}}{\sqrt{t_{\pi}}} > I_{кз\ min}.$$

Термически стойкое сечение также может быть определено по следующей формуле:

$$F_{кз} \geq \frac{I_{кз\ max} \cdot \sqrt{t_{\pi}}}{C},$$

где $C = 90$ – для кабелей с алюминиевыми жилами [12, табл. 8].

По результатам проверок необходимо сделать вывод о пригодности выбранного кабеля.

При проектировании ТЭЦ следует производить выбор сечения КЛ с учетом выбора линейного реактора, к которому подключены рассматриваемые КЛ. По номинальному напряжению данные реакторы выбираются по аналогии с секционными реакторами.

Как оговаривалось выше, подключение КЛ к реактору производится таким образом, чтобы нагрузка ветвей реактора была практически одинакова. При использовании сдвоенного реактора номинальный ток ветви реактора не должен быть меньше максимального тока, возникающего в послеаварийном режиме при отключении парного реактора, подключенного к другой секции ГРУ:

$$I_{ном} \geq I_{max}.$$

Для определения требуемого сопротивления реактора необходимо найти результирующее сопротивление при КЗ на шинах ГРУ:

$$X_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}},$$

где $I_{п0}$ – значение тока КЗ на шинах ГРУ.

В соответствии с определенным по условиям экономической плотности тока и нагрева сечениями КЛ от шин станции до РП (F_1) и заданным сечени-

ем от РП до ТП (F_2) рассчитываются требуемые токи для данных КЛ, соответствующие их термической стойкости:

$$I_{\text{П}0_1}^{\text{треб}} = \frac{F_1 \cdot C_{\text{терм}}}{\sqrt{t_{\text{откл}} + \Delta t + T_{a2}}},$$

$$I_{\text{П}0_2}^{\text{треб}} = \frac{F_2 \cdot C_{\text{терм}}}{\sqrt{t_{\text{откл}} + T_{a1}}},$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения тока КЗ в цепи выключателя, установленного на КЛ от РП до ТП (можно принять порядка 0,5 с); Δt – ступень селективности (принимается от 0,3 до 0,5 с).

Из двух полученных значений выбирается наименьшее, по данному значению рассчитывается требуемое сопротивление цепи:

$$Z_{\text{рез}}^{\text{треб}} \approx X_{\text{рез}}^{\text{треб}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П}0_{\text{мин}}}^{\text{треб}}}.$$

В случае, если определяющим является условие стойкости КЛ от шин станции до РП, то требуемое сопротивление реактора определяется как разность требуемого сопротивления цепи и результирующего сопротивления до точки КЗ на шинах ГРУ:

$$X_{\text{р}}^{\text{треб}} = X_{\text{рез}}^{\text{треб}} - X_{\text{рез}}.$$

Если же определяющим явилось второе условие, то требуется учитывать не только результирующее сопротивление до шин ГРУ, но и сопротивление кабеля от шин ПС до шин РП, то есть расчётное КЗ рассматривается на шинах РП. Причем для кабелей 6(10) кВ следует учитывать не только реактивное, но и активное сопротивление:

$$X_{\text{р}}^{\text{треб}} = \sqrt{\left(Z_{\text{рез}}^{\text{треб}}\right)^2 - R_{\text{КЛ}}^2} - X_{\text{рез}} - X_{\text{КЛ}}.$$

Номинальное сопротивление реактора выбирается больше или равное расчетному требуемому.

Помимо проверок на электродинамическую и термическую стойкость самих реакторов, их следует также проверить на допустимые потери напряжения, которые при максимальном токе в реакторе не должны превышать двух процентов. Линейные реакторы также необходимо проверить на допустимый уровень остаточного напряжения при КЗ непосредственно за реактором:

$$U_{\text{ост}} = X_{\text{р}} \frac{\sqrt{3} I_{\text{П}0}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%,$$

где $I_{\text{П}0}$ – значение тока КЗ за реактором (с учетом сопротивления реактора). Данный уровень должен быть не менее 65-70%. В случае если остаточное напряжение меньше допустимого может потребоваться снижение сопротивления реактора. Для этого можно рассмотреть вопрос соответствующего увеличения сечения КЛ, способствующее увеличению её термической стойкости.

4. ГРАФИЧЕСКОЕ ОФОРМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Схема вычерчивается в карандаше или системах проектирования (*Microsoft Visio*, *AutoCAD*, Компас и т.д.) на стандартном листе формата А-1. Все элементы схемы должны быть показаны в соответствии с установленными стандартными обозначениями. На листе должно быть показано:

1. Основное электрооборудование (генераторы, главные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд, синхронные компенсаторы) с указанием схемы соединения их обмоток, рабочих заземлений и номинальных данных.

2. Принятые в проекте схемы электрических соединений на высшем, среднем и низком напряжениях станции или подстанции.

3. Схемы питания первой и второй ступени собственных нужд станции и подстанции с указанием рабочих и резервных трансформаторов.

4. Электрические аппараты (выключатели, разъединители, реакторы, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения) с указанием их типов и основных номинальных данных.

5. Измерительные приборы. Если число изображаемых присоединений велико, измерительные трансформаторы и измерительные приборы можно показывать только для одного присоединения каждого типа: генератора, трансформатора и т.п. Если однотипные присоединения имеются в распределительных устройствах разных напряжений, то измерительные трансформаторы и приборы должны быть показаны для одного присоединения каждого типа на каждом напряжении.

6. Тип и сечение выбранных кабелей, питающих распределительные пункты.

7. Материал и сечение выбранных сборных шин разного напряжения и ошиновок.

5. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКЕ

Пояснительная записка составляется параллельно с выполнением соответствующего этапа работы. В ней в краткой и ясной форме должны быть изложены принятые решения с указанием соответствующих оснований (требования ПУЭ и нормы технологического проектирования, соблюдение условий надёжности и безопасности). При этом пояснения должны быть подкреплены цифрами, таблицами, полученными в результате расчётов, и необходимыми схемами.

Расчёты токов КЗ, а также таблицы по выбору электрических аппаратов и измерительных трансформаторов тока и напряжения целесообразно привести в приложении к пояснительной записке.

Материал записки желательно сгруппировать следующим образом:

- а) исходные данные задания с приложением графиков, схем и т.д.;
- б) анализ режимов, графики нагрузки трансформаторов и принципиальные электрические схемы;
- в) обоснование электрических схем, принятых для распределительных устройств разных напряжений, и схем питания собственных нужд;
- г) выбор способов ограничения токов КЗ;
- д) выбор выключателей, разъединителей, реакторов и кабелей;
- е) выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- ж) выбор сборных шин и ошинок;
- з) приложения.

6. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ПРИ ЗАЩИТЕ ПРОЕКТА

Выполненные проекты защищаются студентами перед комиссией, состоящей из руководителя проекта и преподавателей, назначенных кафедрой.

При защите курсового проекта студент должен:

а) иметь полное представление о назначении проектируемой установки, её положении в системе, режиме работы и основных электроприемниках собственных нужд;

б) давать правильные объяснения по существу принятых решений, выбору мощности и числа трансформаторов и автотрансформаторов, выбору электрической схемы, принятым способам ограничения токов КЗ;

в) в деталях знать принятую электрическую схему, в частности, порядок отключения и включения цепей, назначение обходной системы сборных шин;

г) знать устройства и принцип действия выбранных аппаратов и условия их выбора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций: учебное пособие / В.С. Марков. – Москва; Вологда: Инфа-Инженерия, 2020.
2. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Стандартинформ, 2009.
3. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года №380 // СПС КонсультантПлюс.
4. Электротехнический справочник в 4-х т. Т3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общ. ред. профессоров Московского энергетического института В. Г. Герасимова, А. Ф. Дьякова, Н. Ф. Ильинского, В. А. Лабунцова, В. П. Морозкина, И. Н. Орлова (главный редактор), А. И. Попова, В. А. Строева. – 9-е издание, стереотипное. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
5. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП 81. Электротехническая часть. – М.: Стандартинформ, 2011. – 59с.
6. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Министерство энергетики Российской Федерации. - М.: ЗАО "Издательство НЦ ЭНАС", 2004.
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». 2007.
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС». 2010.
9. Марков В.С. Типовые электрические схемы распределительных устройств электростанций и подстанций. Характеристики. Применение. Оперативные переключения/ В.С. Марков. – Смоленск: Универсум, 2015.
10. ПУЭ 7-е издание. – М.: ДЕАН, 2012. – 255 с.
11. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2004. – 448.
12. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007.
13. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П1.1 – Исходные данные для вариантов ТЭЦ и КЭС

| № вар-та | Генераторы | | | | | Котлы | | Собственные нужды | | Данные о сети 6(10) кВ | | | | | | Данные о сети 35-220 кВ | | | |
|----------|------------|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------|---------------------|----------------------------|-----------------|------------------------|-----------------|-----------------|------|----------------------|----------|-------------------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| | К-во | P_H , МВт | U_H , кВ | $\cos\varphi_H$ | X''_d | К-во | Топливо | P_{max} в % от $P_{уст}$ | $\cos\varphi_H$ | U_H , кВ | P_{max} , МВт | $\cos\varphi_H$ | № ГН | Кат. в % | Тип сети | U_H , кВ | P_{max} , МВт | $\cos\varphi_H$ | Кат. в % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 1 | 2 | 63 | 10,5 | 0,8 | 0,136 | 3 | мазут | 7 | 0,85 | 10 | 60 | 0,85 | 1 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | — | — | — | — |
| 2 | 2 | 63 | 10,5 | 0,8 | 0,153 | 3 | мазут | 6 | 0,85 | 10 | 50 | 0,85 | 2 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | 35 | 60 | 0,9 | 1-30 2-60 3-10 |
| 3 | 2 | 63 | 6,3 | 0,8 | 0,203 | 3 | уголь | 10 | 0,8 | 6 | 50 | 0,8 | 3 | 1-40 2-40 3-20 | Каб. | — | — | — | — |
| 4 | 2 | 63 | 6,3 | 0,8 | 0,203 | 3 | мазут | 6 | 0,85 | 6 | 40 | 0,85 | 4 | 1-60 2-30 3-10 | Каб. | — | — | — | — |
| 5 | 2 | 63 | 10,5 | 0,8 | 0,146 | 3 | пы- ле- уголь | 9 | 0,85 | 10 | 96 | 0,85 | 5 | 1-50 2-40 3-10 | Каб. | — | — | — | — |
| 6 | 3 | 63 | 10,5 | 0,8 | 0,136 | 4 | мазут | 7 | 0,8 | 10 | 100 | 0,8 | 3 | 1-40 2-30 3-30 | Каб. | — | — | — | — |
| 7 | 2 1 | 63 120 | 6,3 10,5 | 0,8 | 0,203 0,192 | 4 | уголь | 10 | 0,85 | 6 | 90 | 0,9 | 2 | 1-30 2-60 3-10 | Каб. | — | — | — | — |
| 8 | 4 | 63 | 10,5 | 0,8 | 0,153 | 5 | газ | 5 | 0,85 | 10 | 100 | 0,85 | 2 | 1-40 2-40 3-20 | Каб. | 35 | 40 | 0,85 | 1-30 2-40 3-30 |

продолжение табл. П1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----|--------|-----------|------|-----|----------------|---|----------------|----|------|----|-----|------|----|----------------------|------|----|----|-----|----------------------|
| 9 | 2 2 | 63 110 | 10,5 | 0,8 | 0,136 0,189 | 5 | мазут | 7 | 0,8 | 10 | 160 | 0,85 | 2 | 1-50 2-40 3-10 | Каб. | — | — | — | — |
| 10 | 2 | 32 | 6,3 | 0,8 | 0,143 | 3 | уголь | 10 | 0,85 | 6 | 30 | 0,8 | 1 | 1-30 2-60 3-10 | Каб. | 35 | 60 | 0,8 | 1-20 2-60 3-20 |
| 11 | 2 | 32 | 10,5 | 0,8 | 0,153 | 3 | мазут | 6 | 0,85 | 10 | 76 | 0,85 | 3 | 1-40 2-40 3-20 | Каб. | — | — | — | — |
| 12 | 3 | 32 | 6,3 | 0,8 | 0,143 | 4 | мазут | 7 | 0,85 | 6 | 46 | 0,8 | 5 | 1-60 2-40 | Каб. | — | — | — | — |
| 13 | 4 | 32 | 10,5 | 0,8 | 0,153 | 5 | пыле- уголь | 9 | 0,85 | 10 | 80 | 0,9 | 2 | 1-50 2-50 | Каб. | — | — | — | — |
| 14 | 2 | 25 | 10,5 | 0,8 | 0,13 | 3 | уголь | 9 | 0,8 | 10 | 50 | 0,9 | 1 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | — | — | — | — |
| 15 | 3 | 25 | 10,5 | 0,8 | 0,13 | 4 | уголь | 10 | 0,85 | 10 | 30 | 0,85 | 2 | 1-40 2-30 3-30 | Каб. | — | — | — | — |
| 16 | 4 | 25 | 10,5 | 0,8 | 0,13 | 5 | газо- мазут | 5 | 0,85 | 10 | 56 | 0,85 | 4 | 1-50 2-40 3-10 | Каб. | 35 | 50 | 0,8 | 1-40 2-30 3-30 |
| 17 | 2 | 20 | 6,3 | 0,8 | 0,135 | 3 | мазут | 7 | 0,85 | 6 | 35 | 0,85 | 3 | 1-50 2-50 | Каб. | — | — | — | — |
| 18 | 4 | 20 | 10,5 | 0,8 | 0,14 | 5 | газо- мазут | 5 | 0,85 | 10 | 50 | 0,9 | 2 | 1-40 2-60 | Каб. | — | — | — | — |
| 19 | 4 | 12 | 10,5 | 0,8 | 0,131 | 5 | уголь | 10 | 0,8 | 10 | 32 | 0,8 | 2 | 1-50 2-40 3-10 | Каб. | — | — | — | — |

продолжение табл. П1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----|--------|------------|-----------|------|----------------|---|----------------|---|------|----------|-----|------|----|----------------------|-----------|-----|-----|------|----------------------|
| 20 | 4 | 100 | 10,5 | 0,8 | 0,192 | 4 | уголь | 8 | 0,85 | 6 | 6 | 0,85 | 1 | 1-50 2-30 3-20 | Каб. | 110 | 110 | 0,85 | 1-30 2-60 3-10 |
| 21 | 5 | 100 | 10,5 | 0,8 | 0,190 | 5 | мазут | 5 | 0,85 | 6 | 7 | 0,85 | 3 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | 110 | 200 | 0,8 | 1-40 2-40 3-20 |
| 22 | 6 | 100 | 10,5 | 0,8 | 0,191 | 6 | пыле- уголь | 7 | 0,9 | 6 | 8 | 0,8 | 2 | 1-50 2-50 | Возд . | 110 | 250 | 0,8 | 1-50 2-40 3-10 |
| 23 | 4 | 110 | 10,5 | 0,8 | 0,189 | 4 | газо- мазут | 4 | 0,9 | 6 | 6 | 0,85 | 4 | 1-20 2-40 3-40 | Каб. | 110 | 150 | 0,85 | 1-40 2-30 3-30 |
| 24 | 2 3 | 160 110 | 10,5 | 0,8 | 0,213 0,195 | 5 | уголь | 7 | 0,85 | 6 | 7,5 | 0,8 | 5 | 1-40 2-40 3-20 | Каб. | 110 | 160 | 0,85 | 1-60 2-30 3-10 |
| 25 | 5 1 | 110 160 | 10,5 | 0,8 | 0,200 0,213 | 6 | газ | 4 | 0,85 | 6 | 8 | 0,85 | 1 | 1-60 2-30 3-10 | Возд | 110 | 300 | 0,8 | 1-50 2-50 |
| 26 | 3 | 160 | 18 | 0,85 | 0,213 | 3 | иазут | 5 | 0,9 | 10,5 | 10 | 0,8 | 2 | 1-50 2-40 3-10 | Каб. | 110 | 180 | 0,85 | 1-30 2-40 3-30 |
| 27 | 4 | 160 | 18 | 0,85 | 0,215 | 4 | уголь | 7 | 0,9 | 10,5 | 9 | 0,85 | 1 | 1-30 2-40 3-40 | Каб. | 110 | 400 | 0,85 | 1-60 2-30 3-10 |
| 28 | 6 | 160 | 18 | 0,85 | 0,220 | 6 | газ | 4 | 0,85 | 6 | 8 | 0,85 | 3 | 1-20 2-40 3-40 | Каб. | 110 | 400 | 0,85 | 1-60 2-30 3-10 |
| 29 | 3 | 200 | 15,7 5 | 0,85 | 0,18 | 3 | пыле- уголь | 6 | 0,85 | 10, 5 | 7 | 0,8 | 2 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | 110 | 270 | 0,85 | 1-50 2-40 3-10 |

продолжение табл. П1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----|---|-----|-------|------|-------|---|----------------|---|------|------|----|------|----|----------------------|-----------|-----|-----|------|----------------------|
| 30 | 4 | 200 | 15,75 | 0,85 | 0,19 | 4 | мазут | 5 | 0,9 | 6 | 9 | 0,8 | 2 | 1-40 2-30 3-30 | Возд . | 110 | 350 | 0,8 | 1-40 2-30 3-30 |
| 31 | 5 | 200 | 18 | 0,85 | 0,185 | 5 | газ | 4 | 0,85 | 6 | 8 | 0,85 | 5 | 1-60 2-30 3-10 | Каб. | 220 | 450 | 0,8 | 1-60 2-30 3-10 |
| 32 | 4 | 210 | 15,75 | 0,85 | 0,225 | 4 | газо- мазут | 4 | 0,8 | 10,5 | 7 | 0,85 | 1 | 1-50 2-50 | Каб. | 110 | 240 | 0,85 | 1-50 2-50 |
| 33 | 5 | 210 | 15,75 | 0,85 | 0,225 | 5 | уголь | 8 | 0,9 | 6 | 10 | 0,8 | 2 | 1-30 2-40 3-30 | Каб. | 110 | 300 | 0,8 | 1-30 2-40 3-30 |
| 34 | 6 | 210 | 15,75 | 0,85 | 0,225 | 6 | мазут | 5 | 0,85 | 10,5 | 10 | 0,85 | 4 | 1-40 2-60 | Каб. | 220 | 650 | 0,8 | 1-60 2-40 |
| 35 | 3 | 200 | 18 | 0,85 | 0,185 | 3 | газо- мазут | 4 | 0,85 | 10,5 | 8 | 0,8 | 5 | 1-40 2-40 3-20 | Каб. | 110 | 300 | 0,85 | 1-20 2-40 3-40 |
| 36 | 4 | 200 | 18 | 0,85 | 0,185 | 4 | пыле- уголь | 6 | 0,9 | 6 | 8 | 0,85 | 3 | 1-50 2-40 3-10 | Возд | 110 | 260 | 0,85 | 1-40 2-40 3-20 |
| 37 | 5 | 300 | 20 | 0,85 | 0,203 | 5 | газ | 4 | 0,9 | 10,5 | 9 | 0,8 | 4 | 1-40 2-30 3-30 | Каб. | 110 | 300 | 0,8 | 1-60 2-30 3-10 |
| 38 | 6 | 320 | 20 | 0,85 | 0,175 | 6 | газо- мазут | 4 | 0,9 | 6 | 10 | 0,85 | 2 | 1-60 2-30 3-10 | Каб. | 220 | 500 | 0,8 | 1-40 2-60 |
| 39 | 4 | 500 | 20 | 0,85 | 0,243 | 4 | уголь | 7 | 0,85 | 10,5 | 12 | 0,85 | 1 | 1-50 2-50 | Каб. | 220 | 300 | 0,8 | 1-40 2-60 |
| 40 | 5 | 500 | 20 | 0,85 | 0,268 | 5 | мазут | 6 | 0,9 | 10,5 | 10 | 0,8 | 3 | 1-20 2-40 3-40 | Каб. | 220 | 400 | 0,85 | 1-40 2-60 |

продолжение табл. П1.1

| № вар-та | Система С-1 | | Система С-2 | | Аварийный резерв Р, МВт | Линии связи с системой С-1 | | | Линии связи с системой С-2 | | | Число отходящих линий от РУ ВН (СН) | | | | № РП/нагруз ка, МВт | Мин. сечение кабеля от РП до ТП S_{\min} , мм ² | Длина кабеля до РП, км |
|----------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|-------------------------|----------------------------|-------|-------|----------------------------|-------|-------|-------------------------------------|-------|---------------------|-------|---------------------------|--|------------------------|
| | Р _Σ , МВт | Х _С * | Р _Σ , МВт | Х _С * | | U _Н , кВ | п, шт | L, км | U _Н , кВ | п, шт | L, км | U _Н , кВ | п, шт | U _Н , кВ | п, шт | | | |
| 1 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 |
| 1 | 2000 | 0,5 | 1500 | 0,6 | 200 | 110 | 1 | 70 | 110 | 1 | 55 | 110 | 4 | - | - | 1-10/3 11-16/5 | 70 | 2 |
| 2 | 2500 | 0,7 | - | - | 180 | 220 | 2 | 80 | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 1-10/3,5 11-16/2,5 | 70 | 1,5 |
| 3 | 2700 | 0,8 | - | - | 200 | 110 | 2 | 50 | - | - | - | - | - | - | - | 1-10/3 11-14/5 | 95 | 1,0 |
| 4 | 2800 | 1,0 | - | - | 180 | 110 | 2 | 55 | - | - | - | - | - | - | - | 1-8/3 9-16/2 | 70 | 2,2 |
| 5 | 2500 | 0,9 | - | - | 190 | 220 | 2 | 70 | - | - | - | - | - | - | - | 1-4/12 5-8/6 9-16/3 | 95 | 1,0 |
| 6 | 2600 | 0,6 | - | - | - | 220 | 2 | 60 | - | - | - | - | - | - | - | 1-20/5 | 95 | 1,5 |
| 7 | 2900 | 0,8 | - | - | 240 | 110 | 2 | 50 | - | - | - | - | - | - | - | 1-18/5 | 70 | 2,5 |
| 8 | 2800 | 0,9 | - | - | - | 220 | 2 | 70 | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 1-20/5 | 95 | 2,0 |
| 9 | 2200 | 0,8 | 1800 | 0,6 | 220 | 110 | 2 | 45 | 110 | 2 | 50 | - | - | - | - | 1-10/10 11-22/5 | 120 | 1,5 |
| 10 | 1500 | 1,0 | - | - | 100 | 110 | 2 | 40 | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 1-6/2 7-12/3 | 70 | 2,0 |
| 11 | 1600 | 0,9 | - | - | 120 | 110 | 2 | 40 | - | - | - | 110 | 2 | - | - | 1-14/2 15-30/3 | 70 | 1,2 |
| 12 | 2000 | 0,9 | - | - | 170 | 110 | 2 | 40 | - | - | - | - | - | - | - | 1-4/2 | 95 | 2,0 |
| 13 | 1900 | 0,8 | - | - | 150 | 110 | 2 | 50 | - | - | - | 110 | 2 | - | - | 1-8/5 9-24/2,5 | 95 | 1,5 |
| 14 | 1500 | 0,8 | - | - | 100 | 110 | 2 | 45 | - | - | - | - | - | - | - | 1-10/3,5 11-16/2,5 | 70 | 1,5 |

продолжение табл. П.1

| 1 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 |
|----|------|-----|------|-----|-----|-----|----|-----|-----|----|-----|-----|----|-----|----|-----------------------|-----|-----|
| 15 | 1700 | 1,0 | - | - | 110 | 110 | 2 | 45 | - | - | - | 110 | 20 | - | - | 1-6/2 7-12/3 | 70 | 1,0 |
| 16 | 1800 | 0,6 | - | - | 130 | 220 | 2 | 60 | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 1-8/3 9-16/4 | 95 | 2,0 |
| 17 | 1600 | 0,6 | - | - | 110 | 35 | 2 | 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1-10/2 11-16/2,5 | 70 | 2,0 |
| 18 | 2000 | 0,9 | - | - | 170 | 110 | 2 | 40 | - | - | - | - | - | - | - | 1-10/3,5 11-16/2,5 | 70 | 1,5 |
| 19 | 1500 | 0,8 | - | - | 90 | 110 | 2 | 50 | - | - | - | - | - | - | - | 1-8/4 | 95 | 1,5 |
| 20 | 3000 | 1,2 | - | - | 150 | 220 | 2 | 90 | - | - | - | 110 | 4 | - | - | 1-3/2 | 75 | 1,5 |
| 21 | 2800 | 1,0 | 3200 | 0,9 | 120 | 220 | 1 | 100 | 220 | 1 | 120 | 110 | 6 | - | - | 1-2/3,5 | 95 | 2,0 |
| 22 | 2500 | 0,9 | - | - | 130 | 220 | 2 | 120 | - | - | - | 220 | 2 | 110 | 8 | 1-4/2 | 70 | 2,5 |
| 23 | 3200 | 1,0 | - | - | 160 | 220 | 2 | 160 | - | - | - | 220 | 4 | 110 | 4 | 1-2/3 | 95 | 2,2 |
| 24 | 2700 | 0,7 | 2500 | 0,8 | 170 | 220 | 1 | 150 | 220 | 2 | 130 | 110 | 8 | - | - | 1-3/2,5 | 70 | 2,0 |
| 25 | 2900 | 0,8 | - | - | 130 | 220 | 2 | 140 | - | - | - | 220 | 6 | 110 | 8 | 1-2/4 | 120 | 2,5 |
| 26 | 3500 | 1,2 | - | - | 170 | 220 | 2 | 130 | - | - | - | 220 | 2 | 110 | 6 | 1-2/5 | 150 | 1,8 |
| 27 | 2500 | 0,6 | 2000 | 1,1 | 210 | 220 | 1 | 100 | 220 | 2 | 90 | 110 | 7 | - | - | 1-3/3 | 95 | 1,5 |
| 28 | 3000 | 1,0 | - | - | 230 | 220 | 2 | 110 | - | - | - | 220 | 2 | 110 | 8 | 1-4/2 | 70 | 2,0 |
| 29 | 2500 | 0,7 | - | - | 220 | 330 | 2 | 150 | - | - | - | 110 | 5 | - | - | 1-3/2,5 | 70 | 1,8 |
| 30 | 2700 | 0,8 | - | - | 240 | 220 | 2 | 80 | - | - | - | 110 | 6 | - | - | 1-3/3 | 95 | 1,8 |
| 31 | 2800 | 0,9 | - | - | 260 | 500 | 2 | 145 | - | - | - | 220 | 4 | - | - | 1-4/2 | 70 | 2,5 |
| 32 | 3200 | 1,0 | - | - | 350 | 330 | 2 | 160 | - | - | - | 110 | 4 | - | - | 1-3/2,5 | 70 | 2,0 |
| 33 | 2000 | 0,9 | 1200 | 0,7 | 200 | 330 | 2 | 140 | 110 | 1 | 70 | 110 | 5 | - | - | 1-4/2,5 | 70 | 1,5 |
| 34 | 3500 | 1,2 | 3000 | 1,0 | 270 | 500 | 1 | 170 | 500 | 1 | 160 | 500 | 4 | 220 | 5 | 1-2/5 | 150 | 2,7 |
| 35 | 2600 | 0,6 | - | - | 340 | 220 | 2 | 90 | - | - | - | 110 | 6 | - | - | 1-2/4 | 120 | 2,5 |
| 36 | 2900 | 0,8 | - | - | 370 | 220 | 2 | 85 | - | - | - | 110 | 5 | 220 | 2 | 1-4/2 | 70 | 3,0 |
| 37 | 3100 | 1,1 | - | - | 320 | 330 | 2 | 160 | - | - | - | 330 | 2 | 110 | 6 | 1-3/3 | 95 | 2,2 |
| 38 | 3500 | 1,2 | - | - | 390 | 500 | 2 | 130 | - | - | - | 220 | 6 | - | - | 1-5/2 | 70 | 1,5 |
| 39 | 2900 | 0,9 | 2500 | 0,7 | 700 | 500 | 2 | 160 | 500 | 1 | 180 | 220 | 4 | - | - | 1-3/4 | 120 | 3,0 |
| 40 | 3000 | 1,0 | 2200 | 0,8 | 600 | 500 | 2 | 120 | 500 | 2 | 150 | 220 | 6 | - | - | 1-2/5 | 150 | 2,5 |

Таблица П1.2 – Исходные данные для вариантов ПС

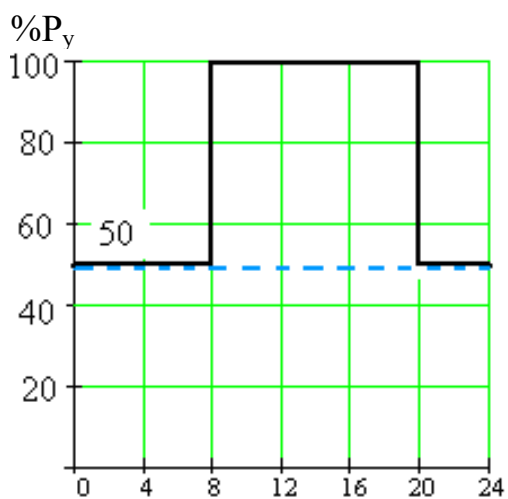
| № вар- | Данные о сети 6(10) кВ | | | | | | | Данные о сети ВН (СН) | | | | Собственные нужды | |
|--------|------------------------|-----------------|--------------|----------------------|-----------------|----------|------|-----------------------|-----------------|--------------|----------|-------------------|--------------|
| | U_H , кВ | P_{max} , МВт | $\cos\phi_H$ | Кат. в % | № РП/ P , МВт | Тип сети | № ГН | U_H , кВ | P_{max} , МВт | $\cos\phi_H$ | Тип сети | P_{max} , МВт | $\cos\phi_H$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 9 | 10 |
| 41 | 10 | 30 | 0,85 | 1-10 2-50 3-40 | 1-6/5 | Каб. | 1 | - | - | - | - | 0,2 | 0,85 |
| 42 | 6 | 20 | 0,87 | 1-10 2-20 3-70 | 1-5/4 | Каб. | 2 | - | - | - | - | 0,15 | 0,9 |
| 43 | 10 | 35 | 0,82 | 1-15 2-25 3-60 | 1-7/5 | Каб. | 3 | - | - | - | - | 0,25 | 0,85 |
| 44 | 6 | 25 | 0,85 | 1-15 2-25 3-60 | 1-5/5 | Каб. | 4 | 35 | 25 | 0,85 | Возд. | 0,3 | 0,85 |
| 45 | 10 | 17 | 0,9 | 1-10 2-40 3-50 | 1-3/3 4-7/2 | Каб. | 5 | - | - | - | - | 0,18 | 0,9 |
| 46 | 10 | 36 | 0,83 | 1-8 2-32 3-60 | 1-4/3 5-8/6 | Каб. | 5 | - | - | - | - | 0,35 | 0,8 |
| 47 | 6 | 25 | 0,8 | 1-40 2-60 | 1-10/2,5 | Каб. | 1 | - | - | - | - | 0,3 | 0,85 |
| 48 | 10 | 32 | 0,85 | 1-20 2-30 3-50 | 1-4/3 5-8/5 | Каб. | 2 | 110 | 100 | 0,85 | Возд. | 0,45 | 0,8 |
| 49 | 6 | 26 | 0,85 | 1-20 2-30 3-50 | 1-2/5 3-6/4 | Каб. | 3 | 35 | 25 | 0,85 | Возд. | 0,4 | 0,85 |

продолжение табл. П1.2

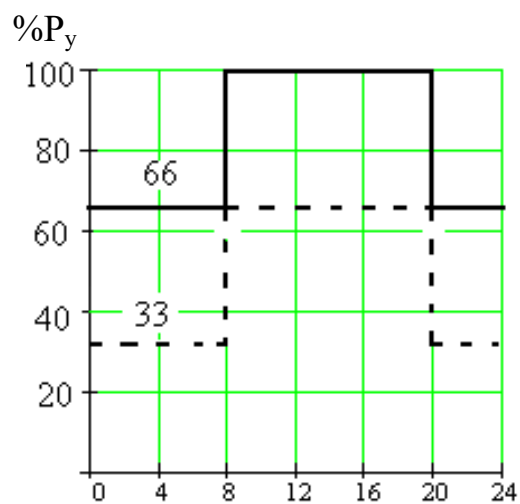
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 9 | 10 |
|----|----|----|------|----------------------|------------------|------|---|-----|-----|------|-------|------|------|
| 50 | 10 | 27 | 0,9 | 1-20 2-30 3-50 | 1-3/4 4-8/3 | Каб. | 4 | - | - | - | - | 0,25 | 0,9 |
| 51 | 10 | 30 | 0,83 | 1-20 2-30 3-50 | 1-2/5 3-7/4 | Каб. | 5 | - | - | - | - | 0,22 | 0,9 |
| 52 | 10 | 22 | 0,85 | 1-40 2-60 | 1-4/2,5 5-8/3 | Каб. | 1 | 35 | 30 | 0,85 | Возд. | 0,3 | 0,85 |
| 53 | 6 | 18 | 0,8 | 1-10 2-40 3-50 | 1-6/3 | Каб. | 2 | - | - | - | - | 0,15 | 0,9 |
| 54 | 10 | 24 | 0,8 | 1-20 2-30 3-50 | 1-8/3 | Каб. | 3 | 110 | 120 | 0,9 | Возд. | 0,3 | 0,8 |
| 55 | 10 | 34 | 0,8 | 1-20 2-30 3-50 | 1-2/5 3-10/3 | Каб. | 4 | - | - | - | - | 0,2 | 0,85 |
| 56 | 6 | 24 | 0,85 | 1-40 2-60 | 1-3/4 4-7/3 | Каб. | 5 | - | - | - | - | 0,35 | 0,8 |
| 57 | 10 | 50 | 0,88 | 1-20 2-30 3-50 | 1-10/5 | Каб. | 1 | - | - | - | - | 0,45 | 0,82 |
| 58 | 10 | 48 | 0,9 | 1-40 2-60 | 1-8/6 | Каб. | 2 | - | - | - | - | 0,4 | 0,85 |
| 59 | 6 | 15 | 0,85 | 1-20 2-30 3-50 | 1-6/2,5 | Каб. | 3 | 35 | 35 | 0,85 | Возд. | 0,3 | 0,8 |
| 60 | 10 | 36 | 0,83 | 1-20 2-30 3-50 | 1-9/4 | Каб. | 5 | - | - | - | - | 0,35 | 0,85 |

продолжение табл. П1.2

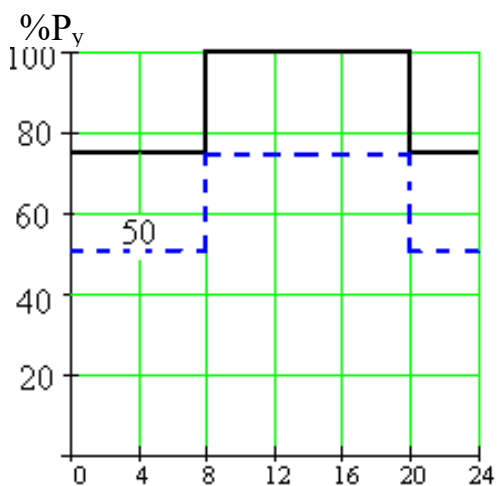
| № варианта | Система С-1 | | Линии связи с системой С-1 | | | Система С-2 | | Линии связи с системой С-2 | | | Число отходящих от шин линий | | | | Минимальное сечение кабеля от РП до ТП, S_{\max} , мм ² | Длина кабеля от шин п/ст до РП, км |
|------------|----------------------|--------------------|----------------------------|-------|-------|----------------------|--------------------|----------------------------|-------|-------|------------------------------|--------|---------------------|--------|--|------------------------------------|
| | Р _Σ , МВт | Х _с , * | U _н , кВ | п, шт | L, км | Р _Σ , МВт | Х _с , * | U _н , кВ | п, шт | L, км | U _н , кВ | п, шт. | U _н , кВ | п, шт. | | |
| 1 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 |
| 41 | 800 | 0,5 | 110 | 1 | 50 | 600 | 0,4 | 110 | 1 | 40 | - | - | - | - | 70 | 2,0 |
| 42 | 1000 | 0,8 | 35 | 2 | 30 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 50 | 2,5 |
| 43 | 1200 | 0,7 | 110 | 1 | 40 | 700 | 0,5 | 110 | 1 | 50 | - | - | - | - | 95 | 3,0 |
| 44 | 1500 | 0,9 | 110 | 2 | 45 | - | - | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 70 | 2,0 |
| 45 | 1300 | 0,9 | 35 | 1 | 50 | 350 | 0,9 | 35 | 1 | 25 | - | - | - | - | 35 | 1,5 |
| 46 | 700 | 0,7 | 110 | 2 | 40 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 50 | 3,0 |
| 47 | 1000 | 0,8 | 110 | 1 | 55 | 1200 | 0,8 | 110 | 2 | 85 | 110 | 3 | - | - | 35 | 2,0 |
| 48 | 2000 | 0,7 | 220 | 2 | 70 | - | - | - | - | - | 110 | 4 | - | - | 70 | 2,5 |
| 49 | 1000 | 0,5 | 110 | 1 | 50 | 800 | 0,6 | 110 | 1 | 30 | 35 | 3 | - | - | 50 | 1,5 |
| 50 | 800 | 0,6 | 110 | 2 | 60 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 35 | 1,8 |
| 51 | 700 | 0,7 | 110 | 1 | 30 | 800 | 0,6 | 110 | 1 | 45 | - | - | - | - | 50 | 2,0 |
| 52 | 900 | 0,6 | 110 | 2 | 45 | - | - | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 50 | 2,5 |
| 53 | 500 | 0,7 | 35 | 2 | 40 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 35 | 2,0 |
| 54 | 1600 | 0,6 | 220 | 1 | 80 | 1700 | 0,5 | 220 | 1 | 60 | 110 | 5 | - | - | 50 | 2,8 |
| 55 | 700 | 0,4 | 110 | 2 | 35 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 70 | 1,8 |
| 56 | 800 | 0,5 | 35 | 1 | 25 | 600 | 0,4 | 35 | 1 | 40 | - | - | - | - | 50 | 1,2 |
| 57 | 1200 | 0,7 | 220 | 1 | 70 | 1800 | 0,7 | 220 | 1 | 90 | 220 | 4 | - | - | 70 | 1,5 |
| 58 | 1500 | 0,8 | 110 | 2 | 50 | 1200 | 0,6 | 110 | 1 | 60 | 110 | 3 | - | - | 50 | 2,0 |
| 59 | 1000 | 0,6 | 110 | 2 | 45 | - | - | - | - | - | 35 | 4 | - | - | 35 | 1,6 |
| 60 | 800 | 0,7 | 110 | 1 | 35 | 1000 | 0,7 | 110 | 1 | 50 | - | - | - | - | 70 | 1,5 |



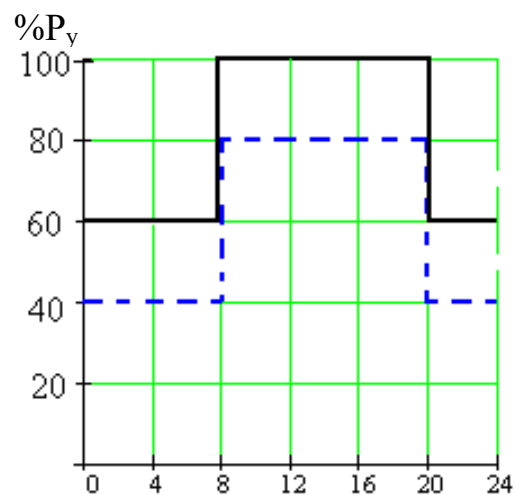
1) генераторов (n=2)



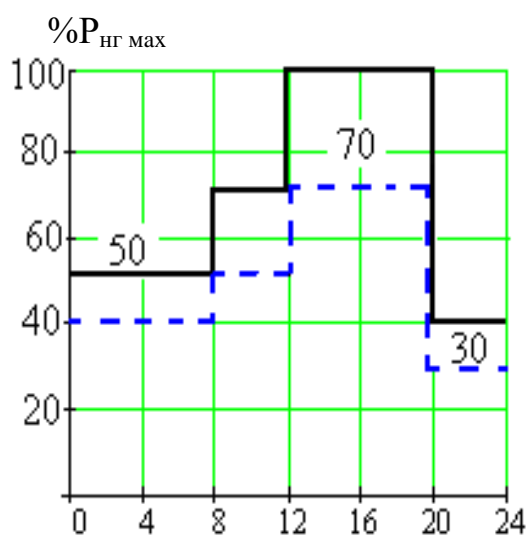
2) генераторов (n=3,6)



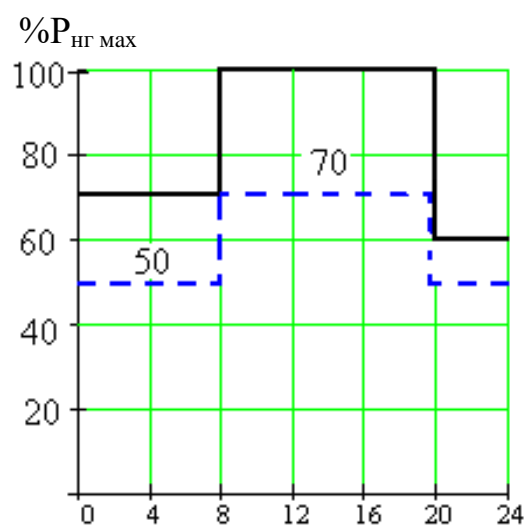
3) генераторов (n=4)



4) генераторов (n=5)



5) сети 35 кВ



6) сети 110-220 кВ

Рисунок П1.1 – Графики нагрузок генераторов, сети 35-220 кВ

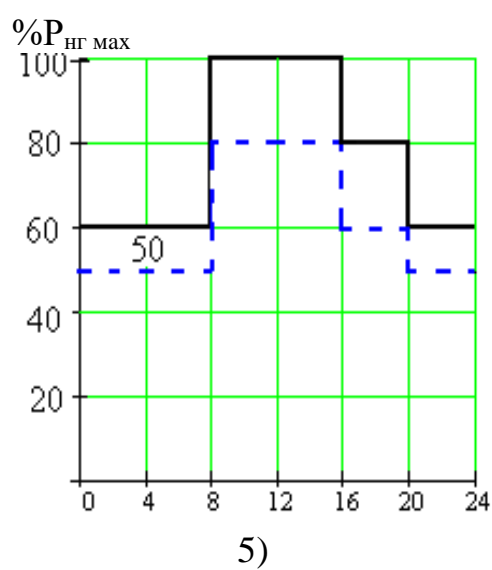
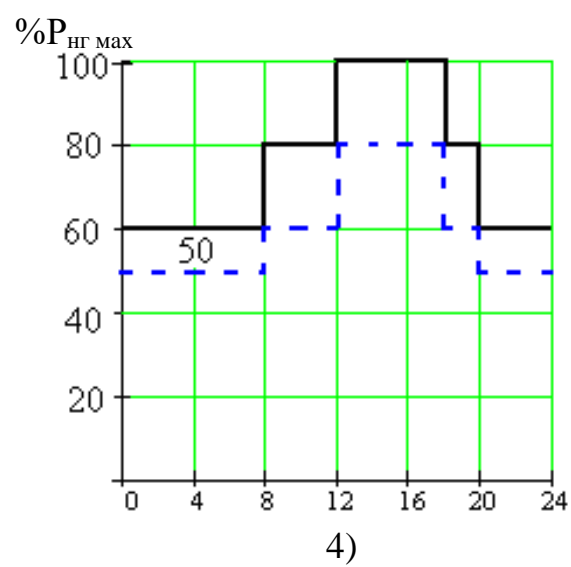
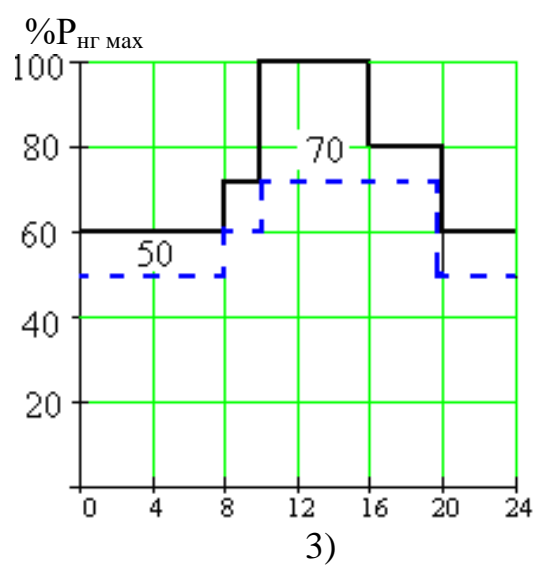
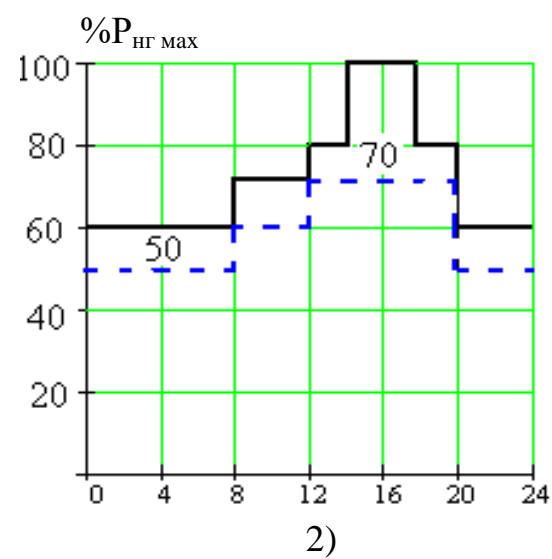
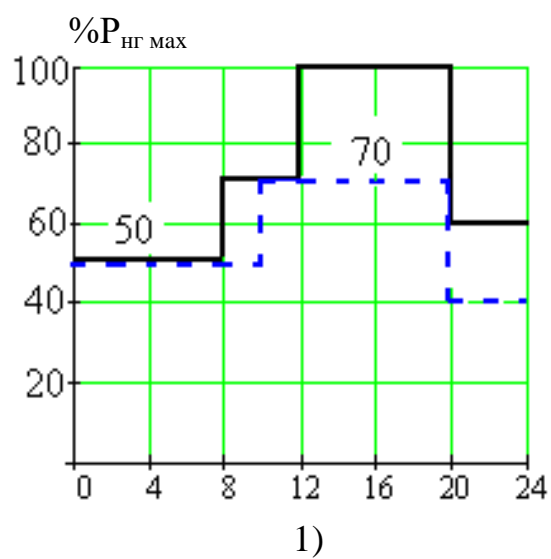


Рисунок П1.2 – Графики нагрузок сети 6(10) кВ (1,2,3,4,5)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица П2.1 – Контрольно-измерительные приборы на электростанциях и подстанциях

| Цепь | Место установки приборов | Перечень приборов | |
|---|--------------------------|-------------------|---|
| Турбогенератор | Статор | | Амперметр в каждой фазе, вольтметр, варметр, ваттметр, счетчик активной энергии, датчики активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр, вольтметр. На ЦЩУ устанавливаются ваттметр и варметр, частотомер, суммирующие ваттметр и варметр. |
| | Ротор | | Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбудителей. Регистрирующий амперметр. |
| Блок генератор - трансформатор | Генератор | | Приборы такие же, как и для турбогенератора |
| | Блочный трансформатор | НН СН ВН | - Амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой Амперметр |
| Трансформатор связи с системой или РУ разных напряжений | двухобмоточный | ВН НН | - Амперметр в каждой фазе, ваттметр, варметр с двухсторонней шкалой. У трансформаторов, работающих в блоке трансформатор - линия, амперметры устанавливаются во всех фазах |
| | трехобмоточный или АТ | НН СН ВН | То же То же Амперметр |
| Понижительного двухобмоточного трансформатора (для ПС) | ВН НН | | - Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии |

Продолжение таблицы П2.1

| Цепь | Место установки приборов | Перечень приборов | |
|---|--------------------------|-------------------|--|
| Понижительного трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора (для ПС) | ВН СН НН | | Амперметр Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии |
| Линия или трансформатор собственных нужд | На одну секцию | | Со стороны питания: амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии |
| | На две секции | | На вводе к секциям 6,3кВ: амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии, датчик активной мощности |
| Сборные шины генераторного напряжения | На каждой секции | | Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений, частотомер, приборы синхронизации: два частотомера, два вольтметра и синхроскоп. |
| Шиносоединительного или секционного выключателя | - | | Амперметр. |
| Шины 6 кВ собственных нужд | - | | Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений. |
| Обходного выключателя | - | | Амперметр, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, расчетные счетчики и фиксирующий прибор. |
| Линии 6(10) кВ к потребителям | - | | Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю. |
| Линии 35 кВ | - | | Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. |
| Линии 110-220 кВ | - | | Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. |

Продолжение таблицы П2.1

| | | | |
|--|----------------------------------|--|---|
| Линии 330-750 кВ | - | | Амперметр в каждой фазе, ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, датчики активной и реактивной мощности, осциллограф. |
| Сборные шины высшего напряжения электростанции | На каждой секции или системе шин | | Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений; регистрирующие приборы: частотомер, вольтметр, суммирующий вольтметр (для ЭС 200 МВт и более); приборы синхронизации: два частотомера, два вольтметра, синхроскоп; осциллограф |
| Сборных 6, 10, 35 кВ ПС | На каждой секции или системе шин | | Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и с переключением для измерения трех фазных напряжений |
| Сборных 110-220 кВ ПС | На каждой секции или системе шин | | Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных ПС, фиксирующий прибор |
| Трансформатора собственных нужд ПС | ВН НН | | - Амперметр, расчетный счетчик активной энергии |

Учебное издание

Андреев Евгений Сергеевич
Вайтеленок Лариса Витальевна
Шунаев Сергей Анатольевич

Методические указания
к выполнению курсового проекта по дисциплине
«Электрическая часть электростанций и подстанций»

Технический редактор М. А. Андреев
Корректор Л.И. Чурлина

Темплан издания филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, 2019 г.,
метод.

Подписано в печать

Формат бумаги 60x84 1/16 Тираж 50 экз. Усл. печ. л. 4,0

Издательский сектор филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске
214013, г. Смоленск, Энергетический проезд,1