**Тема: Электрические станции и подстанции**

**Лекция№7. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.**

Оглавление

[7.1 Структурные схемы электрической части станций 1](#_Toc427400411)

[7.2 Типовые структурные схемы районных подстанций 3](#_Toc427400412)

[7.3 Выбор номинальной мощности трансформатора 4](#_Toc427400413)

[7.4 Выбор генераторов. 7](#_Toc427400414)

# 7.1 Структурные схемы электрической части станций

Структурная схема электрической части станции задает распределение генераторов между РУ различных напряжений, определяет электромагнитные связи (трансформаторные или автотрансформаторные) между РУ и состав блоков генератор — трансформатор. Выбор структурной схемы основывается на сравнении возможных вариантов по технико-экономическим критериям, и лишь в простейших случаях (подстанция с двумя напряжениями, ГЭС с двумя агрегатами и т. п.) составление структурной схемы приводит к однозначному, чаще всего типовому, решению.

Каждый вариант структурной схемы представляет собой технически возможное решение, для которого выбираются трансформаторы и оцениваются приведённые затраты. Вариант с наименьшими приведёнными затратами принимается для дальнейшей проработки схем РУ. Если несколько вариантов попадают в зону неопределённости по приведенным затратам, с учетом капиталовложений, издержек и стоимости потерь, то наилучший вариант выбирается с помощью комплексной оценки качества. Возможно также решение о дальнейшей разработке двух-трех вариантов структурной схемы до вариантов главной схемы электрических соединений.

При составлении структурной схемы станции (подстанции) расчеты токов КЗ не производятся, выключатели выбираются только по номинальным напряжениям и максимальным токам ячеек трансформаторов и автотрансформаторов.

На рис. 7.1 приведены схемы блоков генератор — трансформатор. Укрупнение блоков экономически целесообразно. Однако мощность блока не должна превышать допустимой по условиям устойчивости и резервирования в системе.

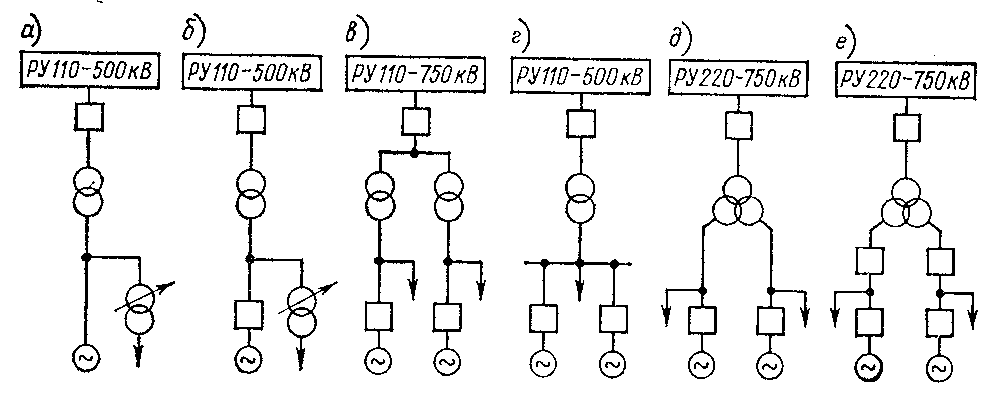


Рис. 7.1. Схемы блоков генератор – трансформатор: а – единичный без генераторного выключателя; б – единичный с генераторным выключателем; в – объединённый; г – укрупнённый; д,е – сдвоенные.

Применение генераторных выключателей снижает число коммутаций в РУ повышенного напряжения и РУСН и повышает надежность работы РУ за счет локализации отказов генератора и турбины. Генераторный выключатель повышает в целом надежность блока, так как упрощает эксплуатацию и позволяет пускать и останавливать блок без переключений СН на резервный трансформатор. С другой стороны, наличие генераторного выключателя как дополнительного элемента понижает безотказность самого блока. Кроме того, для блоков мощностью свыше 500 МВт генераторные выключатели не выпускаются. Для блоков 800 МВт и более освоен выпуск выключателей нагрузки КАГ (комплекс аппаратный генераторный), которые предназначены для включения и отключения генератора, но не позволяют отключать токи КЗ.

В объединённых и укрупнённых блоках и блоках с автотрансформаторами генераторные выключатели ставятся всегда, как и в единичных блоках пиковых электростанций. Генераторные выключатели необходимы также в единичных блоках, если РУ выполняется по схеме многоугольника, схеме 3/2 или 4/з.

Структурные схемы электростанций с мощными блоками показаны на рис. 7.2. Схема *а* применяется в том случае, когда имеется одно повышенное напряжение. При использовании схемы *б* мощность блоков, присоединённых к РУ среднего напряжения, должна быть равна мощности, выдаваемой в сеть среднего напряжения. Схема *в* составлена так, чтобы в РУ среднего напряжения был избыток генерирующей мощности, так как при автотрансформаторной связи передача мощности со стороны высшего в сторону среднего напряжения недопустима по условию загрузки общей обмотки при номинальной нагрузке третичной обмотки. Схема *г* применяется при небольшой доле мощности, выдаваемой на среднем напряжении. Если сеть среднего напряжения имеет незаземлённую или компенсированную

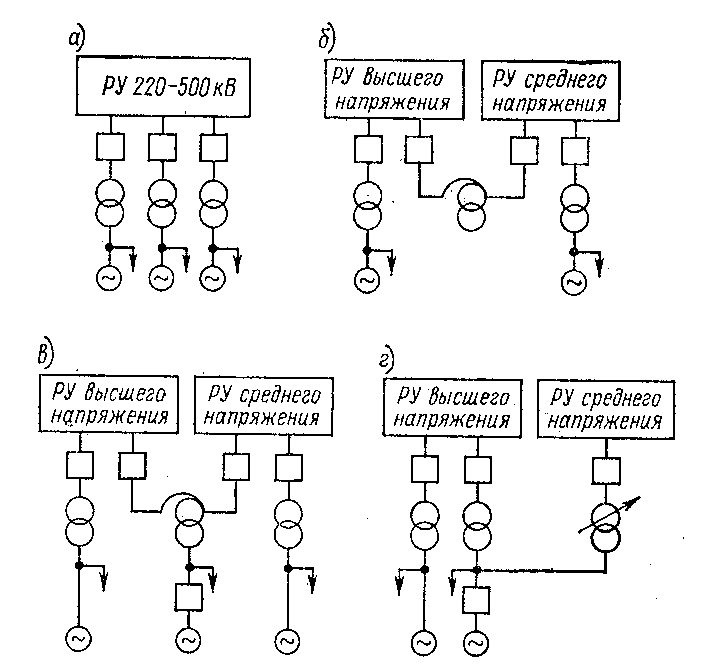


Рис. 7.2. Структурные схемы электростанций с мощными блоками.

нейтраль, то вместо автотрансформаторов в схемах *б* и *в* устанавливаются трехобмоточные трансформаторы.

Структурные схемы ТЭЦ приведены на рис. 7.3.

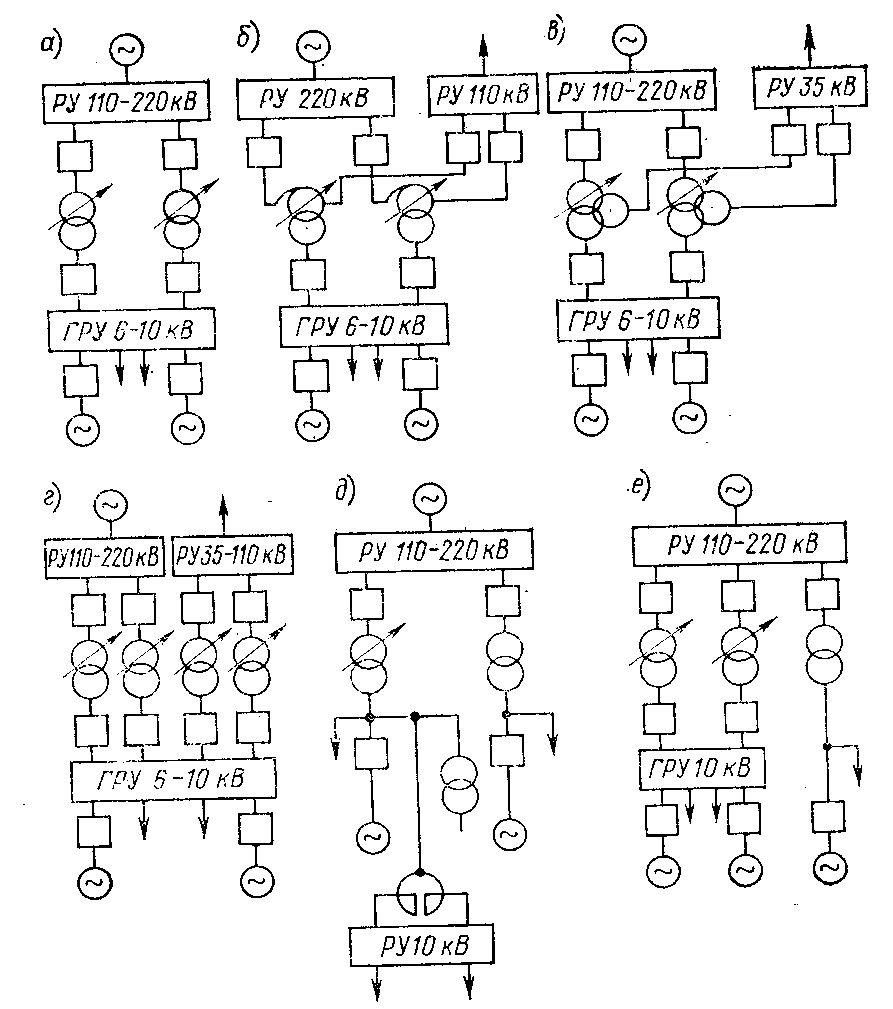


Рис. 7.3. Структурные схемы ТЭЦ

Если мощность местной нагрузки б—10 кВ не менее 50 % установленной мощности, а мощность агрегатов 30—60 МВт, то целесообразны схемы *а, б*. При наличии местной нагрузки на двух напряжениях применяются схемы *в*и*г*. Если мощность местной нагрузки менее 30 % установленной мощности генераторов ТЭЦ, то применяются схемы *д* и *е.* Номинальное напряжение современных генераторов теплофикационных блоков мощностью более 100 МВт—13,8—18 кВ, и, следовательно, местная нагрузка 6—10 кВ может быть присоединена к этим блокам только через понижающий трансформатор, включенный между генераторным выключателем и блочным трансформатором.

# 7.2 Типовые структурные схемы районных подстанций

Типовые структурные схемы районных подстанций с тремя или двумя напряжениями приведены на рис. 7.4. На этих подстанциях устанавливается, как правило, два трансформатора. Структурные схемы узловых подстанций энергосистем составляются на основе оценки направлений и значений

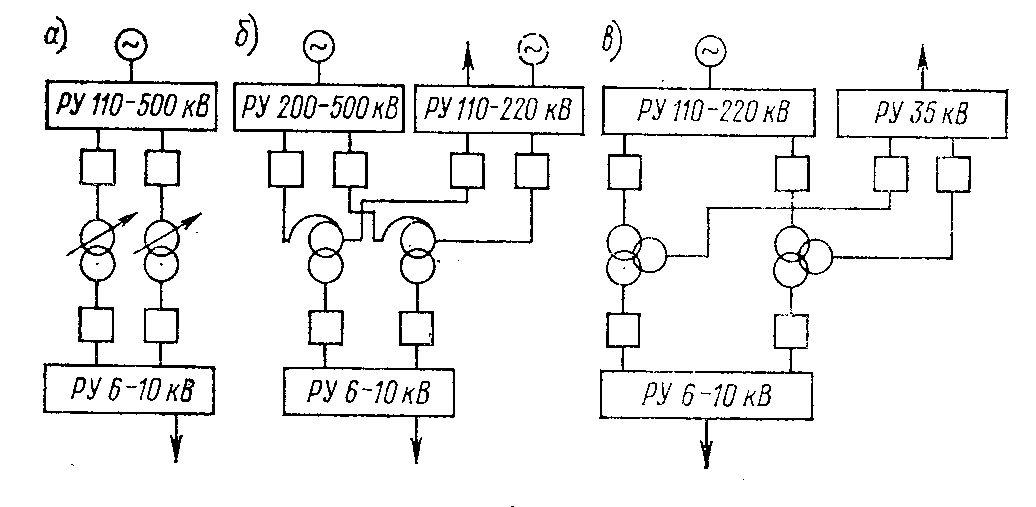


Рис. 7.4 .Типовые структурные схемы районных подстанций.

мощностей в узле при различных режимах и требования надежной связи между сетями при повреждениях трансформаторов и секций шин.

*Выбор трансформаторов.* Выбор трансформаторов заключается в определении их числа, типа и номинальной мощности. Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы. В тех случаях, когда невозможно изготовление трехфазных трансформаторов очень большой мощности или имеются ограничения при транспортировке (железная дорога, горные условия и др.), допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов.

Резервный однофазный трансформатор предусматривается один на девять устанавливаемых однофазных единиц. При установке одной группы однофазных автотрансформаторов для связи между РУ среднего и высшего напряжений возможно обоснование резервной фазы по условиям обеспечения надёжной работы сети. Резервная фаза подключается вместо ремонтируемой путем перекатки и перестановки.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы подстанций и станций (кроме блочных) должны иметь встроенные устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

# 7.3 Выбор номинальной мощности трансформатора

Выбор номинальной мощности трансформатора производится с учётом его перегрузочной способности:

*Sн≥Sрасч/КП*

где *SH*— номинальная мощность трансформатора; *Sрасч*— расчетная мощность, т. е. такая максимальная длительная нагрузка, которую должен выдерживать трансформатор; *Кп*— допустимый коэффициент перегрузки для данного типа трансформатора в заданных условиях, определяемых по ГОСТ.

При определении *Sрасч* принимается во внимание нагрузка на пятый год, если считать с момента ввода сооружения станции, причём учитывается перспектива дальнейшего развития станции на 5—10 лет вперёд.

При блочной схеме соединения генератора с трансформатором, последний должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения.

Если генератор без местной нагрузки включается в блок с повышающим автотрансформатором, то расчетная мощность последнего определяется максимальной нагрузкой третичной обмотки, к которой присоединен генератор:

,

где  - коэффициент типовой мощности автотрансформатора (*UB ,UC* — номинальные высшее и среднее напряжения; *Sтип* — типовая мощность автотрансформатора).

После выбора номинальной мощности автотрансформатора проверяется возможность передачи через него максимальной мощности из РУ среднего в РУ высшего напряжения. Если такой режим нагрузки оказывается недопустимым, то изменяют или число блоков, присоединенных к РУ среднего напряжения, или число автотрансформаторов.

Если суточный график нагрузки генератора, а следовательно, и блочного трансформатора имеет заметно выраженное понижение мощности в ночное время, то при выборе номинальной мощности трансформатора можно учесть его способность к систематическим перегрузкам в дневное время без сокращения срока службы, т. е.

*Sном≥Sрасч /Kп.сист*

где *Кп.сист* — допустимый коэффициент систематических перегрузок, который определяется по графикам нагрузочной способности трансформаторов (мощностью до 250 MB • А включительно) согласно ГОСТ.

На ГЭС расчетные нагрузки обычно имеют место в период паводка. Поскольку в это время ГЭС переходят в базовый режим и графики нагрузок блоков становятся ровными, то при выборе номинальной мощности блочных трансформаторов перегрузочная способность не учитывается.

Расчетная мощность автотрансформаторов связи, включенных между РУ высшего и среднего напряжения, определяется на основе анализа перетоков мощности между этими РУ в нормальном и аварийном режимах. В частности, необходимо рассматривать отключение одного из блоков, присоединённых к РУ среднего напряжения. При выборе числа автотрансформаторов связи учитывается, во-первых, требуемая надежность электроснабжения потребителей сети среднего напряжения, а, во-вторых, — допустимость изолированной работы блоков на РУ среднего напряжения. Если нарушение связи между РУ высшего и среднего напряжений влечет за собой недоотпуск электроэнергии потребителям или окажется, что минимальная нагрузка сети среднего напряжения ниже технологического минимума мощности отделившихся блоков, то предусматриваются два автотрансформатора связи.

Для трансформаторов, связывающих РУ генераторного и повышенного напряжений ТЭЦ, составляются и анализируются предполагаемые графики нагрузки трансформаторов связи; в нормальном режиме (зимой и летом); при отключении одного из работающих генераторов; при необходимости мобилизации вращающегося резерва, когда мощность генераторов ТЭЦ увеличивается до номинальной.

Мощность, передаваемая через трансформаторы связи, в общем случае (при разных коэффициентах мощности генераторов, местной нагрузки и собственных нужд)

,

где *PΣГ, QΣГ*—суммарная активная и реактивная мощности генераторов, присоединённых к РУ генераторного напряжения.

Руководствуясь требованиями надёжности тепло- и электроснабжения местного потребителя, на ТЭЦ, как правило, предусматривают два трансформатора связи с системой. При выборе номинальной мощности трансформаторов связи учёт их нагрузочной способности зависит от режима, определившего расчётную (наибольшую) мощность. Если вероятность расчётного режима достаточно велика (плановое или аварийное отключение одного генератора на станции, аварийная ситуация в системе), то при выборе номинальной мощности можно допускать лишь перегрузку без сокращения срока службы, т. е. использовать коэффициент *Кп.сист* В тех случаях, когда расчётный режим маловероятен (отказ одного из трансформаторов связи), при выборе *Sном* используется коэффициент допустимой аварийной перегрузки *Kп.ав*.

Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

Установка одного трансформатора возможна в следующих случаях:

от подстанции питаются неответственные приёмники, причём на случай отказа трансформатора предусмотрен централизованный трансформаторный резерв с возможностью замены повреждённого трансформатора в течение суток, не более;

для резервирования питания потребителей первой и второй категорий в сетях среднего и низшего напряжений имеются вторые источники питания, причём для потребителей первой категории обеспечен автоматический ввод резерва.

Так как большей частью от подстанций питаются потребители всех трех категорий и питание от системы подводится лишь со стороны высшего напряжения, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов. На очень мощных узловых подстанциях может оказаться экономически целесообразной установка трех-четырёх трансформаторов (ав­тотрансформаторов) .

На однотрансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформатора выбирается с учётом возможности систематических перегрузок:

*Sрасч=Pmax/cosφ≤Sном Kп.сист,*

где *Рmax* — максимальная нагрузка наиболее загруженной обмотки трансформатора, ожидаемая на 5-й год с момента ввода первого трансформатора.

При установке на подстанции *NT* трансформаторов (*NT* >1) расчётным режимом является отказ одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе с учётом их аварийной перегрузки должны передать всю необходимую мощность:

.

При проектировании принимается *Кп.ав=1,4* (ГОСТ). Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, что коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 ч в сутки.

# 7.4 Выбор генераторов

Турбогенераторы для ТЭС и АЭС выпускаются номинальной мощностью 2,5; 4,0; 6,0; 12; 30; 50; 60(63); 100; 150(160); 200; 220; 300; 500; 800; 1200 МВт. Выбор номинальной мощности агрегатов станций осуществляется еще на стадии ТЭД, число и мощность генераторов входят в задание на проектирование. В ходе рабочего проектирования могут лишь уточняться номинальное напряжение и исполнение машины (система охлаждения, системы возбуждения и завод-изготовитель).

Гидрогенераторы выпускаются на номинальные мощности от 8 до 750 МВт в вертикальном и горизонтальном исполнении. Для средних и крупных ГЭС гидрогенераторы выполняются заводом-изготовителем по индивидуальному заказу. На ГАЭС наряду с гидрогенераторами применяются синхронные двигатели и обратимые машины как серийного, так и индивидуального изготовления, мощностью от единиц до сотен мегаватт. По сравнению с турбогенераторами гидрогенераторы являются тихоходными машинами. Частота вращения их *nном* выбирается от 50 до 500 об/мин в зависимости от частоты вращения гидротурбин. Номинальная мощность генератора *Рном* определяется (в киловаттах) по мощности турбины *Nтурб*:

*Pном=Nтурб ηГ*,

где *ηГ* — КПД генератора.

Полная номинальная мощность (в киловольт-амперах)

*Sном=Pном/cosφном,,*

где *cos φном*— номинальный коэффициент мощности, задаваемый на стадии ТЭД.

По значениям величин *Sном*, *Pном* и *nном* выбирается прототип из числа выпускавшихся ранее гидрогенераторов (по каталогам заводов-изготовителей и справочникам).

Если значения *Sном*, *Pном* и *nном* совпадают со значениями *Sном’*, *Pном’* и *nном’* для прототипа, то этот тип генератора и выбирается для установки на ГЭС.

Если удаётся подобрать прототип, у которого частота вращения равна заданной, а мощность отличается от заданной не более чем на 10—15 %, то заказывается генератор с диаметром расточка статора, равным диаметру у прототипа, и высотой активной стали

*lt=l’sSном/S’ном,*

где *l’t*— высота активной стали у генератора-прототипа.

Если удаётся подобрать прототип, у которого не равны, но близки значения (отличаются не более чем на 10%), *nном* и *n’ ном*, *Sном* и *S’ном*, товысота активной стали принимается равной

.

При отсутствии прототипа, близкого по заданным параметрам *Sном* и *nном*, необходимы специальный расчёт главных размеров синхронной машины и составление задания на ее проектирование в КБ завода-изготовителя.

Номинальные напряжения синхронных генераторов принимаются .равными: при мощности до 50 МВт — 6,3; 10,5 кВ; 100—150 МВт—10,5; 15,75; 18 кВ; 200 МВт—15,75; 20 кВ; 200—500 МВт —20; 21; 24 кВ; 800—1000 МВт —24; 27 кВ; 1200 МВт —24 кВ.

*Режимы нейтралей в схемах электростанций.* Как известно, режим нейтралей в схемах энергоустановок определяется классом напряжения и уровнем тока замыкания фазы на землю.

В блочных трансформаторах , соединенных с РУ 330 кВ и более, нейтрали заземляются обычно без промежуточных элементов, т.е. глухо.

В блочных трансформаторах, соединенных с РУ 110 – 220 кВ нейтрали часто заземлены, но иногда для уменьшения больших токов однофазного замыкании у части блочных трансформаторов они могут разземляться с соблюдением условия *Кз≤1,4*.

У автотрансформаторов (на станциях это обычно автотрансформаторы связи) нейтрали всегда заземлены по условию эксплуатации автотрансформаторов.

Если на электростанции имеется РУ 35 кВ, то применяются двухобмоточные или трехобмоточные (в зависимости от числа РУ) трансформаторы связи. На стороне 35 кВ они работают с режимом изолированной или компенсированной нейтрали (в зависимости от уровня тока замыкания на землю), а на стороне 110 – 220 кВ – с режимом заземлённой нейтрали.

Все генераторы электростанций работают с изолированным режимом нейтрали.

В системе питания собственных нужд тепловых станций 6 кВ используется изолированный режим нейтрали. В системе питания собственных нужд 0,4 кВ используется четырёхпроводная сеть с глухим заземлением нейтрали.