

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИЙ

2.1. Общий баланс активных мощностей

1. Установленная мощность электростанции, равная суммарной мощности генераторов, предназначенных к установке, определяется

$$P_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^n P_{Gi}, \quad (2.1)$$

где $i = 1, 2, \dots$ – номер генератора мощностью P_{Gi} ;
 n – количество генераторов.

2. Нагрузка потребителей, присоединенных к шинам с напряжением U_1

$$P_{U_1} = K_{CU_1} \sum_{i=1}^m P_i, \quad (2.2)$$

где K_{CU_1} – коэффициент системы для потребителей на напряжении U_1 ;
 $i = 1, 2, \dots$ – номер потребителя мощности P_i ;
 m – количество потребителей на напряжении U_1 .

3. Нагрузка потребителей, присоединенных к шинам с напряжением U_2

$$P_{U_2} = K_{CU_2} \sum_{i=1}^l P_i, \quad (2.3)$$

где K_{CU_2} – коэффициент системы для потребителей на напряжении U_2 ;
 $i = 1, 2, \dots$ – номер потребителя мощности P_i ;
 l – количество потребителей на напряжении U_2 .

4. Суммарная мощность, отдаваемая внешним потребителям

$$\sum P = P_{U_1} + P_{U_2}. \quad (2.4)$$

5. Баланс активной мощности в нормальном режиме составляет резерв мощности электростанции

$$\Delta P = P_{\text{уст}} - \sum P - P_{\text{с.н.}}, \quad (2.5)$$

где $P_{с.н.} = 0,1P_{уст}$ – расход мощности на собственные нужды электростанции согласно дополнительным условиям задания.

6. Потребность в аварийном резерве определяется при выходе из работы наиболее мощного генератора (P_{Gmax}):

$$\Delta P_{ав} = (P_{уст} - P_{Gmax}) - \left[\sum P + 0,1(P_{уст} - P_{Gmax}) + 0,04P_{Gmax} \right], \quad (2.6)$$

где $0,04P_{Gmax}$ – расход мощности на собственные нужды отключившегося генератора (принимается 4 % от мощности генератора).

Значение величины $\Delta P_{ав}$ может быть положительным или отрицательным. Знак плюс свидетельствует о том, что резерв мощности заложен на станции и даже при отключении самого мощного генератора на электростанции имеется избыток мощности, отдаваемый в энергосистему. Знак минус свидетельствует о том, что направление мощности в аварийном режиме меняется и дефицит мощности покрывается за счет резерва системы.

2.2. Выбор схем электрических соединений электростанций

При выборе вариантов структурной схемы станций необходимо ознакомиться с особенностями схем ТЭЦ и КЭС (ГРЭС) и руководствоваться нормативными материалами [3, 4, 7, 21, 25].

По исходным данным необходимо определить, какой тип электростанции (ТЭЦ или КЭС) задан, и наметить два-три конкурентоспособных варианта структурной схемы проектируемой станции.

Необходимо отметить, что выбор варианта структурной схемы – это наиболее творческая и самостоятельная часть проекта. Готовых решений для конкретных условий задания в методических указаниях быть не может. Поэтому здесь приводятся типовые структурные схемы ТЭЦ и КЭС и рассматриваются общие требования, которые необходимо соблюдать при составлении вариантов структурных схем электростанций.

2.2.1. Схемы электрических соединений ТЭЦ

Основной особенностью главной схемы электрических соединений ТЭЦ является наличие во многих случаях сборных шин генераторного напряжения, к которым присоединяются генераторы ТЭЦ и реактированные кабельные линии 6–10 кВ, питающие местных потребителей [21, 25]. Эта особенность объясняется тем, что ТЭЦ обычно располагают в центре тепловой нагрузки, которой сопутствует большое по-

требление электрической энергии. Поэтому всю электроэнергию или значительную ее часть, вырабатываемую генераторами ТЭЦ, выгодно передавать местным потребителям на генераторном напряжении 10 кВ. Для этого на ТЭЦ сооружается генераторное распределительное устройство (ГРУ) закрытого типа.

В последнее время ТЭЦ сооружают с агрегатами большой мощности (100–250 МВт). В таких случаях главная схема ТЭЦ выполняется по блочному принципу (как и на КЭС), и необходимость сооружения ГРУ отпадает. На ТЭЦ в блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором должен устанавливаться генераторный выключатель в соответствии с [12]. Местная нагрузка от блочных ТЭЦ питается путём ответвлений от генераторов с установкой токоограничивающих реакторов (см. рис. 2.5) или понижающих трансформаторов [25]. Питание местной нагрузки может осуществляться также от подстанций глубокого ввода (ПГВ) 110–220 кВ по воздушным ЛЭП, присоединенным к шинам РУ 110–220 кВ блочной ТЭЦ.

На рис. 2.1–2.4 приведены некоторые структурные схемы ТЭЦ с шинами генераторного напряжения, на рис. 2.5 – ТЭЦ блочного типа.

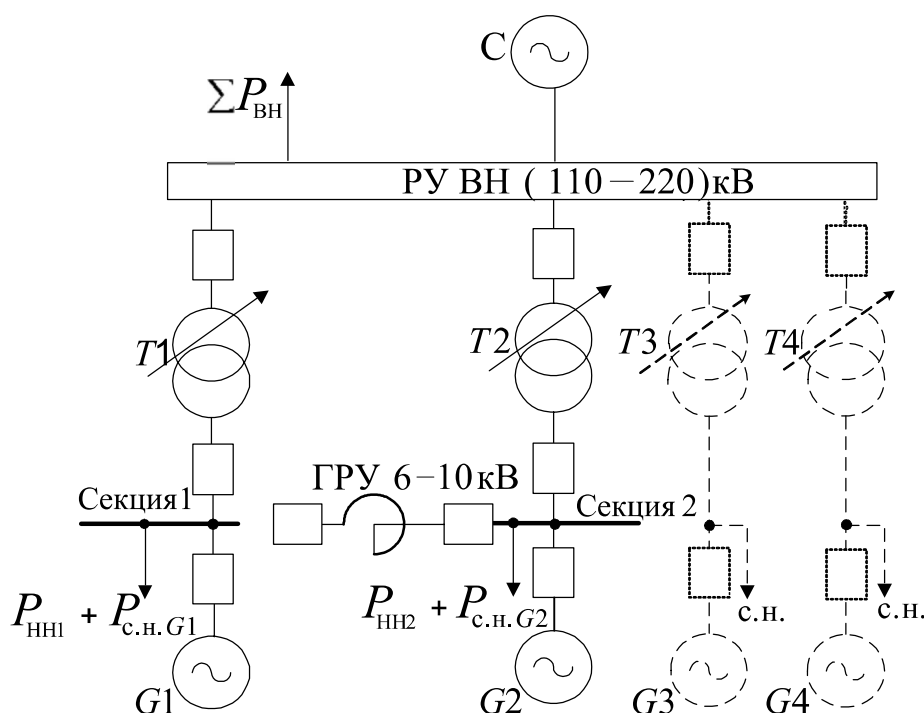


Рис. 2.1. Структурная схема ТЭЦ с ГРУ 6–10 кВ с двумя секциями и РУ высокого напряжения

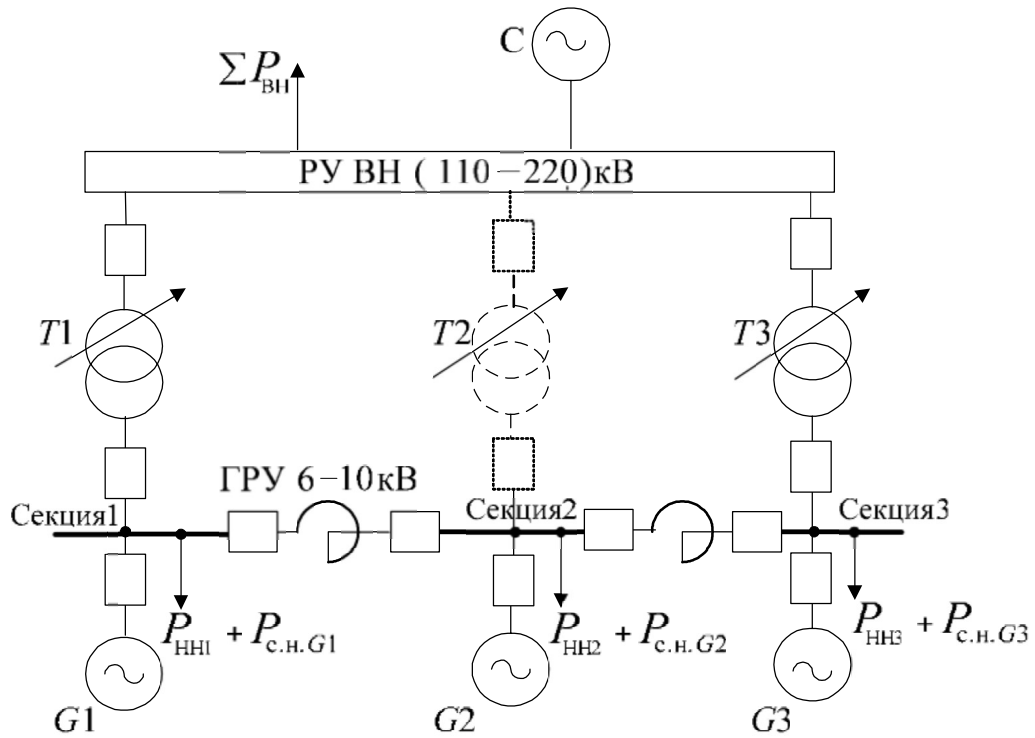


Рис. 2.2. Структурная схема ТЭЦ с ГРУ 6–10 кВ (с тремя секциями) и РУ высокого напряжения

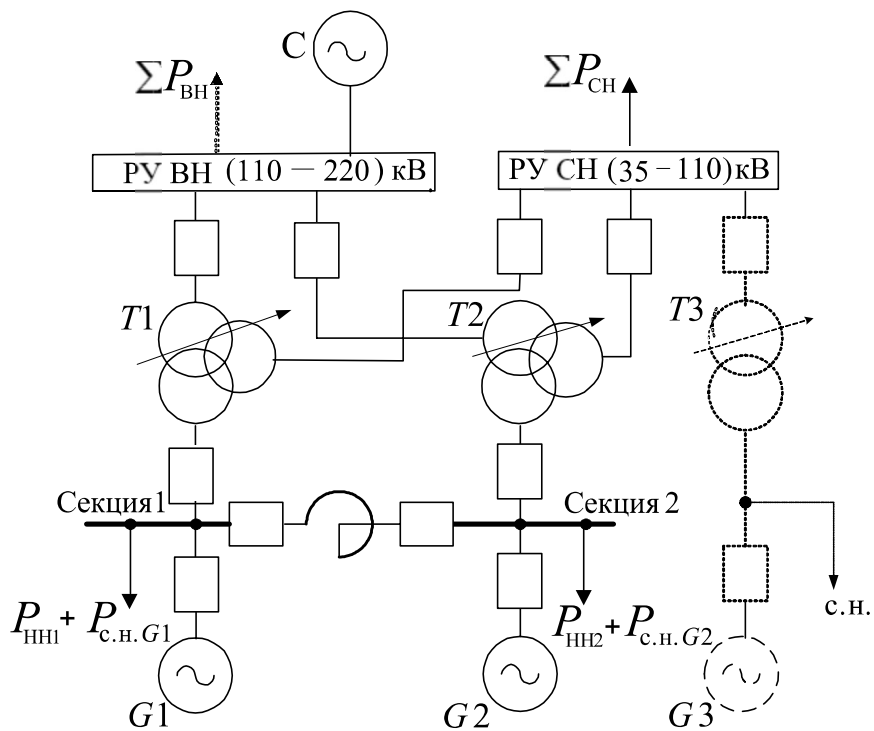


Рис. 2.3. Структурная схема ТЭЦ с ГРУ 6–10 кВ, РУ среднего напряжения и РУ высокого напряжения

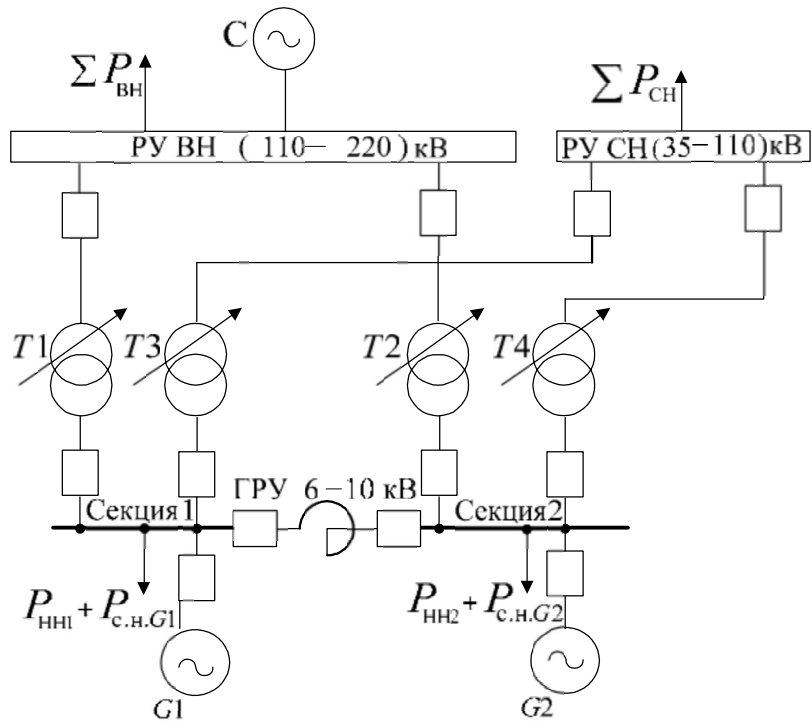


Рис. 2.4. Структурная схема ТЭЦ с ГРУ 6–10 кВ с РУ среднего напряжения и РУ высокого напряжения

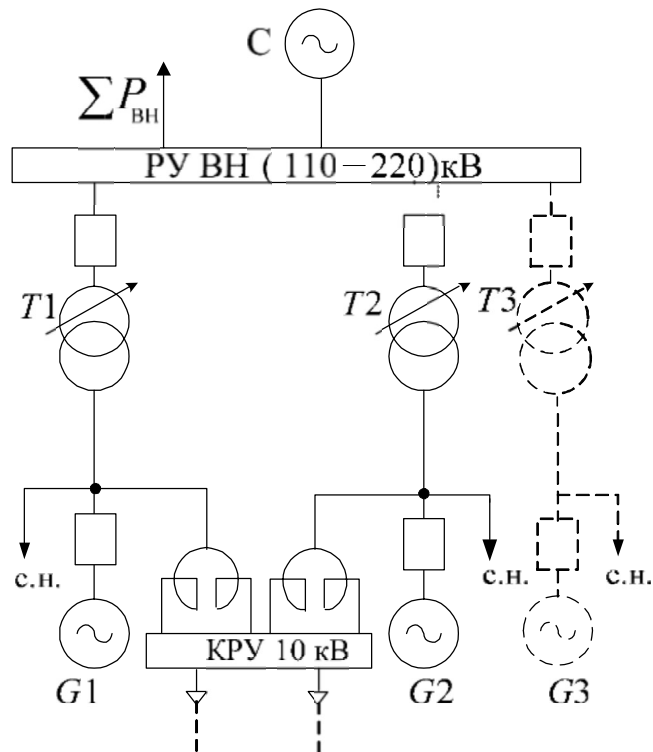


Рис. 2.5. Структурная схема ТЭЦ блочного типа

Количество РУ на ТЭЦ определяется заданными напряжениями (U_1, U_2) потребителей и напряжением связи с системой (U_C). Если $U_1 \neq U_2 \neq U_C$, то на ТЭЦ, как правило, сооружается РУ НН (ГРУ), РУ СН и РУ ВН (см.рис. 2.3). Может быть и другое сочетание напряжений: U_1 и $U_2 = U_C$, тогда на ТЭЦ сооружается два РУ (см.рис. 2.1, 2.2).

Связь между РУ разных напряжений осуществляется двухобмоточными, трехобмоточными трансформаторами и автотрансформаторами. Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) связи приводится ниже.

При выборе **главной схемы ТЭЦ с шинами генераторного напряжения** необходимо определить количество генераторов, которые желательно присоединить к этим шинам.

Количество генераторов определяется местной нагрузкой, присоединенной к шинам ГРУ, и собственными нуждами:

$$\sum P_{Gi} \geq \sum P_{НН} + P_{с.н.}, \quad (2.7)$$

где $\sum P_{Gi}$ – суммарная мощность генераторов, присоединенных к шинам ГРУ;

$\sum P_{НН}$ – суммарная нагрузка потребителей, присоединенных к шинам ГРУ;

$P_{с.н.} = 0,1 \sum P_{Gi}$ – расход мощности на собственные нужды генераторов, присоединенных к шинам ГРУ (с.н. обозначаем маленькими буквами с точкой в отличие от среднего напряжения СН).

Если нагрузка потребителей больше мощности одного генератора (см. рис. 2.1, 2.3, 2.4) или двух генераторов (см. рис. 2.2), тогда при выводе в ревизию или ремонт одного из генераторов мощности оставшихся генераторов не хватает для обеспечения местной нагрузки:

$$(\sum P_{Gi} - P_{G \max}) < \sum P_{НН} + P_{с.н.}, \quad (2.8)$$

где $P_{G \max}$ – единичная мощность самого мощного генератора, если они разной мощности, выводимого в ремонт на шинах ГРУ.

В этом случае недостаток мощности передается с шин РУ повышенного напряжения от других генераторов ТЭЦ или из системы, в зависимости от того, где имеется резерв мощности: на станции или в системе.

Рассмотрим другой случай, когда при выводе в ревизию или ремонт одного из генераторов, присоединенных к ГРУ, не требуется получать электроэнергию с шин РУ повышенного напряжения ТЭЦ:

$$(\sum P_{Gi} - P_{G \max}) \geq \sum P_{НН} + P_{с.н.}. \quad (2.9)$$

Это позволяет избежать двойной трансформации электроэнергии, вырабатываемой другими генераторами ТЭЦ. В этом случае суммарная мощность оставшихся в работе генераторов соответствует нагрузке потребителей, присоединенных к шинам ГРУ, с учетом собственных нужд.

Таким образом, в нормальном режиме при работе всех генераторов имеется избыточная мощность в размере не менее мощности одного генератора. Она выдается через трансформаторы в сеть повышенного напряжения.

Выбор той или иной схемы будет определяться исходными данными: количеством и номинальной мощностью генераторов, а также заданной нагрузкой на шинах ГРУ.

При формировании схемы РУ генераторного напряжения необходимо учитывать следующее:

1. Схемы принимаются типовые [3, 7, 12, 21, 25].
2. Минимальное число генераторов, присоединенное к шинам ГРУ, равно двум.
3. Число секций обычно равно числу генераторов [7].
4. По условиям электродинамической стойкости электрооборудования на каждую секцию подключают генераторы суммарной мощностью не свыше 60–63 МВт при генераторном напряжении 6 кВ и не выше 100–110 МВт – при 10 кВ.
5. Нагрузка потребителей (число линий), с учетом собственных нужд, от генератора распределяется между секциями так, чтобы переток мощности через секционные реакторы в нормальном режиме был наименьшим (стремился к нулю) во избежание потерь электроэнергии.
6. Для надежности [12] рекомендуется между секциями ГРУ устанавливать два секционных выключателя, по обе стороны секционного реактора (см. рис. 2.1–2.4).

2.2.2. Схемы электрических соединений КЭС (ГРЭС)

Как уже отмечалось, схемы выдачи электроэнергии на КЭС характеризуются блочным соединением генераторов с трансформаторами.

В соответствии с НТП в блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором рекомендуется устанавливать генераторный выключатель. При отсутствии выключателя на соответствующий ток отключения допускается применение выключателя нагрузки, что характерно для блоков 800–1200 МВт.

На современных мощных КЭС выдача электроэнергии производится на напряжении 220 кВ и выше (в курсовом проекте может быть 110–35 кВ).

Принцип, предложенный для выбора числа генераторов, подключенных к шинам ГРУ ТЭЦ, можно использовать и для определения оптимального числа блоков «генератор – двухобмоточный трансформатор», присоединенных к шинам РУ СН, не имеющих связи с энергосистемой.

Типовые схемы КЭС приведены на рис. 2.6–2.8. В случае когда сеть среднего напряжения не заземлена или заземлена через дугогасящий реактор или резистор ($U_{СН} = 35$ кВ), вместо автотрансформаторов применяют трехобмоточные трансформаторы.

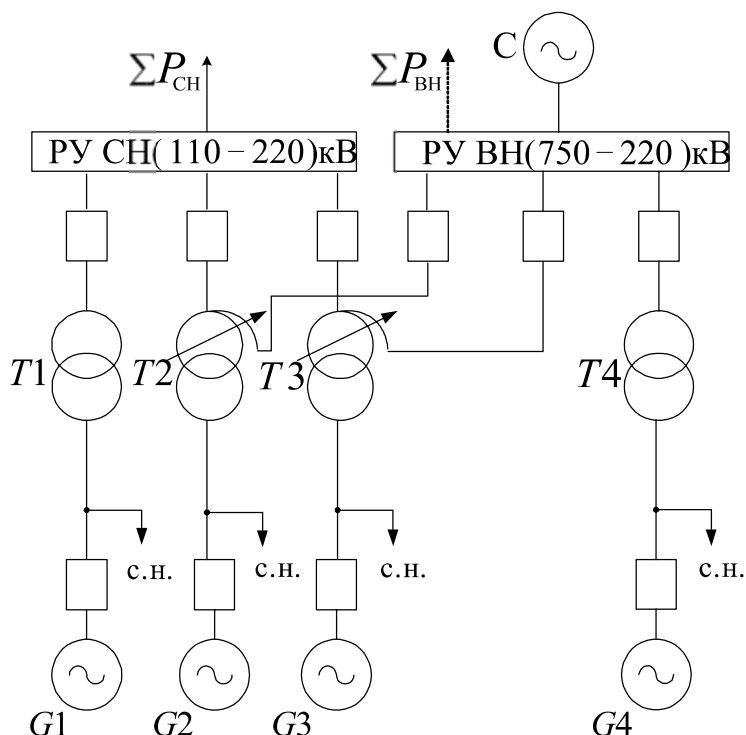


Рис. 2.6. Структурная схема КЭС с двумя автотрансформаторными блоками

Для исключения двойной трансформации электроэнергии при компоновке схем КЭС (по рис. 2.7) с автотрансформаторами связи суммарная мощность блоков, присоединенная к РУ СН, должна примерно соответствовать мощности, выдаваемой в сеть СН:

$$\sum P_{СН} \geq (\sum P_{бл} - 0,1 \sum P_{бл}), \quad (2.10)$$

где $\sum P_{СН}$ – нагрузка потребителей, присоединенных к шинам СН;
 $\sum P_{бл}$ – суммарная мощность блоков генератор–двухобмоточный трансформатор, присоединенных к шинам СН;
 $0,1 \sum P_{бл}$ – расход мощности на собственные нужды блоков.

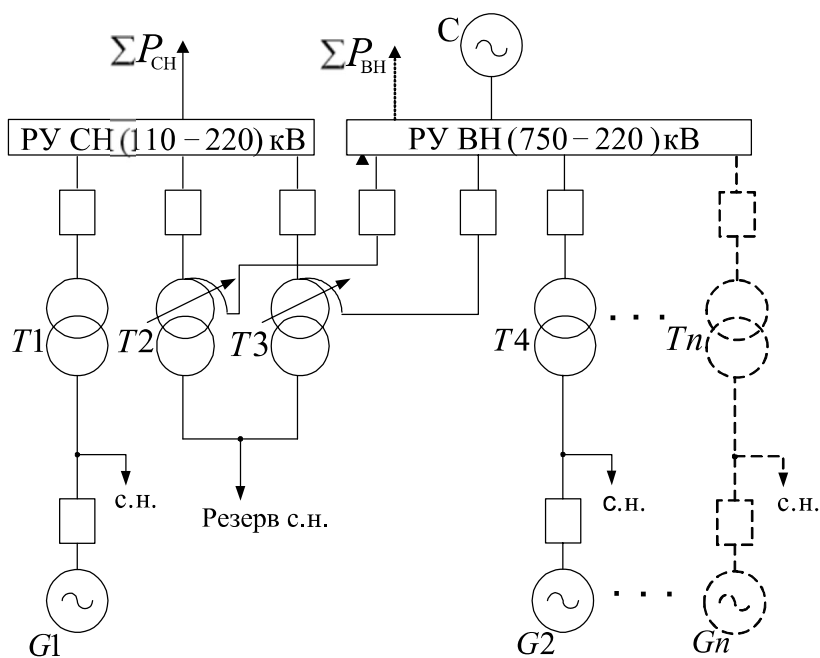


Рис. 2.7. Структурная схема КЭС с двумя автотрансформаторами связи

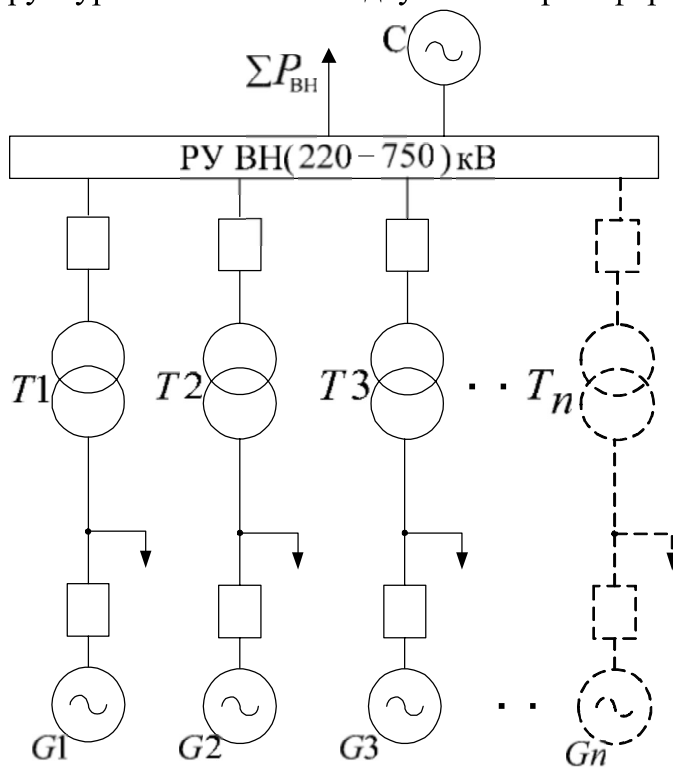


Рис. 2.8. Структурная схема КЭС с одним ПУ ВН

Схему с повышающими блочными автотрансформаторами (см. рис. 2.6) составляют таким образом, чтобы в РУ СН имел место некоторый избыток генерирующей мощности. Эта рекомендация обусловлена тем обстоятельством, что повышающий автотрансформатор по условию загрузки общей обмотки [при номинальной нагрузке третичной обмотки (НН)] допускает передачу дополнительной мощности со стороны СН на сторону ВН, но не в обратном направлении [25].

При компоновке схемы КЭС по рис. 2.7 невозможно избежать двойной трансформации электроэнергии. В этом случае схема составляется таким образом, чтобы достигнуть наименьшего перетока мощности через автотрансформаторы связи Т2 и Т3 в нормальном режиме.

После составления двух-трех вариантов схем электрических соединений станций, удовлетворяющих основным требованиям, следует перейти к выбору трансформаторов (автотрансформаторов).

2.3. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов

2.3.1. Выбор двухобмоточных трансформаторов связи теплоэлектростанции

Полная мощность двухобмоточных трансформаторов связи Т1, Т2 (рис. 2.9) выбирается по наибольшему перетоку мощности $\Delta S_{\text{НН}}$.

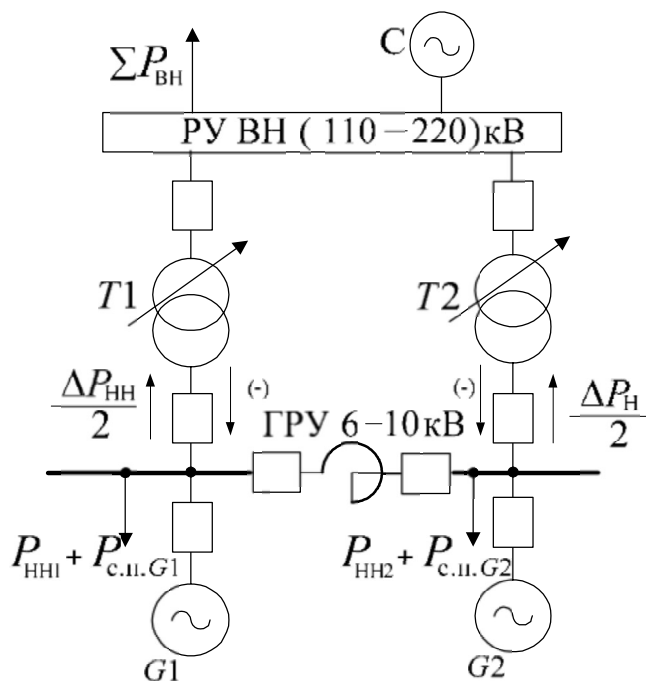


Рис. 2.9. Схема ТЭЦ к выбору трансформаторов связи

Величина $\Delta S_{\text{НН}}$ определяется посредством составления балансов нагрузки $\Delta P_{\text{НН}}$ и $\Delta Q_{\text{НН}}$ на шинах ГРУ в различных режимах работы электроустановки по выражениям (2.11)–(2.13), приведенных ниже. Баланс активной мощности в нормальном режиме составляется для максимальной и минимальной нагрузки на шинах ГРУ.

а) Баланс активной мощности в нормальном режиме при максимальной нагрузке на шинах ГРУ

На шинах низкого напряжения (ГРУ)

$$\Delta P_{\text{НН}} = \sum P_{G_{1,2}} - 0,1 \sum P_{G_{1,2}} - \sum P_{\text{НН}}, \quad (2.11)$$

где $\sum P_{G_{1,2}} = (P_{G_1} + P_{G_2})$ – суммарная мощность генераторов G_1 и G_2 ;
 $\sum P_{\text{НН}}$ – максимальная нагрузка на шинах ГРУ с учетом системного коэффициента, определяемая по выражению (2.2);
 $0,1 \sum P_{G_{1,2}} = P_{\text{с.н.}G_{1,2}}$ – расход мощности на собственные нужды генераторов G_1 и G_2 .

б) Баланс активной мощности в нормальном режиме при минимальной нагрузке на шинах ГРУ

На шинах низкого напряжения (ГРУ)

$$\Delta P_{\text{НН}} = \sum P_{G_{1,2}} - 0,1 P_{G_{1,2}} - K_{\text{min}} \sum P_{\text{НН}}, \quad (2.12)$$

где $K_{\text{min}} = 0,7 \div 0,8$ – коэффициент снижения нагрузки.

в) Баланс активной мощности в аварийном режиме при максимальной нагрузке на шинах ГРУ

За аварийный режим принимается отключение наиболее мощного генератора от шин ГРУ

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{НН.ав}} = & (P_{G_{1,2}} - P_{G_{\text{max}}}) - \\ & - 0,1(\sum P_{G_{1,2}} - P_{G_{\text{max}}}) - 0,04 P_{G_{\text{max}}} - \sum P_{\text{НН}}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

где $0,04 P_{G_{\text{max}}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды отключенного генератора.

В зависимости от режима работы $\Delta P_{\text{НН.ав}}$ может менять знак, т. е. на шинах низкого напряжения при отключении наибольшего генератора может быть избыток (+) или дефицит (–) мощности, поэтому трансформатор связи должен иметь РПН (см. рис. 2.9).

Определение перетоков реактивной мощности $\Delta Q_{\text{НН}}$ аналогично формулам (2.11–2.13). Например, переток реактивной мощности в нормальном режиме при максимальной нагрузке на шинах ГРУ

$$\Delta Q_{\text{НН}} = \sum Q_{G1,2} - 0,1 Q_{G1,2} - \sum Q_{\text{НН}}, \quad (2.14)$$

где $\sum Q_{G1,2} = (Q_{G1} + Q_{G2})$ – суммарная реактивная мощность генераторов;
 $\sum Q_{\text{НН}}$ – максимальная реактивная нагрузка на шинах ГРУ.

Реактивная мощность определяется по активной мощности и $\text{tg}(\varphi)$ соответствующего элемента. Например,

$$Q_{G1} = P_{G1} \text{tg}(\varphi_{G1}). \quad (2.15)$$

Мощность выбираемого трансформатора связи будет определяться по наибольшему абсолютному значению перетока мощности с учетом перегрузки трансформатора [3, 21, 25]:

$$S_{T1} = S_{T2} \geq \frac{\sqrt{\Delta P_{\text{НН}}^2 + \Delta Q_{\text{НН}}^2}}{(n-1)K_{\text{П}}} = \frac{|\Delta S_{\text{НН}}|}{K_{\text{П}}}, \quad (2.16)$$

где $|\Delta S_{\text{НН}}|$ – наибольшее значение перетока мощности в соответствии с режимами а), б), в);

n – число трансформаторов связи;

$K_{\text{П}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

Если в справочной литературе отсутствует двухобмоточный трансформатор требующейся номенклатурной мощности, тогда выбирается к установке трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения соответствующей мощности, который снабжен устройством РПН. Обмотки низкого напряжения при этом соединяются параллельно, т. е. расщепление не используется, и трансформатор работает как двухобмоточный. Также допускается применение группы из двух трехфазных трансформаторов или группы из однофазных трансформаторов [12].

Если на проектируемой ТЭЦ есть генераторы, работающие в блоках с двухобмоточными трансформаторами, то мощность трансформатора блока определяется по выражению

$$S_{\text{тр.бл.}} \geq \sqrt{(P_{G_{\text{НОМ}}} - P_{\text{с.н.}})^2 + (Q_{G_{\text{НОМ}}} - Q_{\text{с.н.}})^2}, \quad (2.17)$$

где $P_{G_{\text{НОМ}}}$, $Q_{G_{\text{НОМ}}}$ – соответственно номинальная активная и реактивная мощность генератора;

$P_{с.н.}$, $Q_{с.н.}$ –расход соответственно активной и реактивной мощности на собственные нужды генератора.

Отбор мощности на собственные нужды может не учитываться, так как возможен режим работы блока при питании потребителей собственных нужд от резервного трансформатора собственных нужд.

Многие двухобмоточные трансформаторы, работающие в блоке с генераторами, не имеют РПН и даже ПБВ, в этом случае регулирование напряжения осуществляется посредством АРВ генератора.

2.3.2. Выбор трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов связи ТЭЦ

Как указывалось выше, в качестве элементов связи между распределительными устройствами различных напряжений применяются трансформаторы и автотрансформаторы. Область применения трансформаторов ограничивается напряжением 220 кВ.

Обычно соотношение напряжений на обмотках трансформаторов 220/35/10,5; 220/35/6,3; 110/35/10,5; 110/35/6,3.

Автотрансформаторы применяются для более высокого уровня напряжений. Их обмотки высокого и среднего напряжений могут связывать лишь электрические сети, работающие с эффективно-заземленными нейтралью, т. е. сети с напряжением 110 кВ и выше.

При выборе мощности трехобмоточных трансформаторов связи сначала составляется баланс активных и реактивных мощностей на шинах НН и определяются перетоки мощностей через обмотки НН трансформаторов в различных режимах в соответствии с пунктами а), б) и в). Затем составляется баланс мощностей на шинах СН в нормальном и аварийном режимах работы при максимальной нагрузке на шинах СН. За аварийный режим на шинах СН принимается отключение самого мощного блока, присоединенного к шинам СН.

Режим минимальной нагрузки рассматривается только на шинах НН, в этом режиме нагрузка на шинах СН принимается максимальной. С учетом всего изложенного определяются перетоки мощностей через обмотки СН трансформаторов связи. Если на шинах СН отсутствуют блоки (см. рис. 2.3, блока G3–Т3 нет), то перетоки мощностей через обмотки СН трансформаторов связи (Т1 и Т2) во всех режимах будут соответствовать максимальной нагрузке на шинах СН ($\Delta P_{СН} = \sum P_{СН}$). Загрузка обмоток ВН определится как сумма (или разность, в зависимости от принятого положительного направления мощности) перетока мощностей через обмотки НН и СН. Например, переток активной мощности через обмотки ВН трансформаторов связи (АТ)

$$\Delta P_{\text{ВН}} = (\Delta P_{\text{НН}} + \Delta P_{\text{СН}}). \quad (2.18)$$

Мощность трехобмоточного трансформатора связи также выбирается по наибольшему значению перетока мощности через какую-либо из обмоток НН, СН или ВН по (2.16).

Расчет перетоков мощностей удобно свести к таблице, содержащей необходимые цифровые данные, условные обозначения и формулы.

В качестве примера произведен выбор автотрансформаторов (АТ) связи (Т3 и Т4) в схеме ТЭЦ, рис. 2.10 (см. табл. 2.1).

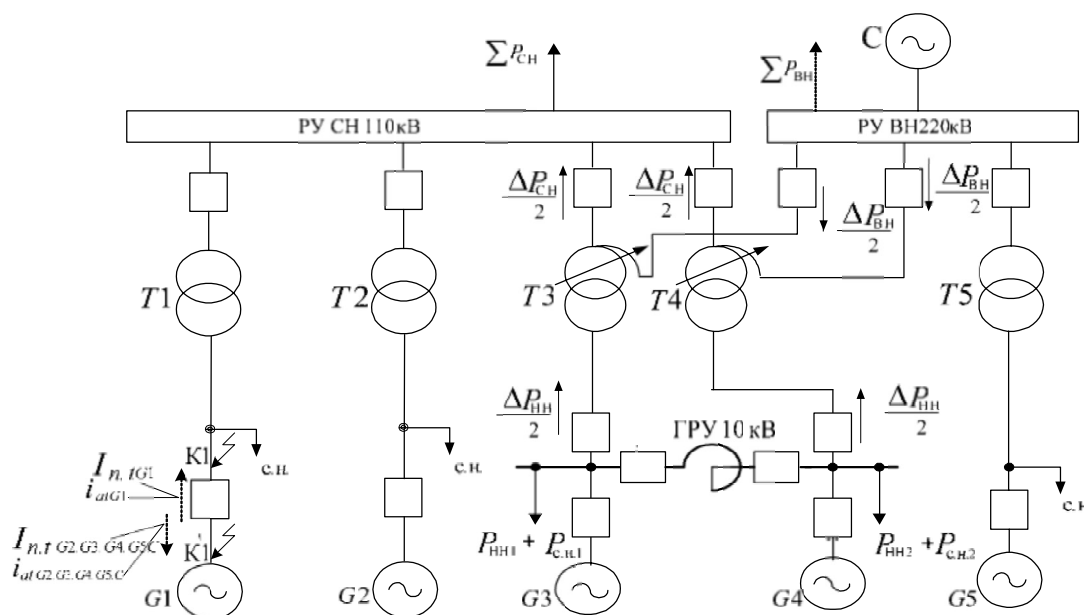


Рис. 2.10. Схема ТЭЦ с автотрансформаторами связи

Для данного примера приняты следующие обозначения:

$\sum P_{\text{НН}} = P_{\text{НН1}} + P_{\text{НН2}}$ – нагрузка на шинах низшего напряжения (ГРУ) с учётом системного коэффициента (2.2);

$\sum P_{\text{СН}}$ – нагрузка на шинах среднего напряжения с учетом системного коэффициента (2.3);

$P_{\text{С.н.НН}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды генераторов $G3$ и $G4$, подключенных на шины генераторного напряжения;

$P_{\text{С.н.}G_{1,2}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды блоков 1 и 2.

Коэффициент мощности нагрузок на шинах НН принят 0,92, на шинах СН – 0,85. Номинальные мощности генераторов равны

$$P_{G3} = P_{G4} = 60 \text{ МВт}; P_{G1} = P_{G2} = P_{G5} = 100 \text{ МВт}.$$

Таблица 2.1

Расчетные режимы	Параметры режима P [МВт]; Q [Мвар]; S [МВА]	Нормальный режим		Аварийный режим	
		Максимальная нагрузка	Минимальная нагрузка	Отключ. G3 от шин ГРУ	Отключ. бл.1 от шин СН
1	2	3	4	5	6
1. Суммарная мощность генераторов на шинах ГРУ	$\sum P_{GHH} = P_{G3} + P_{G4}$; $\sum Q_{GHH} = P_{G3} \operatorname{tg}\varphi_{G3} + P_{G4} \operatorname{tg}\varphi_{G4}$	120	120	60	120
2. Нагрузка на шинах ГРУ	$\sum P_{HH}$; $\sum Q_{HH} = \sum P_{HH} \operatorname{tg}\varphi_{HH}$	59,80	44,85	59,80	59,80
3. Расход эл. энергии на собственные нужды	$P_{с.н.НН}$; $Q_{с.н.НН}$	12	12	8,4	12
4. Переток мощности через обмотки НН АТ связи Т3 и Т4	$\Delta P_{HH} = \sum P_{GHH} - \sum P_{HH} - P_{с.н.НН}$; $\Delta Q_{HH} = \sum Q_{GHH} - \sum Q_{HH} - Q_{с.н.НН}$	48,2	63,15	-8,2	48,2
5. Нагрузка на шинах СН	$\sum P_{СН}$; $\sum Q_{СН}$	148	148	148	148
6. Расход эл. энергии на собств. нужды СН	$P_{с.н.СН}$; $Q_{с.н.СН}$	20	20	20	14
7. Переток мощности через обмотки СН АТ связи Т3 и Т4	$\Delta P_{СН} = (\sum P_{бл.СН} - P_{с.н.СН}) - \sum P_{СН}$; $\Delta Q_{СН} = (\sum Q_{бл.СН} - Q_{с.н.СН}) - \sum Q_{СН}$	32	32	32	-62
8. Переток мощности через обмотки ВН АТ связи Т3 и Т4	$\Delta P_{ВН} = \Delta P_{HH} + \Delta P_{СН}$; $\Delta Q_{ВН} = \Delta Q_{HH} + \Delta Q_{СН}$	80,20	95,15	23,80	-13,8
9. Расчетные перетоки полной мощности через обмотки: НН СН ВН АТ связи Т3 и Т4	$\Delta S_{HH} = \sqrt{\Delta P_{HH}^2 + \Delta Q_{HH}^2}$; $\Delta S_{СН} = \sqrt{\Delta P_{СН}^2 + \Delta Q_{СН}^2}$; $\Delta S_{ВН} = \sqrt{\Delta P_{ВН}^2 + \Delta Q_{ВН}^2}$	73,50	88,40	15,57	73,50
		53,79	53,79	53,79	67,72
		127,24	141,80	56,00	31,46

ПРИМЕЧАНИЕ. Баланс мощности на шинах ВН на выбор мощности АТ-связи не влияет, поэтому блок, присоединенный к шинам ВН, в табл. 2.1 не вносим

Величины перетоков активной мощности в МВт, полученные в столбцах (3–6) табл. 2.1, для лучшей наглядности можно разнести по обмоткам автотрансформаторов (рис. 2.11).

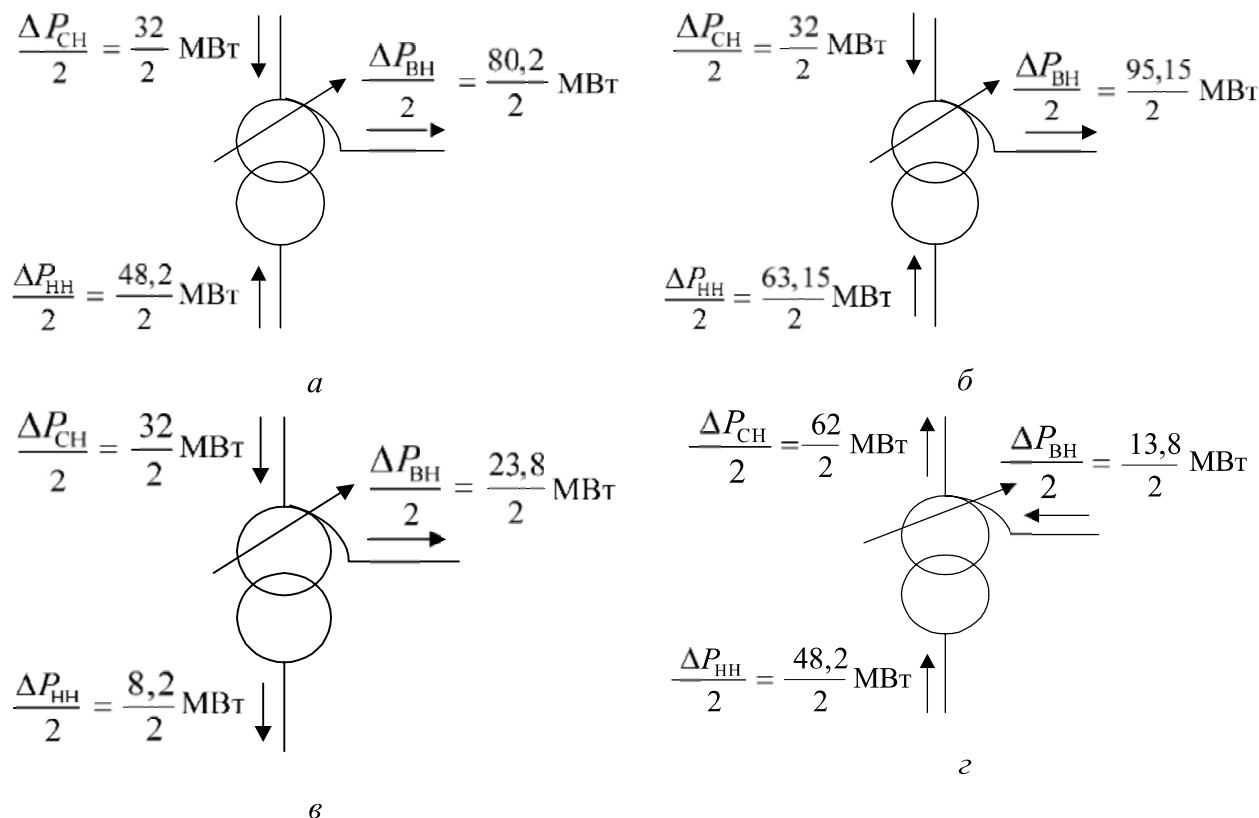


Рис. 2.11

- a* – нормальный режим, максимальная нагрузка на шинах ГРУ;
- б* – нормальный режим, минимальная нагрузка на шинах ГРУ;
- в* – аварийный режим, отключение генератора $G3$ от шин ГРУ;
- г* – аварийный режим, отключение блока от шин СН

При выборе автотрансформаторов необходимо учесть особенности их конструкции и режимы работы [2–4]. Следует учесть, что обмотка низшего напряжения может быть загружена мощностью, равной

$$S_{\text{НН}} = S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном}}, \quad (2.19)$$

где $S_{\text{тип}}$ и $S_{\text{ном}}$ – соответственно типовая и номинальная мощности АТ;

$$K_{\text{выг}} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{n_T} \text{ – коэффициент выгоды;}$$

n_T – коэффициент трансформации автотрансформатора.

Наибольшее распространение получили автотрансформаторы с $K_{\text{выг}} \approx 0,5$. Это соответствует отношениям напряжений U_B / U_C : 220/110; 330/150; 500/220; 750/330.

Переток мощности через обмотку низшего напряжения должен быть равен или меньше типовой мощности автотрансформатора:

$$\Delta S_{\text{НН}} \leq S_{\text{ном}} K_{\text{выг}}. \quad (2.20)$$

Далее следует выяснить, в каком режиме работает автотрансформатор: трансформаторном, автотрансформаторном или комбинированном [3, 4].

Перегрузка обмоток АТ возможна в комбинированных режимах при передаче мощности за счет трансформаторной и автотрансформаторной связей (рис. 2.12, а, б).

В случае, показанном на рис. 2.12, а, перегруженной может оказаться последовательная обмотка. Этот режим ограничивается ее загрузкой, определяемой выражением

$$S_{\text{п}} = K_{\text{выг}} \sqrt{(P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}})^2}. \quad (2.21)$$

Комбинированный режим допустим при $S_{\text{п}} \leq K_{\text{выг}} S_{\text{ном}}$.

В случае рис. 2.12, б перегруженной может оказаться общая обмотка АТ. Допустимый переток S_0 определяется по выражению

$$S_0 = \sqrt{(K_{\text{выг}} P_{\text{ВН}} + P_{\text{НН}})^2 + (K_{\text{выг}} Q_{\text{ВН}} + Q_{\text{НН}})^2}. \quad (2.22)$$

Этот комбинированный режим допустим при $S_0 \leq K_{\text{выг}} S_{\text{ном}}$.

Определение допустимых перетоков мощности по обмоткам АТ дано в [3, 4].

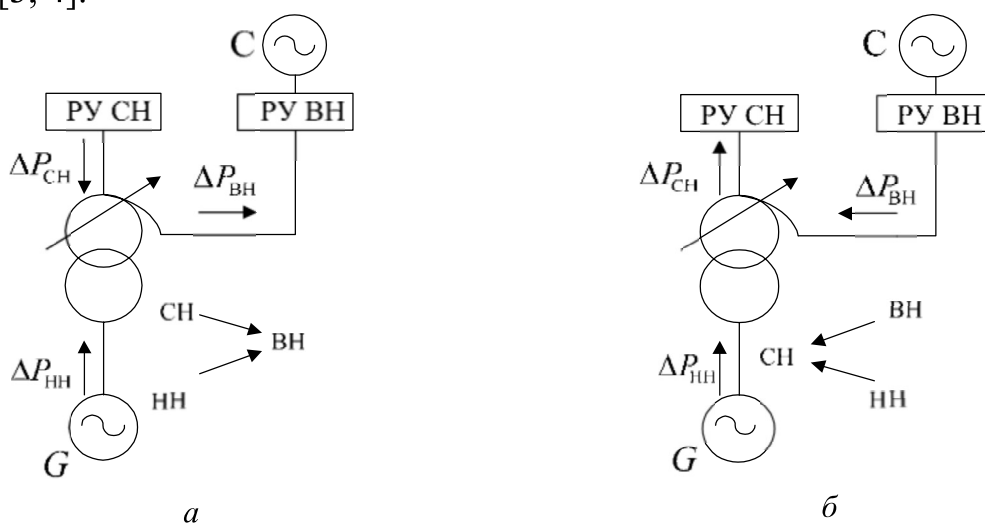


Рис. 2.12. Работа автотрансформатора в комбинированных режимах

С учетом изложенного выше произведем выбор АТ-связи для ТЭЦ (см. рис. 2.10) по полученным данным (см. табл. 2.1). Сначала определяем мощность автотрансформаторов связи по максимальному перетоку через обмотки НН ($\Delta S_{\text{НН}} = 88,4$ МВА) в нормальном режиме, при минимальной нагрузке на шинах НН, согласно (2.20) и (2.16):

$$S_{\text{НОМТ3}} = S_{\text{НОМТ4}} \geq \frac{\Delta S_{\text{НН}}}{(n_{\text{АТ}} - 1)K_{\text{ВЫГ}}K_{\text{П}}}, \quad (2.23)$$

где $n_{\text{АТ}}$ – число автотрансформаторов связи;

$K_{\text{П}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора.

Подставив в (2.23) числовые значения, получим

$$S_{\text{НОМТ3}} = S_{\text{НОМТ4}} \geq \frac{88,4}{0,5 \cdot 1,4} = 126,2 \text{ МВА};$$

$$K_{\text{ВЫГ}} = \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}} = \frac{220 - 110}{220} = 0,5.$$

Затем определяем наибольший переток в других режимах работы (см. табл. 2.1, $\Delta S_{\text{ВН}} = 141,8$ МВА – нормальный режим при минимальной нагрузке на шинах НН. На рис. 2.11, б показаны перетоки активной мощности).

Этот режим соответствует комбинированному режиму работы автотрансформатора (см. рис. 2.12, а):

$$S_{\text{НОМАТ}} \geq \frac{\Delta S_{\text{П}}}{K_{\text{ВЫГ}}K_{\text{П}}} = \frac{K_{\text{ВЫГ}} \sqrt{(P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}})^2}}{K_{\text{ВЫГ}}K_{\text{П}}}, \quad (2.24)$$

где $\sqrt{(P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}})^2} = \Delta S_{\text{ВН}} = 141,8$ МВА.

$$\text{Тогда } S_{\text{НОМАТ}} \geq \frac{141,8}{1,4} = 101,3 \text{ МВА.}$$

Следовательно, расчетной мощностью для выбора автотрансформатора связи является мощность, определяемая из условия загрузки обмотки НН ($S_{\text{АТ}} \geq 126,2$ МВА). По [5] выбираем автотрансформаторы связи $2 \times \text{АТДЦТН} - 125\ 000/230/121/10,5$.

В аварийном режиме, при отключении блока 100 МВт от шин СН (см. рис. 2.11, з), получается комбинированный режим в соответствии с рис. 2.12, б. Проверим загрузку общей обмотки по выражению (2.22):

$$S_{\text{О}} = \sqrt{(0,5 \cdot 6,9 + 24,1)^2 + (0,5 \cdot 14,14 + 27,77)^2} = 44,4 \text{ МВА};$$

$S_O < S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 125 \approx 63$ МВА, следовательно, режим допустим.

Мощность трансформаторов блоков определим без учёта отбора мощности на собственные нужды:

$$S_{\text{тр.бл.1}} = S_{\text{тр.бл.2}} \geq \frac{P_{G_{\text{ном}}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА.}$$

По [5] выбираем трансформатор ТДЦ – 125 000/121/10,5;

$$S_{\text{тр.бл.5}} \geq \frac{P_{G_{5\text{ном}}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{100}{0,8} = 125 \text{ МВА.}$$

По [5] выбираем трансформатор ТДЦ – 125 000/242/10,5.

В случае выполнения связи между распредустройствами высшего, среднего и низшего (генераторного) напряжения при помощи трехобмоточных трансформаторов, их мощность следует подсчитывать по выражению

$$S_T \geq \frac{\Delta S_{\text{max}}}{(n-1)K_{\Pi}}, \quad (2.25)$$

где ΔS_{max} – наибольший переток мощности через какую-либо из обмоток трансформаторов связи;

K_{Π} – коэффициент перегрузки трансформатора;

n – число трансформаторов связи.

2.3.3. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов КЭС

Как было сказано выше, на КЭС генераторы работают в блоках с трансформаторами и автотрансформаторами.

Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) связи производится по наибольшему перетоку мощности, как показано в предыдущем разделе (п. 2.3.2).

Если на КЭС связь между РУ СН и ВН осуществляется автотрансформаторными блоками (см. рис. 2.6), то мощность автотрансформаторов Т2 и Т3 сначала выбирают по загрузке обмотки НН, так как

$$S_{\text{ном}G} = S_{\text{ннат}} = S_{\text{тип}} = \alpha S_{\text{номат}}, \quad (2.26)$$

где $\alpha = \frac{S_{\text{ннат}}}{S_{\text{номат}}}$, как правило, $\alpha = K_{\text{выг}}$;

$S_{\text{ННАТ}}$ – номинальная мощность обмотки НН автотрансформатора приводится в справочных материалах [3, 5];

$$S_{\text{НОМАТ}} \geq \frac{S_{\text{НОМ}G}}{K_{\text{ВЫГ}}}, \quad (2.27)$$

где $S_{\text{НОМАТ}} = S_{\text{НОМ}T2} = S_{\text{НОМ}T3}$.

Затем рассматривается, в каких режимах работает автотрансформаторный блок, и если имеются комбинированные режимы (см. рис. 2.12, *а*, *б*), то, соответственно, проверяются допустимые перетоки через последовательную (2.21) или общую (2.22) обмотки (прил. 1).

Отключение блоков *G2* и *G3* (см. рис. 2.6) не рассматривается, так как трансформаторы выходят из строя, согласно статистике, 1 раз в 15 лет [1], а при отключении генератора блока трансформатор связи остается в работе.

Балансы мощностей на шинах среднего напряжения позволяют определить загрузку обмоток среднего напряжения ($\Delta S_{\text{СН}}$) в нормальном и аварийном режимах. Загрузка обмотки высокого напряжения трансформатора (автотрансформатора) подсчитывается по (2.18).

Отключение двухобмоточного блока от шин высокого напряжения не рассматривается, так как не влияет на величину перетоков мощности через обмотки трансформаторов (автотрансформаторов) связи.

Трансформаторы двухобмоточных блоков выбираются согласно выражению (2.17).

При выполнении связи между РУ ВН и СН по рис. 2.7 АТ-связи работают в автотрансформаторном режиме. В этом случае мощность АТ-связи *T2* и *T3* определяется по наибольшему перетоку между шинами СН и ВН в различных режимах работы электроустановки (см. п. 2.3.1, *а*, *б*, *в*). Для этого составляется баланс мощностей только на шинах СН:

$$S_{T2} = S_{T3} \geq \frac{\Delta S_{\text{max}}}{(n-1)K_{\text{П}}},$$

где ΔS_{max} – наибольший переток мощности через автотрансформаторы связи *T2* и *T3*;

$K_{\text{П}}$ – коэффициент перегрузки автотрансформатора;

n – число автотрансформаторов связи.

При установке на КЭС мощных генераторов нередко возникают трудности с выбором трансформаторов и автотрансформаторов. В этом случае возможны такие варианты блоков, как генератор, – группа из

трех однофазных автотрансформаторов или трех однофазных трехобмоточных трансформаторов.

Например, $U_{ВН} = 500$ кВ; $U_{СН} = 230$ кВ; $P_G = 320$ МВт; $U_{G_{НОМ}} = 20$ кВ; $\cos \varphi_{G_{НОМ}} = 0,85$;

$$K_{\text{ВЫГ}} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = \frac{500 - 230}{500} = 0,54.$$

Согласно выражению (2.27)

$$S_{\text{НОМ АТ}} \geq \frac{P_{G_{НОМ}}}{K_{\text{ВЫГ}} \cos \varphi_G} = \frac{320 \cdot 10^3}{0,54 \cdot 0,85} = 697,2 \text{ МВА}.$$

По справочной литературе [3] выбираем группу однофазных автотрансформаторов $3 \times \text{АОЦТН} - 267000/500/\sqrt{3}/230/\sqrt{3}/20$; $S_{\text{НН АТ}} = 3 \cdot 120 = 360$ МВА; $S_{\text{НОМ АТ}} = 3 \cdot 267 \approx 800$ МВА; $\alpha = S_{\text{НН АТ}}/S_{\text{НОМ АТ}} = 360/801 = 0,45$; $K_{\text{ВЫГ}} > \alpha$.

Следует учесть, что при приведении реактивных сопротивлений ветвей однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) к базисным условиям для расчета токов короткого замыкания под номинальной мощностью трансформаторов (автотрансформаторов) понимается мощность всех трех фаз. В рассматриваемом случае $S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 267000 = 800\,000$ кВА, тогда

$$x_{B*6} = \frac{x_B \% S_6}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

Суммарная мощность группы однофазных трансформаторов или автотрансформаторов также учитывается при определении потерь электроэнергии.

2.4. Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов производится по минимуму приведенных затрат [3, 25]. В учебном проектировании допускается при сравнении вариантов учитывать капитальные затраты только на оборудование. Данные по стоимости электрооборудования приведены в [3, 5, 27].

Подсчет капитальных затрат удобно произвести в форме таблиц, как это показано в [3]. Потери электроэнергии и минимум приведенных затрат по вариантам также следует представить в таблице для большей наглядности.

К расчету принимается вариант с наименьшими затратами.

2.5. Расчет токов короткого замыкания

Перед тем как приступить к расчету токов КЗ, необходимо выбрать одно расчетное присоединение: цепь генератора (схема ТЭЦ) или блока генератор–трансформатор (схема КЭС). Сборные шины выбирают для РУ, к которому подключено расчетное присоединение.

На схеме замещения, в цепи расчетного присоединения и сборных шин, намечаются точки КЗ, в которых определяют значения токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей. Необходимое количество точек КЗ и их место расположения определяются согласно расчетным условиям [3].

Для выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей расчетным режимом является трехфазное КЗ, при котором необходимо определение следующих величин: $I_{n,0}$; i_y ; i_{at} ; I_{nt} . Методы расчета токов трехфазного КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов изложены в [8, 16, 17].

В электроустановках 110 кВ и выше (эффективное заземление нейтрали) ток однофазного замыкания на землю может превышать ток трехфазного КЗ. Проверка выключателей по отключающей способности в этом случае производится по большему значению тока КЗ, если не приняты меры по ограничению тока однофазного замыкания на землю. Методы расчета токов однофазного КЗ также изложены в [8, 16, 17].

Для выбора электрических аппаратов (выключателя, разъединителя и др.) в цепи генератора, присоединенного к шинам ГРУ на ТЭЦ или работающего в блоке с повышающим трансформатором (АТ) на КЭС, ТЭЦ, определяются величины составляющих токов КЗ от генератора, например: $I_{n,t G1}$, $i_{a,t G1}$ (см. рис. 2.10), и от других источников ($I_{n,t G2,G3,G4,G5,C}$, $i_{a,t G2,G3,G4,G5,C}$). Расчетной величиной является та составляющая, которая имеет большее значение. Суммарное значение тока КЗ в точках $K1$ и $K'1$ равно сумме составляющих:

$$I_{n,t K1} = I_{n,t K'1} = I_{n,t G1} + I_{n,t G2,G3,G4,G5,C};$$

$$i_{a,t K1} = i_{a,t K'1} = i_{a,t G1} + i_{a,t G2,G3,G4,G5,C}.$$

Выбор и проверка электрических аппаратов в распределительных устройствах СН и ВН производится по суммарному значению тока КЗ в расчетной точке ($K3$, $K4$, см. рис. 2. 10).

При определении периодической составляющей тока КЗ следует учитывать электрическую удаленность источника (генератора, системы) от точки КЗ. Периодический ток от источника, находящегося за двумя

и более ступенями трансформации от точки КЗ, принимается не затухающим $I_{n,t} = I_{n,0}$. Такие удаленные источники могут объединяться с системой в один эквивалентный источник с неизменным напряжением на его шинах ($U = \text{const}$). Например, на рис. 2.10 при расчете токов КЗ в точке К1 затухание периодической составляющей тока КЗ следует учитывать только от генератора $G1$; $I_{n,t G1}$ определяется методом типовых кривых [3, 15, 16]. Периодическая составляющая тока КЗ от других источников принимается неизменной:

$$I_{n,t G2,G3,G4,G5,C} = I_{n,0 G2,G3,G4,G5,C},$$

где $t = 0$; $t = \tau$; $t = \infty$ – время переходного и установившегося процесса КЗ.

При расчете токов КЗ на выводах генератора $G3$ (см. рис. 2.10 точка К2) затухание периодической составляющей тока КЗ следует учитывать только от генератора $G3$ и $G4$. Тогда суммарный ток равен

$$I_{n,t K2} = I_{n,t G3} + I_{n,t G4} + I_{n,0 G1,G2,G5,C}.$$

Методы расчета токов трехфазного и однофазного КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов изложены в [3, 15, 16].

В настоящее время расчет токов КЗ может производиться на ЭВМ с применением промышленных программ. На кафедре электрических станций ТПУ для расчета токов трехфазного КЗ и других величин, необходимых для выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих элементов в цепях электростанций, используются следующие программы: «GTCURR», «Мустанг», ТКЗ-3000 и др.

2.6. Выбор электрических аппаратов

Выбор выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, линейных реакторов с решением примеров рассматривается в [3, 16]. Условия выбора, характеристики электроаппаратов и другие данные приведены в [3–5, 7, 16].

Электрические аппараты в других цепях расчетной схемы выбираются только из условий нормального режима без проверки на действие токов КЗ.

Условия выбора и проверки основных электрических аппаратов приведены в табл. 1.6.

2.7. Выбор сборных шин, токопроводов и кабелей

Размещение основного оборудования, электрических аппаратов и токоведущих частей на электростанции определяется компоновкой (размещением зданий и коммуникаций на территории электростанции) и соответствует электрической схеме. На электростанции генераторы располагаются в машинном зале главного корпуса. Здание генераторного распределительного устройства (ГРУ) ТЭЦ находится перед машинным залом на расстоянии 20–30 м [25]. Токоведущие части в цепи генератора расположены как внутри зданий, так и на открытом воздухе.

Как известно, к шинам ГРУ присоединяются генераторы небольшой и средней мощности ($P_{G \text{ ном}} \leq 110$ МВт). Поэтому сначала рассмотрим типы проводников в цепях генераторов небольшой мощности ($P_{G \text{ ном}} \leq 32$ МВт):

1. От выводов генератора до стены машинного зала токоведущие части выполняются жесткими шинами. Такое соединение называется шинным мостом. Формы сечения жестких шин кратко рассмотрены в разд. 1.5.5. В настоящее время для соединения генераторов с шинами ГРУ применяются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

2. От стены машинного зала до стены ГРУ соединение выполняется жестким шинным мостом или гибким подвесным токопроводом или кабелем (пучком кабелей).

3. Сборные шины ГРУ и вся ошиновка в здании ГРУ выполняются жесткими шинами. Эскиз расположения сборных шин ГРУ показан на рис. 2.13.

4. Связь от стены ГРУ до трансформатора (автотрансформатора) связи выполняется как в п. 2.

В цепях генераторов мощностью 60–110 МВт применяются следующие типы проводников:

1. От выводов генератора до стены машинного зала токоведущие части выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

2. От стены машинного зала до стены ГРУ соединение выполняется гибким подвесным токопроводом.

3. Сборные шины ГРУ и вся ошиновка в здании ГРУ выполняются жесткими шинами.

4. Связь от стены ГРУ до трансформатора (автотрансформатора) связи выполняется гибким подвесным токопроводом.

Токоведущие части от выводов 35–220 кВ на ТЭЦ и 110–750 кВ на КЭС блочных трансформаторов и трансформаторов (автотрансформаторов) связи до сборных шин РУ 35–750 кВ выполняются в основном

гибкими проводами марки АС, АСО и расположены на открытом воздухе.

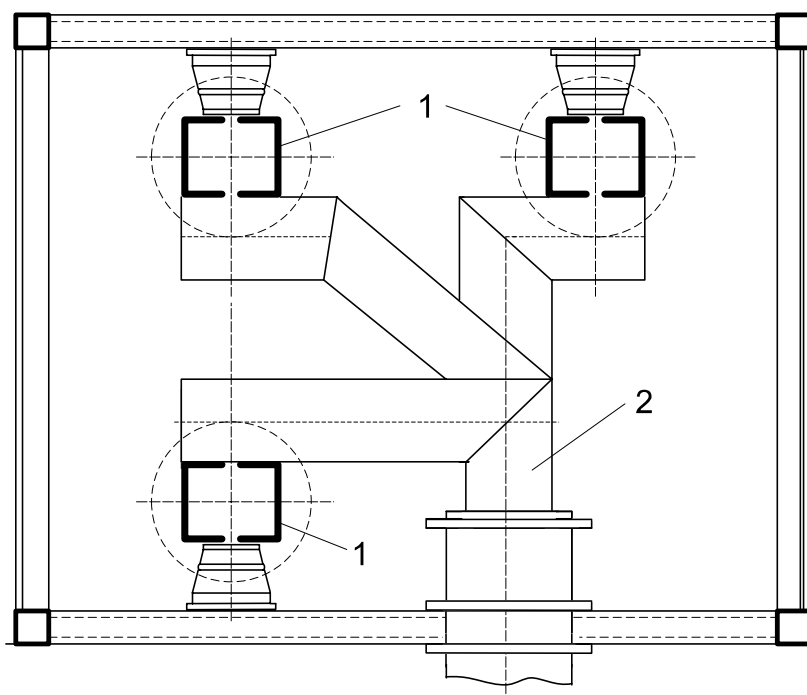


Рис. 2.13. Эскиз расположения сборных шин ГРУ:
1 – сборные шины ГРУ, 2 – ошиновка цепи генератора

Как уже отмечалось в разд. 1.5.5, для генераторов мощностью 60–63 МВт и более выпускаются комплектные пофазно-экранированные токопроводы (КЭТ). Поэтому в блоках соединение генератора с повышающим трансформатором и ответвление до трансформатора собственных нужд выполняется посредством КЭТ.

В учебном курсовом проекте могут встречаться блочные соединения генераторов мощностью 32 МВт. В этом случае токоведущие части между генератором и трансформатором и в ответвлении к собственным нуждам выполняются жестким шинным мостом.

Конструктивно шинный мост выполняется горизонтальной прокладкой жестких шин прямоугольного или коробчатого сечения. На рис. 2.14 показаны эскизы расположения шин. Помимо указанных типов проводников могут применяться и другие [3, 7].

Типы проводников, применяемых в основных цепях электростанций, описаны в [3].

Выбор шин, токопроводов и кабелей с решением примеров приведен в [3, 7, 15, 16].

Характеристики шин, проводов, кабелей и токопроводов выбираются согласно справочным данным, приведенным в [3, 5, 6].

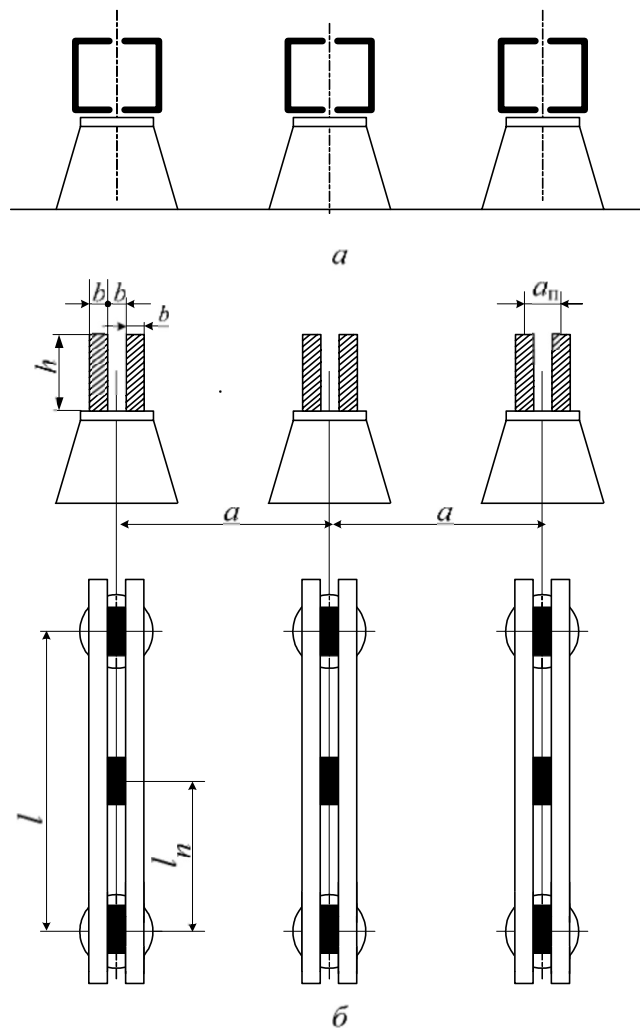


Рис. 2.14. Эскизы расположения жестких шин:
a – горизонтальная прокладка шин коробчатого сечения;
б – горизонтальная прокладка двухполосных шин
 прямоугольного сечения, расположенных на ребро

Условия выбора проводников различных типов также приведены в табл. 1.7.

2.8. Основные конструктивные решения

После выбора сборных шин обоснованно принимается схема электрических соединений в распределительном устройстве на данном напряжении. Затем приступают к разработке конструкции РУ. Кратко описывается тип РУ, основные конструктивные решения, принятые в проекте. Для ГРУ 6,3–10,5 кВ составляется схема заполнения. В расчетно-пояснительной записке изображается план-схема заполнения ГРУ и разрез по цепям генератора и линейного токоограничиваю-

щего реактора. Схемы заполнения ГРУ и разрезы приведены в [3, 21]. Для РУ 35–750 кВ изображаются план и разрез одной из ячеек ОРУ.

Материалы по этим вопросам изложены в [3, 21, 25, 26].

2.9. Принципиальная схема управления выключателем

В расчетно-пояснительной записке приводится принципиальная схема управления выключателем расчетного присоединения и описание ее работы. Схема управления зависит от типа выключателя (масляный, воздушный и т. д.), его привода и типа ключа управления.

Схемы управления выключателями и описание их работы приведены в [3, 7, 21].

2.10. Требования по экологии

В этом разделе проекта рассматриваются вопросы, связанные с влиянием тепловых электростанций на окружающую среду. Необходимо перечислить основные требования по защите окружающей среды при проектировании и сооружении тепловых электростанций. Материалы по этим вопросам излагаются в [28–31].

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИЙ

3.1. Определение суммарных мощностей на каждом напряжении подстанции

Суммарная активная мощность на стороне среднего напряжения (СН)

$$P_{\text{СН}} = \sum n_{\text{СН}} P_{\text{СН}} K_{\text{МП}}, \quad (3.1)$$

где $n_{\text{СН}}$, $P_{\text{СН}}$, $K_{\text{МП}}$ – параметры потребителей на стороне СН подстанции, соответственно число и мощность линий, коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей.

Полная мощность на стороне СН

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos \varphi}, \quad (3.2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя СН.

Реактивная мощность на стороне СН

$$Q_{\text{СН}} = S_{\text{СН}} \sin \varphi. \quad (3.3)$$

Аналогично по формулам (3.1) и (3.3) определяются суммарные мощности на стороне низкого напряжения (НН) подстанции.

Суммарная мощность на стороне ВН

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}}, \quad Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}}, \quad S_{\text{ВН}} = \sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}. \quad (3.4)$$

Выбор типа подстанции. После определения суммарной мощности подстанции выбирается тип подстанции согласно схеме питающей сети, руководствуясь главными признаками, определяющими тип подстанции [4, 13, 32].

Затем намечаются два варианта электрических схем соединений подстанций, производится выбор числа и мощности трансформаторов и на основании технико-экономического сравнения выбирается оптимальный вариант.

В качестве сравниваемых вариантов могут быть:

- 1) одно- и двухтрансформаторная подстанции;
- 2) две двухтрансформаторные подстанции с завышенной трансформаторной мощностью на одной из них (с учетом перспективы расширения, т. е. увеличения максимальной нагрузки через 5–7 лет);
- 3) двух- и четырехтрансформаторная подстанции.

Также могут сравниваться варианты с разными схемами электрических соединений распределительных устройств высокого (среднего) напряжения и т. д.

3.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На понижающих подстанциях возможна установка одного, двух и более трансформаторов [33]. Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. Варианты структурных схем подстанций [3, 21, 24] приведены на рис. 3.1.

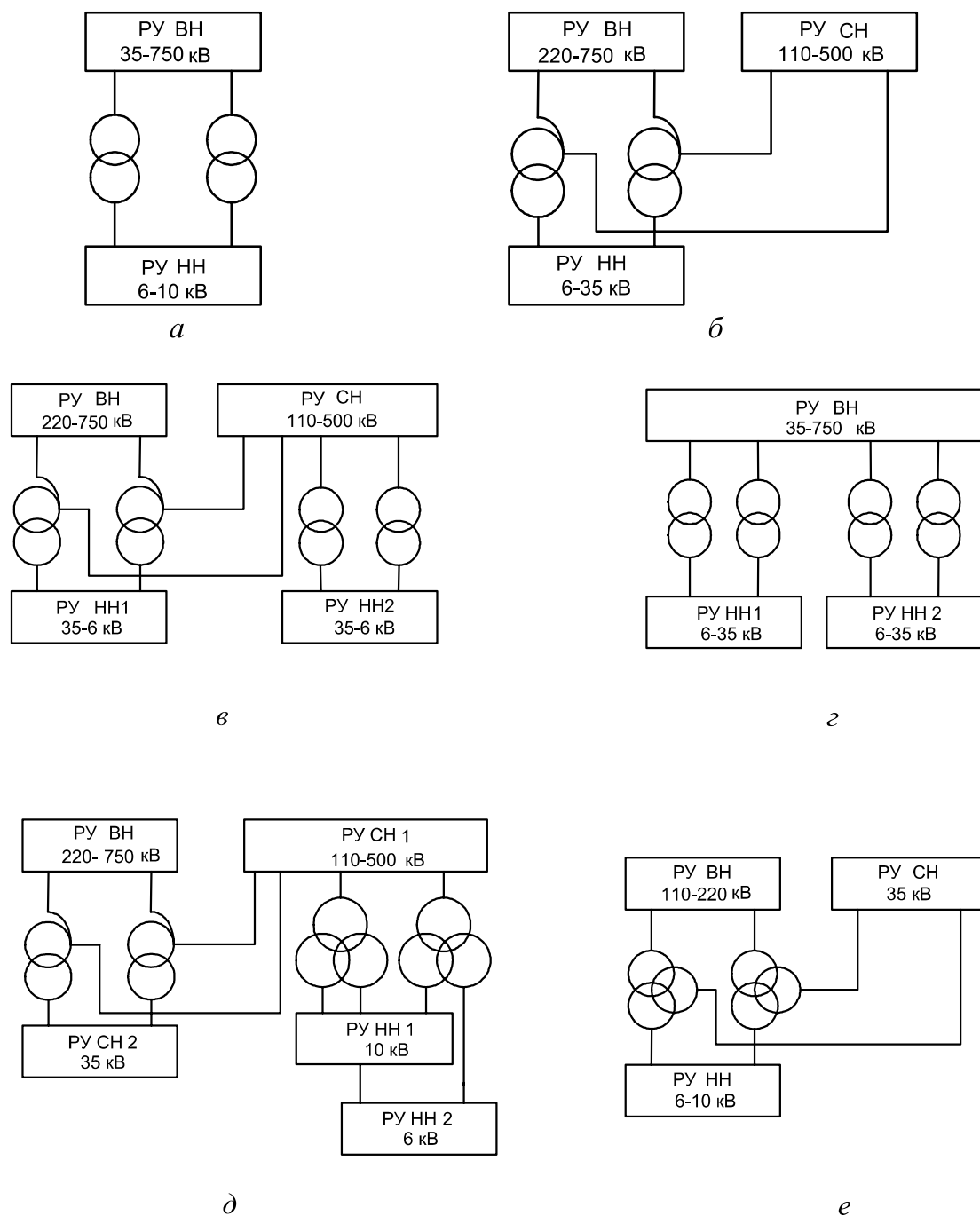


Рис. 3.1. Варианты структурных схем подстанций

После составления двух вариантов структурных схем проектируемой подстанции определяется мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) в каждом намеченном варианте. Выбор номинальной мощности трансформаторов и автотрансформаторов на подстанциях изложен в [3, 21, 25].

3.3. Определение токов нормального и утяжеленного режимов

Продолжительными режимами работы подстанции являются:

1) **нормальный режим**, когда цепи силовых трансформаторов (автотрансформаторов) подстанции характеризуются током $I_{\text{НОМ}}$;

2) **утяжеленный режим**, когда один из силовых трансформаторов отключен, а по цепям другого (других) протекает рабочий максимальный ток $I_{\text{раб.мах}}$.

Определение токов нормального и утяжеленного режимов в цепях НН (6–10 кВ) силовых трансформаторов (автотрансформаторов) подстанции дает возможность наметить тип распределительного устройства (РУ) на стороне НН подстанции.

Если $I_{\text{раб.мах}} < 3200$ А, то РУ может быть выполнено комплектным для внутренней или наружной установки КРУ(Н) с установкой вакуумных или элегазовых выключателей с номинальным током отключения 20 кА или 31,5 кА.

Характеристики шкафов КРУ(Н) приведены в [5, 24, 34].

Если $3200 < I_{\text{раб.мах}} < 5000$ А, то в цепях НН силовых трансформаторов и секционного выключателя устанавливаются шкафы КР10-Д10 [5, 34, 35] с выключателем МГГ-10 с $I_{\text{НОМ}} = 5000$ А, а в цепях отходящих линий – шкафы с вакуумными или элегазовыми выключателями на соответствующие номинальные токи. В этом случае намечается комплектное рвспределительное устройство внутренней установки (КРУ).

Если $I_{\text{раб.мах}} > 5000$ А, то в цепях силовых трансформаторов и секционного выключателя устанавливаются выключатели серии МГУ-20 или другого типа. В этом случае РУ намечается закрытого типа (ЗРУ) с установкой в цепях отходящих линий шкафов КРУ.

3.4. Выбор средств ограничения токов короткого замыкания

В цепях отходящих линий от шин НН подстанции номинальные токи в большинстве случаев не превышают 630 А, и в шкафах КРУ(Н) устанавливаются выключатели с номинальным током отключения не более 20 кА или 31,5 кА. Поэтому необходимо рассчитать значения токов КЗ на стороне НН (6–10 кВ) подстанции в обоих вариантах и решить вопрос об их ограничении.

При ограничении токов КЗ исходят из двух условий:

- по условию отключающей способности выключателей, установленных в цепях отходящих линий 6–10 кВ;
- по условию обеспечения термической стойкости кабелей отходящих линий 6–10 кВ.

По второму условию необходимо выбрать сечения кабеля в цепи отходящей линии меньшей мощности и проверить его на термическую стойкость [3, 16]. При расчете минимального сечения кабеля по условию термической стойкости требуется определение времени прохождения (отключения) тока КЗ. В [36] указывается, что время прохождения тока КЗ ($t_{\text{откл}}$) определяется уставкой защиты, имеющей наибольшую выдержку времени. Для кабельных линий 6–10 кВ время отключения будет определяться выдержкой времени максимальной токовой защиты, при этом время отключения тока КЗ составит $1,2 \div 2,2$ с.

Если при расчетных значениях токов КЗ в обоих вариантах обеспечивается отключающая способность выключателей и термическая стойкость кабелей, то в ограничении токов КЗ нет необходимости. При невыполнении этих условий следует выяснить, какое из них является определяющим, и выбрать средства ограничения токов КЗ [3, 16].

ПРИМЕР 3.1. Рассмотрим пример проверки сечения кабеля по термической стойкости в цепи линии 2 МВт, $\cos \varphi = 0,9$, отходящей от шин НН (10 кВ) подстанции. Расчетное значение тока трехфазного КЗ на шинах НН $I_{\text{п0}} = 19$ кА.

Определим номинальный ток в цепи линии:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cos \varphi U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10} = 128,45 \text{ А}.$$

Экономическое сечение кабельной линии

$$q_{\text{ЭК.}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{128,45}{1,2} = 107 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель сечением 120 мм^2 в каждой фазе ($3 \cdot 120$) мм^2 с $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$ [5].

Определим минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}}{C} = \frac{19 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{1,2}}{100} = 209 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости ($q_{\text{выбр}} \geq q_{\text{мин}}$) не выполняется, так как ($q_{\text{выбр}} = 120 \text{ мм}^2$) < ($q_{\text{мин}} = 209 \text{ мм}^2$).

Определим, до какого значения необходимо ограничить ток КЗ, чтобы $q_{\text{выбр}} = q_{\text{мин}}$:

$$I_{\text{потреб}} = \frac{q_{\text{выбр}} \cdot C}{\sqrt{t_{\text{откл}}}} = \frac{120 \cdot 100}{\sqrt{1,2}} = 10,9 \text{ кА}.$$

Как видно из примера, определяющим условием для ограничения тока КЗ является обеспечение термической стойкости кабеля. По условию отключающей способности выключателя нет необходимости в ограничении тока КЗ, так как $I_{\text{по}} < I_{\text{откл. ном.}}$ ($19 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$).

Одним из способов ограничения токов КЗ является установка токоограничивающих реакторов.

Пример выбора сопротивления реактора из условия ограничения тока КЗ изложен в [3].

3.5. Технико-экономическое сравнение вариантов

Выбор оптимального варианта производится по формуле приведенных расчетных затрат [33]:

$$Z_p = K(E_H + E_A) + C_{\text{п}} \longrightarrow \min, \quad (3.5)$$

где $E_H = 0,125$ – нормативный коэффициент эффективности;

$E_A = 0,09$ – отчисления на амортизацию и обслуживание;

K – капитальные вложения на сооружение электроустановки (подстанции), тыс. р.;

$C_{\text{п}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах (токоограничивающих реакторах), тыс. р.

При сравнении вариантов необходимо выбрать принципиальную схему первичных соединений с учетом числа установленных трансформаторов (автотрансформаторов), наличия отходящих линий на первичном напряжении и категории потребителей.

Для определения капиталовложений в строительство подстанции в общем виде необходимо просуммировать затраты на сооружение распределительных устройств (РУ), расчетные стоимости силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, реакторов и постоянную часть затрат.

Суммарные капитальные затраты для каждого из вариантов:

$$K = \sum K_{\text{РУ}} + \sum K_{\text{T}} + \sum K_{\text{У}}, \quad (3.6)$$

где $\sum K_{\text{РУ}}$ – суммарные затраты на сооружение распределительных устройств подстанции;

$\sum K_{\text{T}}$ – суммарная расчетная стоимость силовых трансформаторов, автотрансформаторов, установленных на подстанции;

$\sum K_{\text{У}}$ – суммарная расчетная стоимость компенсирующих и токоограничивающих устройств, если они имеются на подстанции.

Затраты для каждого РУ определяются умножением числа установленных в нем выключателей (ячеек) $n_{\text{я}}$ на укрупненную стоимость ячейки. В [3, 5, 27] приведены укрупненные показатели стоимости электрооборудования, включающие в себя, например, для ячейки с выключателем затраты на выключатель (отделитель), разъединители, измерительные трансформаторы, разрядники, шины, силовые и контрольные кабели, монтаж и строительную часть.

Суммарная расчетная стоимость силовых трансформаторов $\sum K_{\text{T}}$ включает в себя заводскую стоимость самих трансформаторов, а также затраты, связанные с их доставкой, монтажом и строительной частью.

Постоянная часть затрат не зависит от варианта схемы (постоянна) и поэтому не учитывается при сравнении вариантов.

В электрических сетях 35–110 кВ широкое распространение получили однострансформаторные подстанции. Область применения однострансформаторных подстанций определяется категорией потребителей и регламентируется ПУЭ. Для принятия окончательного решения по сооружению одно- или двухтрансформаторной подстанции критерием должно служить технико-экономическое сравнение с учетом ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю при установке одного трансформатора на подстанции. При сравнении вариантов с одно- и двухтрансформаторной подстанцией технико-экономические расчеты производятся по сравнению величины ΔZ с величиной ущерба $M(U)$. Величина ΔZ определяет разницу в соответствующих расчетных затратах по (3.5) при сооружении двух- или однострансформаторной подстанции. Выбор однострансформаторной подстанции, с учетом ущерба, экономически целесообразен при условии, когда

$$M(Y) < \Delta Z. \quad (3.7)$$

Народно-хозяйственный ущерб от недоотпуска электроэнергии определяется из выражения (р./г.)

$$M(Y) = P_C \lambda_T t_{ав} Y_0, \quad (3.8)$$

где P_C – среднегодовая максимальная нагрузка:

$$P_C = \frac{P_{\max} T_{\max}}{8760}, \quad (3.9)$$

где T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки;

λ_T – удельная повреждаемость трансформатора (шт./г.);

$t_{ав}$ – средняя длительность аварийного перерыва, вызванного потребным временем на ремонт или замену поврежденного трансформатора, ч/г.;

y_0 – среднее значение удельного народно-хозяйственного ущерба от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии в р. / кВт·ч.

Согласно [33] $\lambda_T = 0,01$ для трансформаторов 35 кВ;

$\lambda_T = 0,02$ для трансформаторов 110 кВ;

$t_{ав} = 24$ ч.

3.6. Расчет токов короткого замыкания

Расчетные зоны по токам КЗ для понизительной подстанции указаны в [3].

На схеме замещения намечаются точки КЗ, в которых определяют значения токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей. Необходимое количество точек КЗ и их место расположения определяются согласно расчетным условиям [3] и по согласованию с преподавателем.

Необходимо определить начальное значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п,0}$), ударный ток ($i_{уд}$), значения аperiodической и периодической составляющих тока КЗ ($i_{ат}, I_{nt}$).

Расчетные точки КЗ в цепях подстанции находятся на значительной электрической удаленности от источника (системы), поэтому $I_{n,t} = I_{n,0}$.

Примеры расчета тока трехфазного КЗ представлены в [3].

При выборе электрических аппаратов в распреустройствах (РУ) 110 кВ и выше необходимо рассчитывать ток однофазного КЗ $I_K^{(1)}$. Если

$I_K^{(1)} > I_K^{(3)}$, то необходимо принять меры по его ограничению, чтобы выполнялось условие $I_K^{(1)} \leq I_K^{(3)}$. Расчет несимметричных КЗ изложен в [3, 16].

Как указано в гл. 2.5, расчет токов КЗ может производиться на ЭВМ с применением промышленных программ, которые имеются на кафедре электрических станций.

3.7. Выбор электрических аппаратов

При проектировании подстанции необходимо выбрать:

- выключатели в РУ ВН (СН), НН [3, 5, 7, 27];
- разъединители [3, 5, 7];
- токоограничивающие реакторы (если они есть) [3, 5, 7];
- измерительные трансформаторы тока и напряжения [3, 5, 7].

Подробнее условия выбора электроаппаратов приведены в [16].

Основные условия выбора электрических аппаратов представлены в табл. 1.6. Из табл. 1.6 видно, что все электрические аппараты характеризуются $U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ (за исключением трансформатора напряжения, он характеризуется только $U_{\text{ном}}$). Следовательно, они выбираются по условиям нормального длительного режима $U_{\text{ном}}, I_{\text{раб.мах}}$ и проверяются на действие токов КЗ в соответствии с ПУЭ [1]. Затем электрический аппарат дополнительно проверяется в соответствии со своим назначением и условиями работы. Например, высоковольтный выключатель предназначен для отключения токов КЗ, поэтому необходимо проверить его отключающую способность. Измерительные трансформаторы тока (ТА) и напряжения (ТВ) обладают погрешностью, на которую оказывает влияние нагрузка вторичной обмотки, поэтому необходимо рассчитать данные погрешности и убедиться, что они не превышают допустимого уровня и т. д.

При выборе выключателей на подстанциях проверка относительного содержания апериодической составляющей тока КЗ требуется только на подстанциях с током КЗ $I_{\text{КЗ}} > 0,7I_{\text{отк.ном}}$ [32].

Проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения по вторичной нагрузке производится только в РУ низкого напряжения (6–0) кВ. Для этого необходимо выбрать контрольно-измерительные приборы во всех цепях РУ НН подстанции согласно табл. 4.11 в [3]. Схема включения измерительных приборов со стороны низкого напряжения (6–10) кВ приведена на рис. 1.24.

По справочной литературе выбирают тип прибора и определяют вторичную нагрузку для трансформаторов тока и напряжения. Проверке

подлежат самые нагруженные трансформаторы тока и напряжения (или фаза).

3.8. Выбор сборных шин, токопроводов и кабелей

Типы проводников, применяемые в основных цепях подстанции, описаны в [3].

Выбор шин, токопроводов и кабелей с решением примеров приведен в [3, 7, 16].

Характеристики шин, проводов, кабелей и токопроводов выбираются согласно справочным данным, приведенным в [3, 5, 6].

Условия выбора проводников различных типов также приведены в табл. 1.7.

3.9. Выбор распределительных устройств и основные конструктивные решения

Сначала необходимо принять схему электрических соединений на каждом напряжении подстанции в соответствии с [18]. После разработки конструкции РУ подстанции кратко описываются основные конструктивные решения, принятые в проекте. С типами распределительных устройств (РУ) можно ознакомиться по [3, 7, 21, 24, 34]. Варианты компоновок РУ со стороны низкого напряжения подстанций приведены на рис. 3.2.

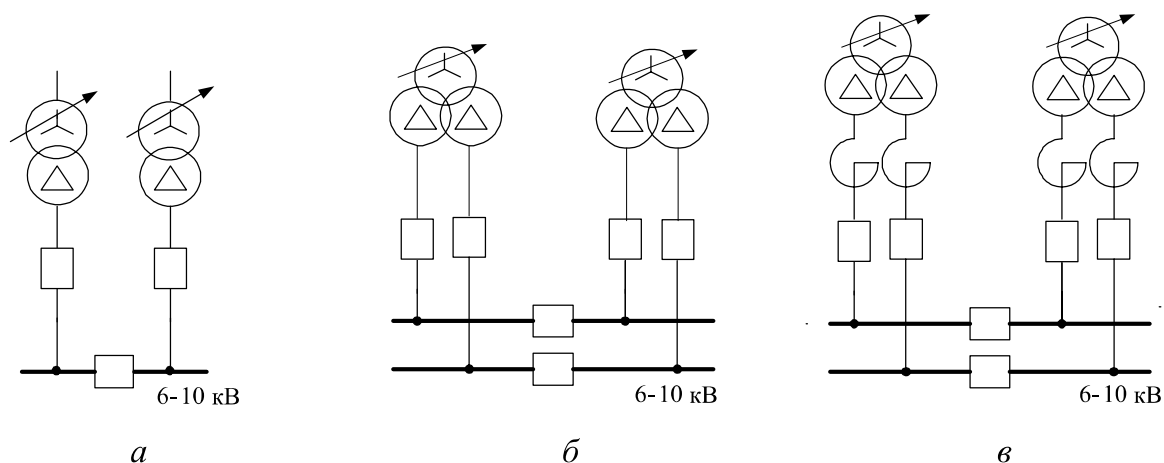


Рис. 3.2. Варианты компоновок РУ подстанций со стороны низкого напряжения (начало)

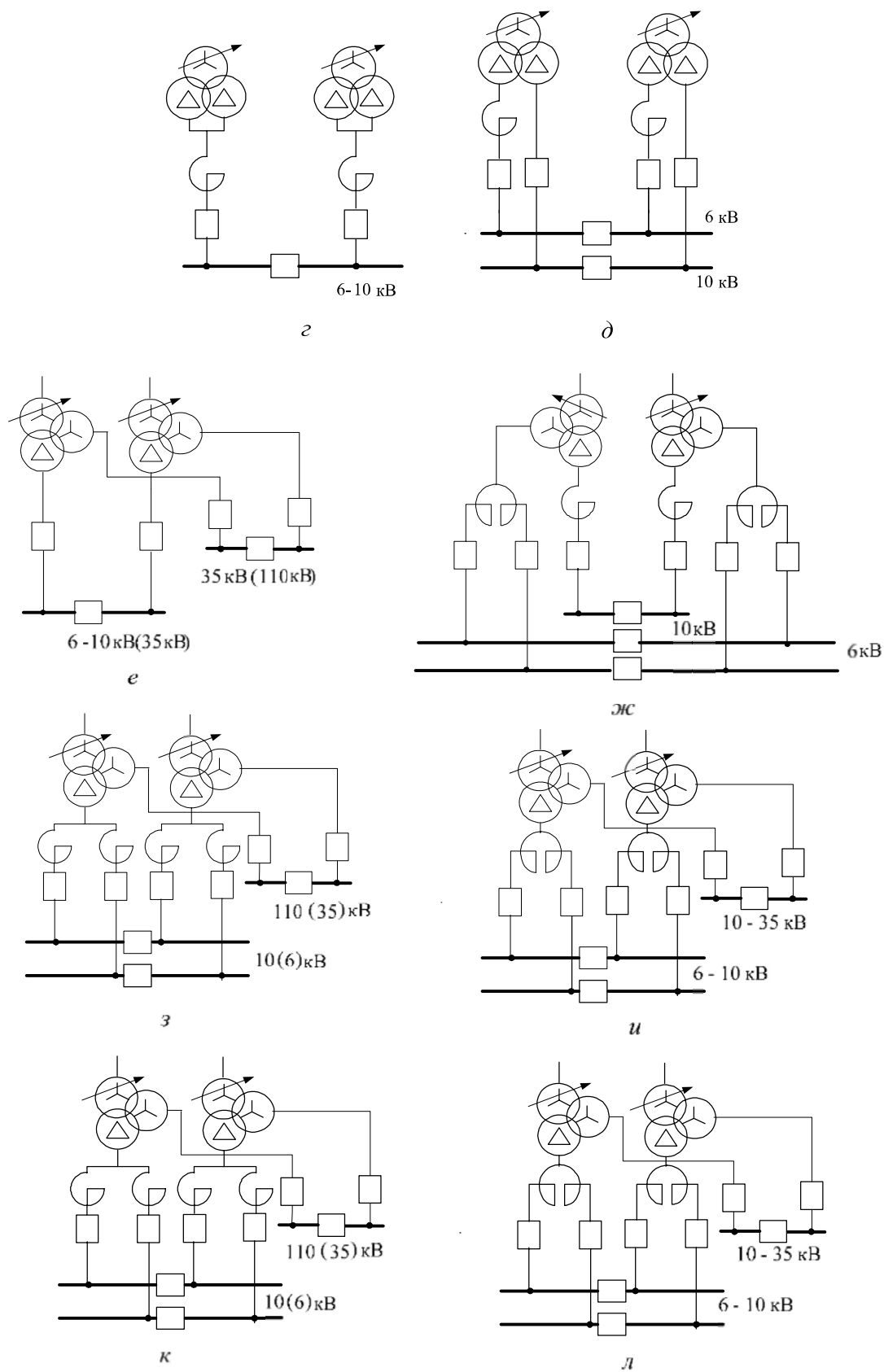


Рис. 3.2. Варианты компоновок РУ подстанций со стороны низкого напряжения (продолжение)

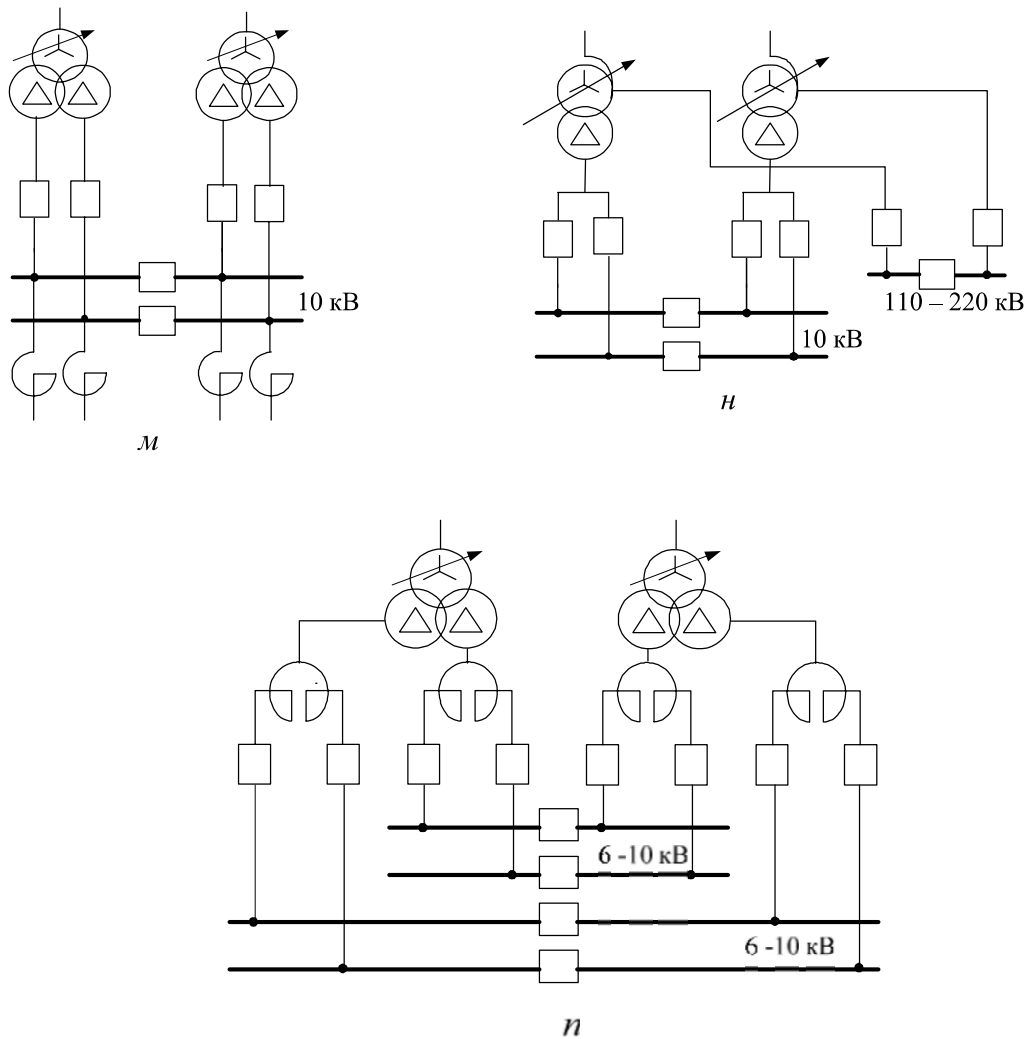


Рис. 3.2. Варианты компоновок РУ подстанций со стороны низкого напряжения (окончание)

В схемах *е*, *з*, *к* при вторичном (СН) напряжении 110 кВ устанавливаются автотрансформаторы.

Распределительное устройство со стороны низкого напряжения подстанции, как правило, скомпоновано в виде комплектного распределительного устройства внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки.

Комплектное устройство – это устройство, все основные элементы которого изготовлены и испытаны на заводе и поставляются комплектно вместе с оборудованием и аппаратурой в готовом или подготовленном для сборки виде.

Тип комплектного распределительного устройства (КРУ или КРУН) определяется в зависимости от тока утяжеленного режима, рассмотренного выше, в разд. 3.3.

Далее по справочным материалам [5, 21, 24, 34, 35], по таблицам «**Основные технические данные КРУ или КРУН**» выбирается тип шкафов. По типу выбранного шкафа подбирается «**Сетка схем первичных соединений**» [21, 24, 35].

До настоящего времени широкое распространение имели шкафы КРУ(Н) с маломасляными выключателями типа ВМП и ВК. В настоящее время разработаны новые серии шкафов с вакуумными выключателями типа ВВП для замены маломасляных выключателей, отслуживших свой срок в ячейках КРУ(Н): К-ХII, К-ХIII, К-ХХVI, К-37, КВЭ, КВС и КСО всех типов [19].

Например, на низком напряжении 6–10 кВ подстанции применяется одиночная секционированная система шин с отдельной работой секций (см. рис. 3.2, а). Тогда каждая секция комплектуется следующим образом:

- шкаф ввода;
- шкафы отходящих линий (как правило, кабельных);
- шкаф трансформатора напряжения;
- шкаф трансформатора собственных нужд;
- шкаф секционирования.

В [6] приведена схема заполнения одной секции КРУ с перечисленными шкафами.

Количество секций зависит от количества и типа трансформаторов. Если выбраны трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения либо установлены сдвоенные реакторы, то количество секций увеличивается (см. рис. 3.2, д, ж, м).

3.10. Выбор источника оперативного тока и схемы дистанционного управления выключателем

Источники оперативного тока, применяемые на подстанциях, описаны в [3, 4, 13, 22, 37]. В принципе, трансформаторы собственных нужд могут подключаться к линиям 35 кВ (для подстанций на переменном оперативном токе) и к ошиновке выводов 6–10 кВ силовых трансформаторов (для питания цепей оперативного тока).

В расчетно-пояснительной записке приводится принципиальная схема управления и сигнализации выключателем по новым ГОСТам и обозначениям.

Схема управления зависит от источника и рода оперативного тока, а также от типа выключателя, привода и ключа управления. Материал по этим вопросам можно найти в [3, 21, 37].

Приложение 1

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ ПО ОБМОТКАМ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

Распределение токов по обмоткам автотрансформатора

Рассмотрим распределение токов по обмоткам автотрансформатора и возможность передачи дополнительной мощности на конкретном примере. Связь между РУ ВН 220 кВ и РУ СН 110 кВ выполнена автотрансформаторным блоком (см. рис.2.6 – G2-T2 и G3-T3). К обмотке НН автотрансформатора присоединен генератор мощностью 100 МВт ($S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВА}$). Согласно (1.7) номинальная мощность автотрансформатора

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma}}{K_{\text{ВЫГ}}} = \frac{125}{0,5} = 250 \text{ МВА},$$

$$\text{где } K_{\text{ВЫГ}} = \left(1 - \frac{1}{k_{\text{ВС}}}\right) = \frac{U_{\text{ВС}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВС}}} = \frac{220 - 110}{220} = 0,5.$$

Выбираем по [5] автотрансформатор АТДЦТН-250000/220/110.
Номинальная мощность

$$S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ МВА};$$

номинальная мощность обмотки НН

$$S_{\text{НОМ НН}} = 125 \text{ МВА};$$

коэффициент трансформации

$$k_{\text{ВС}} = \frac{U_{\text{ВС}}}{U_{\text{СН}}} = \frac{220}{110} = 2;$$

типовая мощность

$$S_{\text{ТИП}} = K_{\text{ВЫГ}} S_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 250 = 125 \text{ МВА};$$

линейные номинальные токи

$$I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 656,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{CH}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1313,7 \text{ A};$$

$$I_{\text{HH}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6881,3 \text{ A}.$$

В нормальном режиме работы генератор выдает мощность в сеть ВН – трансформаторный режим (НН→ВН). Распределение токов по обмоткам автотрансформатора в трансформаторном режиме показано на рис. П1.1.

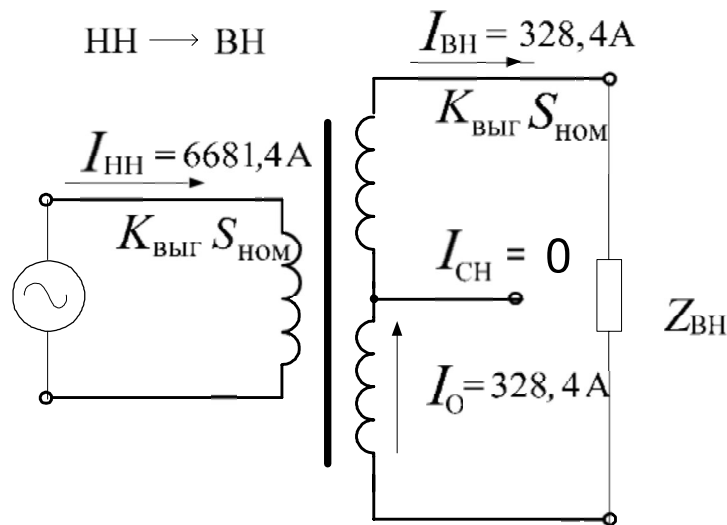


Рис. П1.1. Распределение токов в обмотках автотрансформатора в трансформаторном режиме НН→ВН

В этом трансформаторном режиме со стороны НН на ВН автотрансформатора передается типовая мощность. Линейные номинальные токи равны:

$$I_{\text{ВН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328,4 \text{ A};$$

ток в последовательной обмотке

$$I_{\text{П}} = I_{\text{ВН}} = 328,4 \text{ A};$$

ток в общей обмотке

$$I_{\text{О}} = I_{\text{ВН}} = 328,4 \text{ A}.$$

Определим мощность общей и последовательной обмотки:

$$S_o = \sqrt{3} I_o U_{CH} = \sqrt{3} \cdot 328,4 \cdot 110 = 62,5 \text{ МВА};$$

$$S_{II} = \sqrt{3} I_{II} (U_{BH} - U_{CH}) = \sqrt{3} \cdot 328,4 (220 - 110) = 62,5 \text{ МВА}.$$

Как известно, последовательная и общая обмотки автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, которая в нашем примере равна 125 МВА. Следовательно, они недогружены, и поэтому возможна дополнительная передача мощности со стороны СН на ВН. В этом случае автотрансформатор будет работать в комбинированном режиме передачи мощности НН→ВН (трансформаторный режим) и одновременно СН→ВН (автотрансформаторный режим). Распределение токов при этом показано на рис. П1.2. Этот режим ограничивается загрузкой последовательной обмотки:

$$S_{II} = K_{\text{выг}} \sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном}}.$$

Следовательно, суммарная мощность, передаваемая со стороны НН и СН, не может превышать номинальной мощности автотрансформатора.

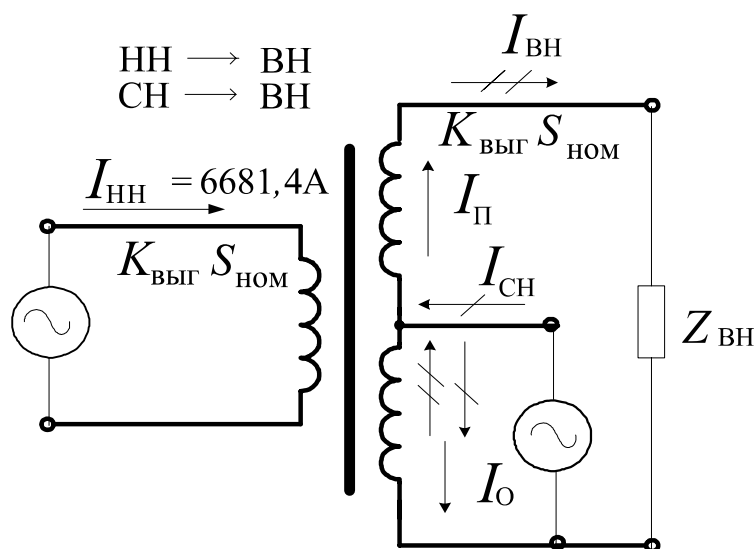


Рис. П1.2. Распределение токов в обмотках автотрансформатора при передаче мощности – НН→ВН и одновременно СН→ВН

Определим токи в обмотках автотрансформатора при передаче суммарной мощности на сторону ВН, равную $S_{\text{ном}}$. Если принять $\cos \varphi$

одинаковым для источников питания и потребителей, то дополнительная мощность, передаваемая со стороны СН, составит $0,5 S_{\text{НОМ}} = S_{\text{ТИП}}$.

При этом линейные токи равны

$$I_{\text{ВН}} = 656,8 \text{ А}; \quad I_{\text{СН}} = 656,8 \text{ А}; \quad I_{\text{НН}} = 6881,3 \text{ А};$$

ток в последовательной обмотке

$$I_{\text{П}} = I_{\text{ВН}} = 656,8 \text{ А};$$

ток в общей обмотке

$$I_{\text{О}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = 656,8 - 656,8 = 0.$$

Мощность последовательной обмотки

$$S_{\text{П}} = \sqrt{3} I_{\text{П}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = \sqrt{3} \cdot 656,8 (220 - 110) = 125 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{П}} = S_{\text{ТИП}}.$$

Если в нормальном или аварийном режиме работы генератор выдает мощность в сеть СН – трансформаторный режим (НН→СН), то происходит трансформация типовой мощности ($S_{\text{ТИП}}$) со стороны НН на сторону СН. Общая обмотка загружена такой же мощностью ($S_{\text{ТИП}}$) и дополнительная передача мощности со стороны ВН на сторону СН невозможна, хотя последовательная обмотка не загружена [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. с изм. и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2001. – 944 с.
2. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / под ред. А. Н. Назарычева. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
3. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
4. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
5. Крючков И. П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Справочник по электротехническим установкам высокого напряжения / под ред. И. А. Баумштейна и В. М. Хомякова. – 2-е изд. – М.: Энергия, 1981. – 656 с.
7. Васильев А. А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
8. Электрическая часть электростанций / под ред. С. В. Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
9. Пинчук Н. Д., Дегусаров Ю. А. Новые разработки ОАО «Электросила» электрооборудования для электростанций // Электрические станции. – 2000. – № 10.
10. Друманович Л. И., Крафт В. П., Цацкин А. Я. Номенклатура и технические возможности ОАО «Новая сила» // Электрические станции. – 2001. – № 5.
11. Мотыгина С. А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1979. – 568 с.
12. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП-Т-88 Минэнерго СССР. – М.: ЦНТИ Информэнерго, 1988. – 252 с.
13. Филатов А. А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
14. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич и др.; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 144 с.
16. Расчёт коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев и др. – М.: Академия, 2005. – 416 с.
17. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в энергетических системах. – М.: Наука, 1970. – 704 с.
18. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. СО 153-34.20.122-2006.
19. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

20. Боботунов П. М., Прохоров А. В. Опыт производства и конструктивные особенности ограничителей перенапряжений // Труды Всероссийской науч.-тех. конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтралей сетей 6–35 кВ». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – С. 126–128.
21. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 964 с.
22. Вайнштейн Р. А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учеб. пособие / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 118 с.
23. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго № 229 от 19 июня 2003. – 145 с.
24. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
25. Околович М. Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
26. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. –3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1974. – 224 с.
27. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.
28. Скалкин Ф. В. Энергетика и окружающая среда / Ф. В. Скалкин, А. А. Канаев, И. З. Копп. – Л. : Энергоиздат, 1981. – 280 с.
29. Жабо В. В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС: учеб. пособие / В. В. Жабо. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
30. Энергетика сегодня и завтра / В. И. Баланчевадзе, А. И. Барановский, В. Л. Блинкин, В. С. Варварский; под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 340 с.
31. РД 34.02.305–98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. Справочник по проектированию подстанций 35–500 кВ / Г. К. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман и др.; под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
32. Лисовский Г. С., Хейфиц М. Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35–750 кВ. – М.: Энергия, 1977. – 464 с.
33. Дорошев К. И. Комплектные распределительные устройства 6–35 кВ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 376 с.
34. Электротехнический справочник. Т.2 / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского и др. – 6-е изд. – М.: Энергоиздат, 1981. – 640 с.
35. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Т. 1. Электроснабжение / под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1966. – 568 с.
36. Белецкий О. В. и др. Обслуживание электрических подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.