

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Распределительное устройство (РУ) - электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики, телемеханики, связи и измерений.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) - РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) - РУ, оборудование которого расположено в помещении.

Комплектное распределительное устройство - РУ, состоящее из шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, защиты и автоматики и соединительных элементов (например, токопроводов), поставляемых в собранном или полностью подготовленном к сборке виде.

Комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) - РУ, в котором основное оборудование заключено в оболочки, заполненные элегазом (SF_6), служащим изолирующей и/или дугогасящей средой.

Комплектное распределительное устройство, предназначенное для внутренней установки, сокращенно обозначается КРУ, а для наружной - КРУН. Разновидностью КРУ является КСО - камера сборная одностороннего обслуживания.

Трансформаторная подстанция - электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения энергии и состоящая из трансформаторов, РУ, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений.

Присоединенная ПС (РУ) - ПС (РУ), непосредственно примыкающая к основному зданию электростанции или промышленного предприятия.

Встроенная ПС (РУ) - ПС (РУ), занимающая часть здания.

Внутрицеховая ПС (РУ) - ПС (РУ), расположенная внутри цеха открыто (без ограждения), за сетчатым ограждением, в отдельном помещении.

Комплектная трансформаторная ПС (КТП) - ПС, состоящая из трансформаторов, блоков (КРУ и КРУН) и других элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном на заводе-изготовителе к сборке виде.

Столбовая трансформаторная ПС (СТП) - открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на одностоечной опоре ВЛ на высоте, не требующей ограждения ПС.

Мачтовая трансформаторная ПС (МТП) - открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на конструкциях (в том числе на двух и более стойках опор ВЛ) с площадкой обслуживания на высоте, не требующей ограждения ПС.

Распределительный пункт - РУ 6-500 кВ с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав ПС.

Секционирующий пункт - пункт, предназначенный для секционирования (с автоматическим или ручным управлением) участка линий 6-20 кВ.

Камера - помещение, предназначенное для установки аппаратов, трансформаторов и шин.

Закрытая камера - камера, закрытая со всех сторон и имеющая сплошные (не сетчатые) двери.

Огражденная камера - камера, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями.

Здание вспомогательного назначения (ЗВН) - здание, состоящее из помещений, необходимых для организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ПС.

ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Виды схем и их назначение

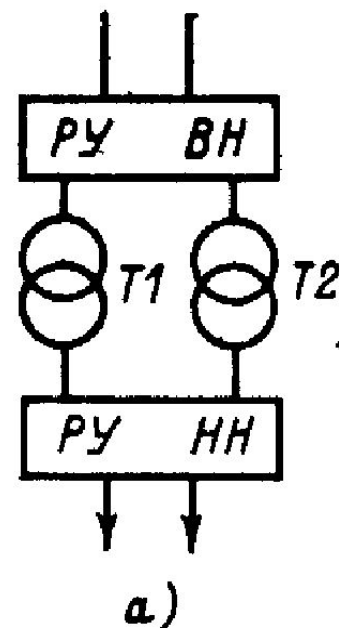
Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) — это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

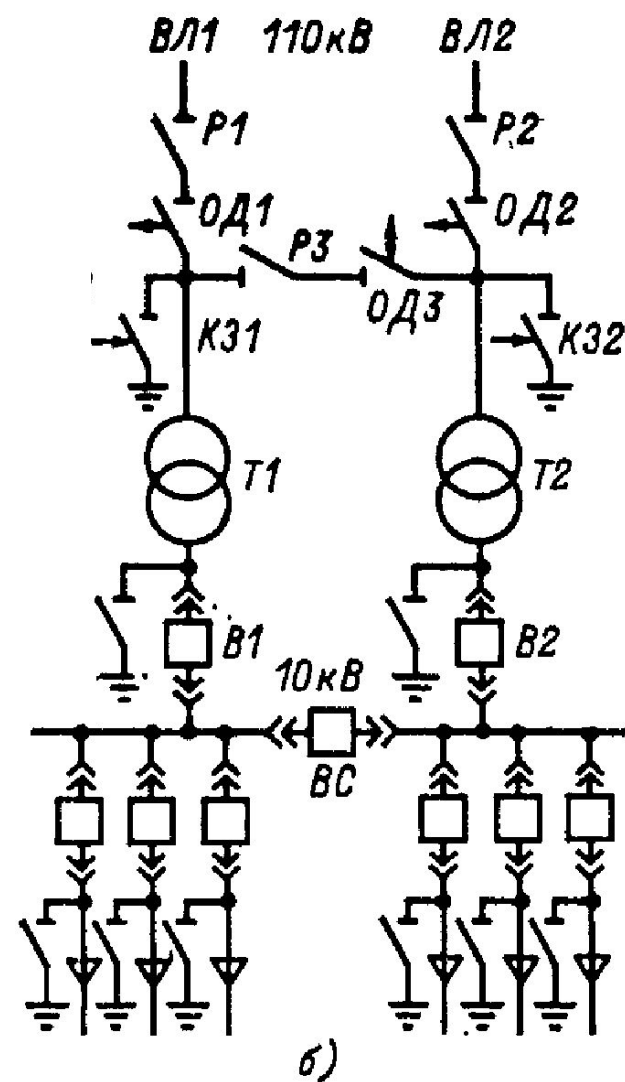
Главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки. Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной главной схемой применяются упрощенные *оперативные схемы*, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется *структурная схема* выдачи электроэнергии, на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки. Функциональные части структурных схем изображаются в виде прямоугольников ([рис. 1, а](#)). Никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т. д.) на схеме не показывают.



На [рис. 1, б](#) показана главная схема этой же подстанции без некоторых аппаратов — трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Такая схема является *упрощенной принципиальной схемой* электрических соединений. На полной принципиальной схеме ([рис. 1, в](#)) указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов. В *оперативной* схеме ([рис. 1, г](#)) условно показаны разъединители и заземляющие ножи. Действительное положение этих аппаратов (включено, отключено) показывается на схеме дежурным персоналом каждой смены.



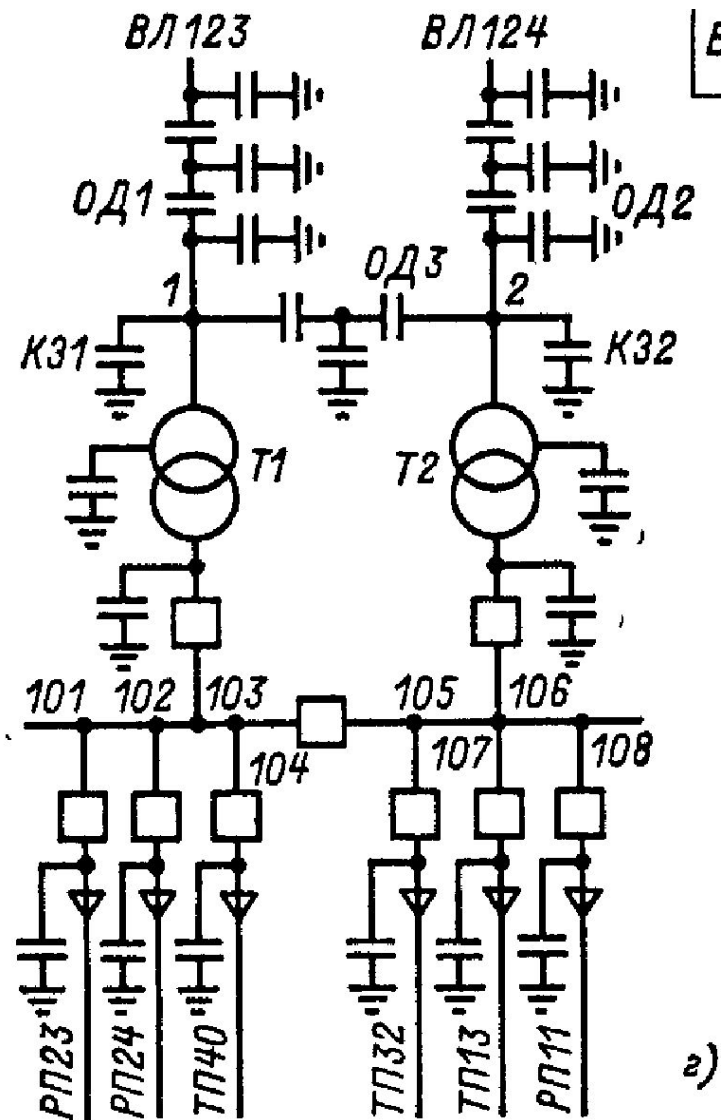
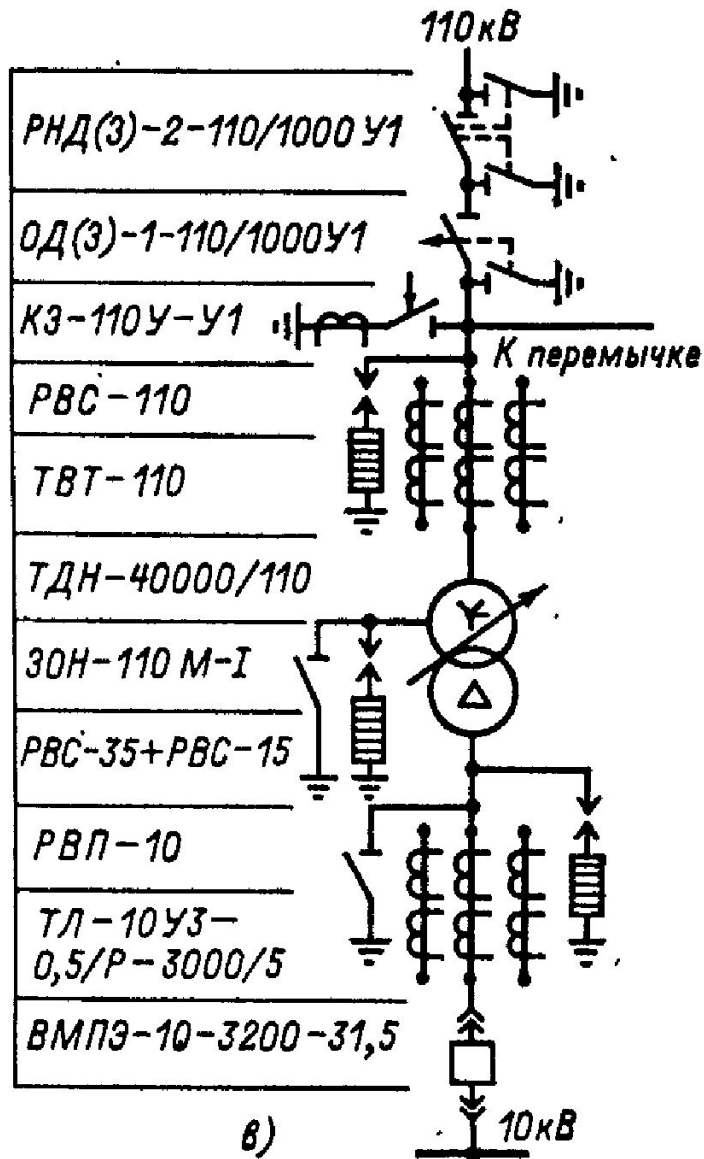


Рис. 1. Виды схем (на примере подстанции 110/10 кВ).
 в — полная принципиальная; з — оперативная.

Основные требования к главным схемам электроустановок

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

Значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы. Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно отличаются по своему назначению. Одни из них, *базисные*, несут основную нагрузку, другие, *пиковые*, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанции определяет ее схему.

Положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, объединяющие на параллельную работу несколько электростанций. В этом случае через шины происходит транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Схемы расщепителей 6—10 кВ зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т. п.

Категория потребителей по степени надежности электроснабжения. Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения разделяются на три категории.

Электроприемники *первой категории* — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства при нарушениях электроснабжения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания, перерыв допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории предусматривается дополнительное питание от третьего независимого источника питания. Независимыми источниками питания могут служить местные электростанции, электростанции энергосистем, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Электроприемники *второй категории* — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприемники *третьей категории* — все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Перспектива расширения и промежуточные этапы, развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети. Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы.

Поэтапное развитие схемы распределительного устройства электростанции или подстанции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов КЗ. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств.

Основные требования к схемам:

надежность электроснабжения потребителей;

приспособленность к проведению ремонтных работ;

оперативная гибкость электрической схемы;

экономическая целесообразность.

Надежность — свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать категории потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей.

Оперативная гибкость электрической схемы определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанционным приводом. Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки — инвестициями, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

Схемы выдачи электроэнергии на электростанциях и подстанциях

Схема выдачи электроэнергии зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов) и распределения нагрузки между РУ разного напряжения.

На [рис. 2](#) показаны структурные схемы выдачи электроэнергии на ТЭЦ. Такие станции обычно имеют потребителей на генераторном напряжении 6—10 кВ, что вызывает необходимость сооружения генераторного распределительного устройства (ГРУ).

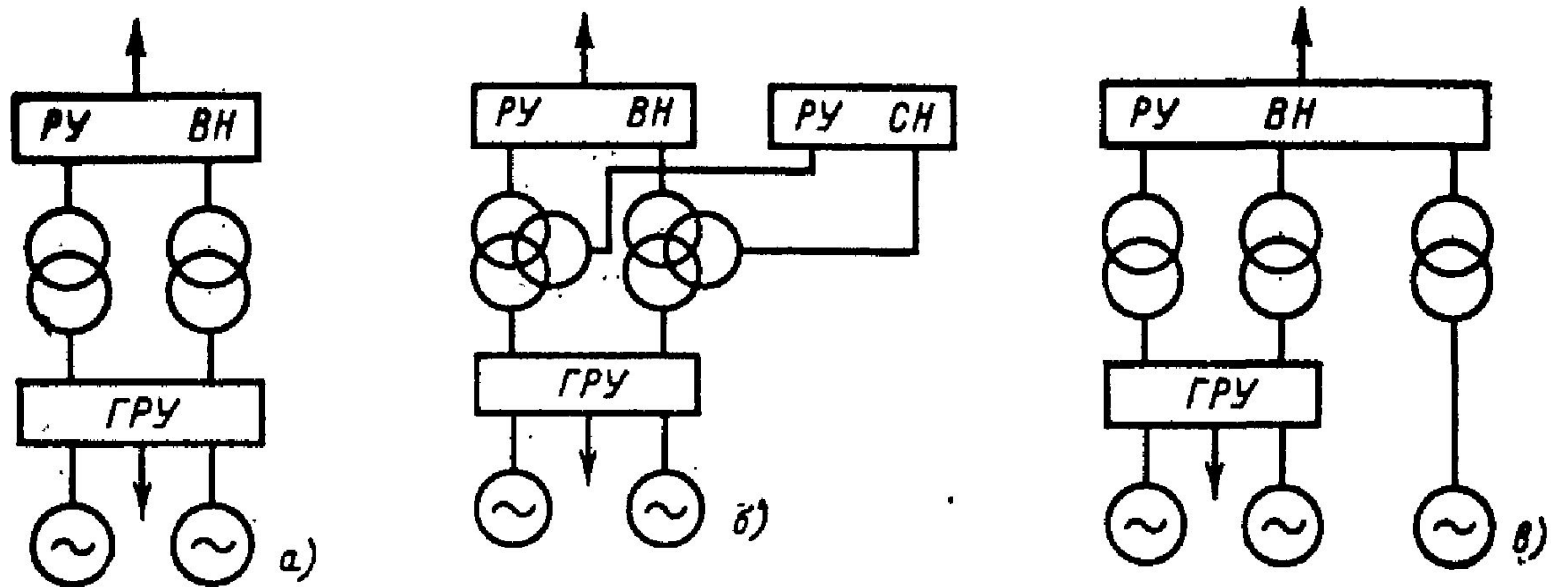


Рис. 2. Структурные схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ.

Для связи с энергосистемой на ТЭЦ кроме ГРУ сооружается распределительное устройство высшего напряжения (РУ ВН).

Если вблизи ТЭЦ имеются энергоемкие производства, то питание их может осуществляться по линиям 35 кВ и выше. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН) [рис. 2, б](#).

При установке на ТЭЦ мощных генераторов 100, 250 МВт которые имеют номинальное напряжение 13,8—20 кВ, они присоединяются непосредственно к РУ ВН блоками генератор-трансформатор ([рис. 2, в](#)).

Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов).

На [рис. 3](#) показаны схемы выдачи электроэнергии электростанций с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении (КЭС, ГЭС, АЭС).

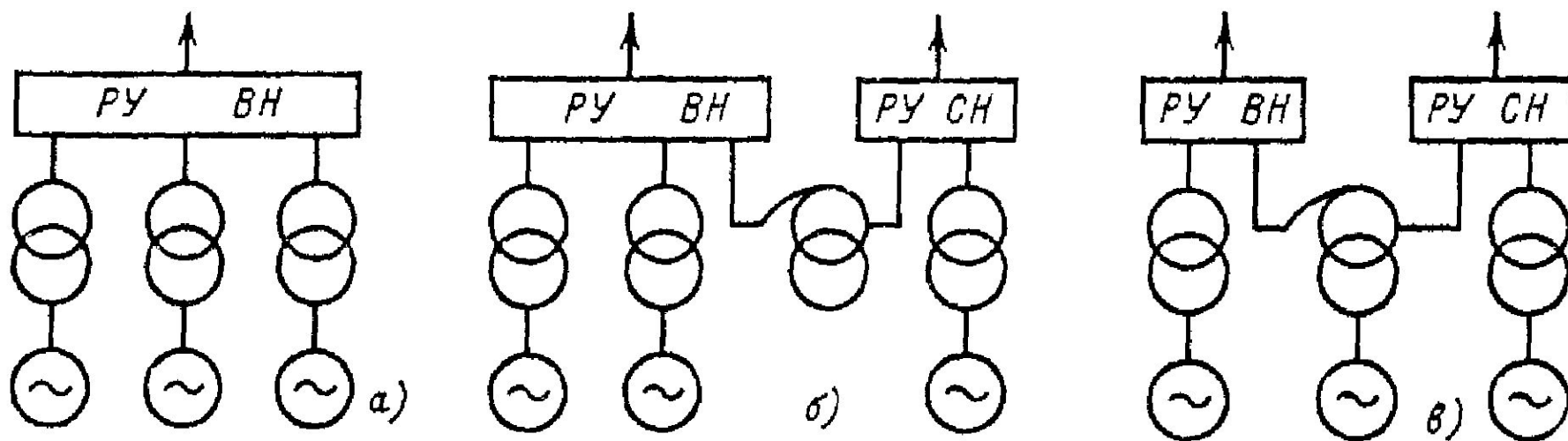


Рис. 3. Структурные схемы выдачи электроэнергии мощными электростанциями (КЭС, ГЭС, АЭС).

Отсутствие потребителей вблизи таких электростанций избавляет от ГРУ. Каждый генератор соединяется с повышающим трансформатором часто без установки выключателя на генераторном напряжении. Такое соединение называется *блочным*. Параллельная работа блоков генератор-трансформатор осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство ([рис. 3, а](#)). Параллельная работа блоков генератор-трансформатор осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство (рис. 3, а). Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжении, то связь между ними осуществляется трансформатором (автотрансформатором) связи ([рис. 3, б](#)). Параллельная работа блоков генератор-трансформатор осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство (рис. 3, а). Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжении, то связь между ними осуществляется трансформатором (автотрансформатором) связи (рис. 3, б) или автотрансформатором, установленным в блоке с генератором ([рис. 3, в](#)).

На [рис. 1, а](#) показана схема приема и выдачи электроэнергии на подстанции с двухобмоточными трансформаторами. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, трансформируется и распределяется в РУ НН.

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции кроме РУ НН сооружаются РУ ВН и РУ СН и устанавливаются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

Выбор той или иной структурной схемы электростанции и подстанции производится на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов, для чего в первую очередь необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

Выбор числа и мощности трансформаторов связи на ТЭЦ

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, предусматривается установка трансформаторов для связи этих шин с шинами повышенного напряжения. Такая связь необходима для выдачи избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и для резервирования питания нагрузок на напряжении 6—10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов.

Число трансформаторов связи обычно не превышает двух и выбирается из следующих соображений:

При трех или более секциях сборных шин ГРУ два трансформатора связи позволяют создать симметричную схему и уменьшить перетоки мощности между секциями при отключении одного генератора.

При выдаче в энергосистему от ТЭЦ значительной мощности, соизмеримой с мощностью вращающегося резерва энергосистемы (10—12% общей установленной мощности энергосистемы), также необходима установка двух трансформаторов. В этом случае обеспечивается надежная выдача избыточной мощности в энергосистему.

В остальных случаях, когда ГРУ состоит из одной-двух секций и выдаваемая в систему мощность невелика, допустима установка одного трансформатора связи.

Трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок распределительного устройства генераторного напряжения в период минимума нагрузки, включая нерабочие дни.

На [рис. 4](#) приведена схема выдачи электроэнергии ТЭЦ, где условно показаны сборные шины генераторного и высшего напряжения.

Мощность, передаваемая через трансформатор, определяется с учетом различных значений $\cos\phi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд

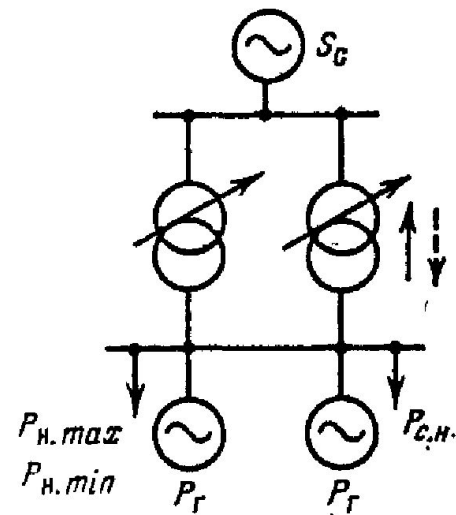


Рис. 4. К выбору трансформаторов связи.

$$S = \sqrt{(\Sigma P_G - P_H - P_{с.н.})^2 + (\Sigma Q_G - Q_H - Q_{с.н.})^2} \quad (1)$$

где ΣP_G , ΣQ_G — суммарная активная и реактивная мощность генераторов, присоединенных, к сборным шинам; P_H , Q_H — активная и реактивная нагрузка на генераторном напряжении; $P_{с.н.}$, $Q_{с.н.}$ — активная и реактивная нагрузка собственных нужд.

Определяют мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах:

- в режиме минимальных нагрузок, подставляя в (1) $P_{н,min}$, $Q_{н,min}$, находят S_1 ;
- в режиме максимальных нагрузок ($P_{н,max}$, $Q_{н,max}$) находят S_2 ;
- в аварийном режиме при отключении самого мощного генератора (изменяется величина $\Sigma P_{г}$, $\Sigma Q_{г}$) находят S_3 .

Мощность выбранных трансформаторов должна быть больше каждой из полученных величин S_1 , S_2 , S_3 .

В нормальном режиме трансформаторы связи не должны перегружаться.

При выходе из строя одного трансформатора второй может быть перегружен только кратковременно в соответствии с допустимыми аварийными перегрузками.

Трансформаторы связи могут работать как повышающие в режиме выдачи мощности в энергосистему и как понижающие при передаче мощности из энергосистемы. Поэтому требуется регулирование напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ, кроме нагрузок 6—10 кВ, имеются нагрузки на 35 кВ ([рис. 2. б](#)), составляющие не менее 15% общей нагрузки трансформатора, а связь с электросистемой осуществляется на напряжении 110 кВ.

При нагрузке на 35 кВ менее 15% устанавливаются двухобмоточные трансформаторы 35/6—10 кВ.

Выбор мощности трехобмоточных трансформаторов производится по загрузке обмоток низшего напряжения, которая определяется в трех указанных выше режимах по (1).

Выбор числа и мощности трансформаторов связи на КЭС, ГЭС и АЭС

На мощных КЭС, ГЭС и АЭС выдача электроэнергии в энергосистему происходит на двух, а иногда на трех повышенных напряжениях ([рис. 3, б, в](#)).

Связь между распределительными устройствами напряжения осуществляется автотрансформаторами.

Мощность автотрансформаторов выбирается по максимальному перетоку между РУ ВН и РУ СН, который определяется по наиболее тяжелому режиму. Расчетным режимом может быть выдача мощности из РУ СН в РУ ВН, имеющего связь с энергосистемой. При этом необходимо учитывать в расчете минимальную нагрузку на шинах СН. Более тяжелым может оказаться режим передачи мощности из РУ ВН в РУ СН при максимальной нагрузке на шинах СН и отключении одного из блоков, присоединенных к этим шинам.

Число автотрансформаторов связи определяется схемой прилегающего района энергосистемы. При наличии дополнительных связей между линиями высшего и среднего напряжения в энергосистеме может быть установлен один автотрансформатор. Если такой связи в энергосистеме нет, то устанавливаются два автотрансформатора.

Возможна установка автотрансформаторов в блоке с генератором ([рис. 3, б](#)). В этом случае мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгодности. Известно, что обмотка низшего напряжения автотрансформатора рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора

$$S_{\text{НН}} = S_{\text{тип}} = k_{\text{выг}} \square S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность автотрансформатора по каталогу; $k_{\text{выг}}$ — коэффициент выгодности.

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора, то

$$S_{\Gamma} = S_{\text{НН}} = k_{\text{ВЫГ}} \square S_{\text{НОМ}},$$

откуда

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma}}{k_{\text{ВЫГ}}} \quad (2)$$

Коэффициент $k_{\text{ВЫГ}}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора $n_{\text{ВС}}$ и находится в пределах 0,33 — 0,667.

Соответственно мощность автотрансформатора в блоке с генератором составляет

$$S_{\text{НОМ}} = 3 \square 1,5 S_{\Gamma}.$$

Увеличение мощности автотрансформатора при установке его в блоке с генератором снижает эффективность применения схемы связи, показанной на [рис. 3, в](#). В этой схеме автотрансформатор работает в комбинированном режиме, т. е. передает электроэнергию со стороны низшего напряжения на сторону высшего или среднего напряжения и осуществляет переток между РУ среднего и высшего напряжения. Комбинированные режимы требуют строгого контроля загрузки обмоток.

Окончательный выбор того или иного способа присоединения автотрансформаторов должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. В этом случае обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Если нагрузкой подстанции являются потребители третьей категории, устанавливается один трансформатор.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации, считая с момента ввода первого трансформатора. *На однострансформаторной подстанции мощность трансформатора выбирается по условию*

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi} \quad (3)$$

где P_{max} — суммарная активная нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет, $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

При выборе номинальной мощности трансформатора следует учесть возможность его систематической перегрузки.

При числе трансформаторов $n > 1$ мощность каждого из них выбирается по условию

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{P_{\text{max}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{ав}} \cdot (n - 1) \cdot \cos \varphi} \quad (4)$$

где P_{max} — то же, что и выше; k_{1-2} — коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории; $k_{\text{ав}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора.

Подставляя в эту формулу среднее значение $\cos \varphi$, коэффициента k_{1-2} , а также учитывая допустимую аварийную или систематическую перегрузку трансформаторов, получаем для двухтрансформаторной подстанции

$$S = 0,65 \square 0,7 S_{\text{max}} \quad (5)$$

Трансформаторы, выбранные по условию (5), обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов $0,6—0,7 S_{\text{НОМ}}$, а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов.

При выборе мощности автотрансформаторов, к обмотке НН которых присоединены синхронные компенсаторы, необходимо проверить загрузку общей обмотки автотрансформатора

$$S_O = \sqrt{(k_{\text{ВЫГ}} \cdot P_B + P_{\text{НН}})^2 + (k_{\text{ВЫГ}} \cdot Q_B + Q_{\text{НН}})^2}$$

Технико-экономическое сравнение при выборе схем выдачи электроэнергии

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными приведенными затратами

$$Z = p_n \square K + I + U, \quad (6)$$

где K — капиталовложение на сооружение электроустановки; p_n — нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12; I — годовые эксплуатационные издержки; U — ущерб от недоотпуска электроэнергии.

годовые эксплуатационные издержки — определяется по формуле

$$И = \frac{P_a + P_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \quad (7)$$

где p_a, p_o — отчисления на амортизацию и обслуживание, %; ΔW — потери электроэнергии; β — стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau \quad (8)$$

где S_{max} — расчетная (максимальная) нагрузка трансформатора; T — продолжительность работы трансформатора); τ — продолжительность максимальных потерь определяется по кривой [рис. 5](#) в зависимости от продолжительности использования максимальной нагрузки T_{max} .

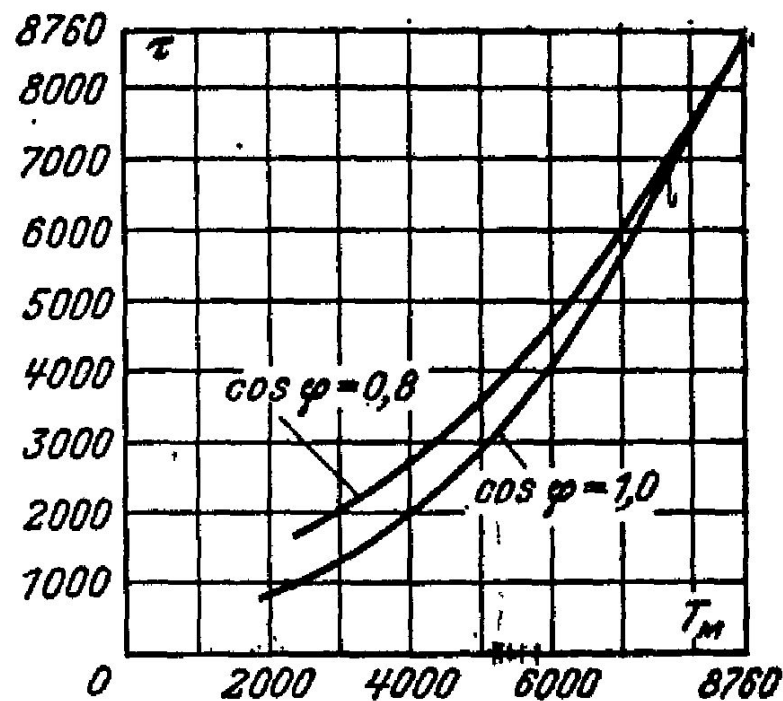


Рис. 5. Зависимость продолжительности максимальных потерь от продолжительности использования максимальной нагрузки.

Потери электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе (автотрансформаторе)

$$\begin{aligned} \Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_{к,В} \cdot \left(\frac{S_{max,В}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{,В} + \Delta P_{к,С} \cdot \left(\frac{S_{max,С}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{,С} + \\ + \Delta P_{к,Н} \cdot \left(\frac{S_{max,Н}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_{,Н} \end{aligned} \quad (9)$$

где индексами В, С, Н обозначены величины, относящиеся соответственно к обмоткам ВН, СН, НН. Величины $\tau_{В}$, $\tau_{С}$, $\tau_{Н}$ определяются по соответствующим T_{max} аналогично вышеописанному.

Если мощности всех трех фаз обмоток одинаковы, то принимают:

$$\Delta P_{к,В} = \Delta P_{к,С} = \Delta P_{к,Н} = 0,5 \square \Delta P_{к,В-Н}$$

Потери электроэнергии в трехфазных автотрансформаторах при условии, что мощность обмотки НН составляет

$$S_{\text{НОМ}} = k_{\text{ВЫГ}} \square S_{\text{НОМ}},$$

определяются по (9), где потери в обмотках ВН, СН, НН отнесены к номинальной мощности автотрансформатора

$$\Delta P_{\text{к, В}} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{\text{к, В-С}} + \frac{\Delta P_{\text{к, В-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} - \frac{\Delta P_{\text{к, С-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} \right) \quad (10)$$

$$\Delta P_{\text{к, С}} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{\text{к, В-С}} + \frac{\Delta P_{\text{к, С-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} - \frac{\Delta P_{\text{к, В-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} \right) \quad (11)$$

$$\Delta P_{\text{к, Н}} = 0,5 \cdot \left(\frac{\Delta P_{\text{к, В-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} + \frac{\Delta P_{\text{к, С-Н}}}{k_{\text{ВЫГ}}^2} - \Delta P_{\text{к, В-С}} \right) \quad (12)$$

Потери электроэнергии в нескольких параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta W = n \square \Delta W,$$

где ΔW определяется по (8) или (9).

Ущерб от недоотпуска электроэнергии определяется только в том случае, если сравниваемые варианты имеют существенное различие по надежности питания.