**Тема:** Схемы электрические электростанций и подстанций

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

а) 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.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых слу­чаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

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 (мощно­сти), 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.

б) 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 различаются 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 даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребите­лей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций 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, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростан­ций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую — 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 распредустройств 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 разделяют на три категории.

Электроприемники I 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.

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

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

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

Электроприемники II 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, взаимно резервирующих друг друга, для них допустимы перерывы на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного пер­сонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной ли­нии, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При нали­чии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредив­шего трансформатора за время не более 1 сут допускается питание от одного трансформатора.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемни­ки, не подходящие под определения I и II категорий.

Для этих электроприемников электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превы­шают 1 сут.

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. По­скольку строительство крупных электростанций ведется очередями, то при выборе схемы электроустановки учитывается количество агрегатов и ли­ний, вводимых в первую, вторую, третью очереди и при окончательном развитии ее.

Для выбора схемы подстанции важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, а поэтому на раз­личных этапах развития энергосистемы схема Подстанции может быть разной.

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.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить 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 в целом 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 характеру {категории) потребителей, получающих питание от данной электроуста­новки.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью наруше­ния электроснабжения потребителей и относительным аварийным резер­вом, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Приспособленность электроустановки к проведе­нию ремонтов определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать данное присоедине­ние на все время ремонта, в других схемах требуется лишь временное от­ключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы; в третьих ремонт выключателя производится без нарушения элек­троснабжения даже на короткий срок. Таким образом, приспособленность для проведения ремонтов рассматриваемой схемы можно оценить количе­ственно частотой и средней продолжительностью отключений потребите­лей и источников питания для ремонтов оборудования.

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. Если все опе­рации осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автомати­ки, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продол­жительностью оперативных переключений.

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

в) Структурные схемы электростанций и подстанций

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и на­грузки между распределительными устройствами (РУ) разного напряжения и связи между этими РУ.

На рис. 1 показаны структурные схемы ТЭЦ. Если ТЭЦ сооружается вблизи потребителей электроэнергии U = 6 ÷ 10 кВ, то необходимо иметь распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Количе­ство генераторов, присоединяемых к ГРУ, зависит от нагрузки 6—10 кВ. На рис. 1, а два генератора присоединены к ГРУ, а один, как правило, бо­лее мощный, — к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН). Линии 110 — 220 кВ, присоединенные к этому РУ, осуществляют связь с энергосистемой.

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких про­изводств, то питание их может осуществляться по ВЛ 35 — 110 кВ. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН) (рис. 1, б). Связь между РУ разного напряжения осу­ществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или авто­трансформаторов.

При незначительной нагрузке (6—10 кВ) целесообразно блочное соеди­нение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить комплектное РУ для присоедине­ния потребителей 6—10 кВ (рис. 1, в). Мощные энергоблоки 100 — 250 МВт присоединяются к РУ ВН без отпайки для питания потребителей. Совре­менные мощные ТЭЦ обычно имеют блочную схему.



Рисунок1. Структурные схемы ТЭЦ



Рисунок 2. Структурные схемы КЭС, ГЭС, АЭС



Рисунок 3. Структурные схемы подстанций

На рис. 2 показаны структурные схемы электростанций с преимуще­ственным распределением электроэнергии на повышенном напряжении (КЭС, ГЭС, АЭС). Отсутствие потребителей вблизи таких электростанций позволяет отказаться от ГРУ. Все генераторы соединяются в блоки с по­вышающими трансформаторами. Параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распреде­лительное устройство (рис. 2, а).

Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжении, то связь между РУ осуществляется автотрансформатором связи (рис. 2,б) или автотрансформатором, установленным в блоке с генератором (рис. 2, в).

На рис. 3 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 3, а) электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ ВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ НН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис. 3, б). Возможно сооружение подстанций с двумя PУ среднего напряжения, РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два трансформатора (рис.3, в).

Выбор той или иной структурной схемы электростанции или подстанции производится на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов.

**СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНЕ 6-10 кB**

а) Схема с одной системой сборных шин

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6—10 кВ является схема с одной несекционированной системой сборных шин (рис. 4, а).

Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6-10 кВ при­соединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъедините­лей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах; При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выклю­чатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отклю­чения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS 2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства ра­бот. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы.



Рисунок 4. Схемы с одной системой сборных шин, несекционированных (а) и секциони­рованных выключателями (б)

Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные рас­пределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позво­ляет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки.

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять на­пряжение со сборных шин, т. е. отключить источники питания. Это приво­дит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта.

При КЗ на линии, например в точке К1 (рис. 4, а), должен отключить­ся соответствующий выключатель (Q4), а все остальные присоединения должны остаться в работе; однако при отказе этого выключателя отклю­чатся выключатели источников питания Q5, Q6, вследствие чего сборные шины останутся без напряжения. Короткое замыкание на сборных шинах (точка К2) также вызывает отключение источников питания, т. е. прекра­щение электроснабжения потребителей. Указанные недостатки частично устраняются путем разделения сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания.

На рис. 4,б показана схема с одной системой сборных шин. секциони­рованной выключателем. Схема сохраняет все достоинства схем с одиноч­ной системой шин; кроме того, авария на сборных шинах приводит к от­ключению только одного источника и половины потребителей; вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономич­ность, достаточно высокая надежность, что можно подтвердить на при­мере присоединения главной понизительной подстанции (ГПП) к шинам электроустановки двумя линиями W3, W4 (рис. 4,б). При повреждении одной линии (КЗ в точке К2) отключаются выключатели Q2, Q3 и автома­тически включается QB2, восстанавливая питание первой секции ГПП по линии W4.

При КЗ на шинах в точке К1 отключаются выключатели QB1, Q6, Q3 и автоматически включается QB2. При отключении одного источника на­грузку принимает оставшийся в работе источник питания.

Таким образом, питание ГПП в рассмотренных аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к разным секциям станции, каждая из которых должна быть рассчитана на полную нагрузку (100%-ный резерв по сети). При наличии такого резерва по сети схема с одной секционированной системой шин может быть реко­мендована для ответственных потребителей.

Однако схема обладает и рядом недостатков.

При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резер­ва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом же режиме источник питания, подключенный к ремонти­руемой секции, отключается на все время ремонта.

Последний недостаток можно устранить, присоединив источники пита­ния одновременно к двум секциям, но это усложняет конструкцию распре­делительного устройства и увеличивает число секций (по две секции на каждый источник).

В рассмотренной схеме (рис. 4, б) секционный выключатель QB1 в нор­мальном режиме включен. Такой режим обычно принимают на электро­станциях, чтобы обеспечить параллельную работу генераторов. На под­станциях секционный выключатель в нормальном режиме отключен в це­лях ограничения токов КЗ.

Схема с одной системой сборных шин широко применяется для под­станций на напряжении 6 —10 кВ и для питания собственных нужд станций, где в полной мере можно использовать ее достоинства, особенно благодаря применению КРУ.

На генераторном напряжении электростанций, отдающих большую часть электроэнергии близко расположенным потребителям, возможно применение схемы с одной системой шин, соединенной в кольцо (рис. 5). Сборные шины разделены на секции по числу генераторов. Секции соеди­няются между собой с помощью секционных выключателей QB и сек­ционных реакторов LRB, которые служат для ограничения тока КЗ на шинах. Линии 6 —10 кВ присоединяются к шинам КРУ, получающим пита­ние через групповые сдвоенные реакторы LR1, LR2, LR3 от соответствую­щих секций главного распределительного устройства. Количество груп­повых реакторов зависит от числа линий и общей нагрузки потребителей 6—10 кВ. Благодаря малой вероятности аварий в самом реакторе и оши­новке от реактора до главных сборных шин и до сборок КРУ присоединение группового реактора осуществляется без выключателя, предусматри­вается лишь разъединитель для ремонтных работ в ячейке реактора. Для линий в этих случаях применяют ячейки КРУ.



Рисунок 5. Схема с одной системой сборных шин, соединенных в кольцо

Каждая ветвь сдвоенного реактора может быть рассчитана на ток от 600 до 3000 А, т. е. возможно присоединение нескольких линий напряжением 6 кВ к каждой сборке. На схеме (рис. 5) восемнадцать линий присоеди­нены через три групповых реактора; таким образом, число присоединений к главным сборным шинам уменьшается по сравнению со схемой без групповых реакторов на 15 ячеек, что значительно увеличивает надежность работы главных шин электростанции, снижает затраты на сооружение РУ за счет уменьшения числа реакторов и уменьшает время монтажа благода­ря применению комплектных ячеек для присоединения линий 6—10 кВ.

Питание ответственных потребителей производится не менее чем двумя линиями от разных сдвоенных реакторов, что обеспечивает надежность электроснабжения.

Если шины генераторного напряжения разделены на три-четыре секции, не соединенные в кольцо, то возникает необходимость выравнивания на­пряжения между секциями при отключении одного генератора. Так, при отключении генератора G1 нагрузка первой секции питается от оставшихся в работе генераторов G2 и G3, при этом ток от G2 проходит через реактор LRB1, а ток от G3 проходит через два реактора — LRB2 и LRB1. Из-за по­тери напряжения в реакторах уровень напряжения на секциях будет не­одинаков: наибольший на секции ВЗ и наименьший на секции В1. Для по­вышения напряжения на секции В1 необходимо шунтировать реактор LRB1, для чего в схеме предусмотрен шунтирующий разъединитель QSB1. В рассматриваемом режиме второй шунтирующий разъединитель не вклю­чается, так как это приведет к параллельной работе генераторов G2 и G3 без реактора между ними, что недопустимо по условиям отключения КЗ.

Порядок операций шунтирующими разъединителями должен быть сле­дующим: отключить секционный выключатель QB, включить шунтирую­щий разъединитель QSB, включить секционный выключатель QB.

Чем больше секций на электростанции, тем труднее поддерживать одинаковый уровень напряжения, поэтому при трех и более секциях сборные шины соединяют в кольцо. В схеме на рис.5 первая секция мо­жет быть соединена с третьей секционным выключателем и реактором, что создает кольцо сборных шин. Нормально все секционные выключатели включены, и генераторы работают параллельно. При КЗ на одной секции отключаются генератор данной секции и два секционных выключателя, од­нако параллельная работа других генераторов не нарушается.

При отключении одного генератора потребители данной секции полу­чают питание с двух сторон, что создает меньшую разницу напряжений на секциях и позволяет выбирать секционные реакторы на меньший ток, чем в схеме с незамкнутой системой шин.

В схеме кольца номинальный ток секционных реакторов принимают примерно равным 50 — 60% номинального тока генератора, а сопротивле­ние их - 8-10%.

Рассмотренная схема рекомендуется для ТЭЦ с генераторами до 63 МВт включительно, если потребители питаются по резервируемым ли­ниям, а число присоединений к секции не превышает шести — восьми.

б) Схема с двумя системами сборных шин

С учетом особенностей электроприемников (I, II категории), схемы электроснабжения их (отсутствие резерва по сети), а также большого коли­чества присоединений к сборным шинам для главного распределительного устройства ТЭЦ при технико-экономическом обосновании может предус­матриваться схема с двумя системами сборных шин (рис. 6), в которой каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъедините­лей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой си­стеме шин.



Рисунок 6. Схема**с**двумя системами сборных шин

На рис. 6 схема изображена в рабочем состоянии: генера­торы G1 и G2 присоединены на первую систему сборных шин А1, от которой получают питание групповые реакторы и трансформаторы связи Т1 и Т2. Рабочая система шин секционирована выключателем QB и реак­тором LRB, назначение которых такое же, как и в схеме с одной системой шин. Вторая система шин А2 является резервной, напряжение на ней нор­мально отсутствует. Обе системы шин могут быть соединены между собой шиносоединительными выключателями QA1 и QA2, которые в нормаль­ном режиме отключены.

Возможен и другой режим работы этой схемы, когда обе системы шин находятся под напряжением и все присоединения распределяются между ними равномерно. Такой режим, называемый работой с фиксированным присоединением цепей, обычно применяется на шинах повышенного напря­жения.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Так, при ремонте одной секции рабочей системы шин А1 все присоединения ее переводят на резервную систему шин А2, для чего производят следующие операции:

включают шиносоединительный выключатель QA2 и с его привода сни­мают оперативный ток;

проверяют включенное положение QA2;

включают на систему шин А2 разъединители всех переводимых при­соединений;

отключают от системы шин А1 разъединители всех присоединений, кроме разъединителей QA2 и трансформатора напряжения;

переключают питание цепей напряжения релейной защиты, автоматики и измерительных приборов на трансформатор напряжения системы шин А2;

проверяют по амперметру отсутствие нагрузки на QA2;

на привод подают оперативный ток и отключают QA2;

производят подготовку к ремонту секции шин А1.

При КЗ на первой секции рабочей системы шин А1 отключаются гене­ратор G1, секционный выключатель QB и трансформатор связи Т1.

Для восстановления работы потребителей в этом случае необходимо выпол­нить переключения:

отключить все выключатели, не отключенные релейной защитой (вы­ключатели тупиковых линий);

отключить все разъединители от поврежденной секции;

включить разъединители всех присоединений первой секции на резерв­ную систему шин;

включить выключатель трансформатора связи Т1, подав тем самым на­пряжение на резервную систему шин для проверки ее исправности;

включить выключатели наиболее ответственных потребителей;

развернуть генератор G1 и после синхронизации включить его выклю­чатель;

включить выключатели всех отключившихся линий.

В этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель для замены выключателя любого присоединения.

Рассматриваемая схема является гибкой и достаточно надежной. К недостаткам ее следует отнести большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложную кон­струкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению капи­тальных затрат на сооружение ГРУ. Существенным недостатком является использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов. Боль­шое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за не­правильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя систе­мами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

Схема с двумя системами шин может быть применена на расширяемых ТЭЦ, на которых ранее была выполнена такая схема.

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНЕ 35 кВ И ВЫШЕ

а) Упрощенные схемы РУ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35 — 220 кВ при­меняют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшенное. В некоторых схемах выключате­лей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях.

Одной из упрощенных схем является схема блока трансформатор — ли­ния (рис. 7, а). В блочных схемах элементы электроустановки соединяются последовательно без поперечных связей с другими блоками.



Рисунок 7. Упрощенные схемы на стороне ВН:

а - блок трансформатор - линия с выключателем ВН; б - блок трансформатор —линия с отделителем; в — два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой; г — мостик с выключателями

В рас­сматриваемой схеме трансформатор соединен с линией W выключате­лем Q2. При аварии в линии отключаются выключатель Q1 в начале линии (на районной подстанции) и Q2 со стороны ВН трансформатора, при КЗ в трансформаторе отключаются Q2 и Q3. В блоках генератор — трансфор­матор — линия выключатель Q2 не устанавливается, любое повреждение в блоке отключается выключателями генераторным Q3 и на районной под­станции Q1.

В блоках трансформатор — линия на подстанциях (рис. 7,б) со сто­роны высокого напряжения устанавливаются отделители QR и короткозамыкатели QN. Для отключения трансформатора в нормальном режиме, достаточно отключить нагрузку выключателем Q2 со стороны 6—10 кВ, а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем QR. Допустимость последней операции зависит от мощности трансформатора и его номинального напряжения.

При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель Q2 и посылается импульс на отключение выключателя Q1 на подстанции энергосистемы. Отключающий импульс может передаваться по специально проложенному кабелю, по линиям телефонной связи или по высокочастотному каналу линии высокого напряжения. Получив телеот-ключающий импульс (ТО), выключатель Q1 отключается, после чего авто­матически отключается отделитель QR. Транзитная линия, к которой при­соединяется трансформатор, должна остаться под напряжением, поэтому после срабатывания QR автоматически включается выключатель Q1. Пау­за в схеме автоматического повторного включения (АПВ) должна быть со­гласована с временем отключения QR, в противном случае линия будет включена на неустраненное повреждение в трансформаторе.

Отключение Q1 можно обеспечить без передачи телеотключающего им­пульса. Для этого на стороне ВН установлен короткозамыкатель QN. За­щита трансформатора, срабатывая, подает импульс на привод QN, ко­торый, включаясь, создает искусственное КЗ. Релейная защита линии W1 срабатывает и отключает Q1. Необходимость установки короткозамыкате-ля вытекает из того, что релейная защита линии W1 на подстанции энерго­системы может оказаться нечувствительной к повреждениям внутри транс­форматора. Однако применение короткозамыкателей создает тяжелые условия для работы выключателя на питающем конце линии (Q1), так как этому выключателю приходится отключать неудаленные КЗ.

Основным достоинством схемы (рис. 7,б) является экономичность, что привело к широкому применению таких схем для однотрансформаторных подстанций, включаемых глухой отпайкой к транзитной линии.

Надежность работы рассмотренной схемы зависит от четкости и на­дежности работы отделителей и короткозамыкателей, поэтому целесооб­разна замена короткозамыкателей открытого исполнения на элегазовые . По тем же причинам вместо отделителя может быть устано­влен выключатель нагрузки QW.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ применяется схема двух блоков трансформатор — линия, которые для большей гибкости со­единены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей QS3, QS4 (рис. 7, в). В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) релейной защитой отключаются обе линии, нарушая элек­троснабжение всех подстанций, присоединенных к этим линиям.

Отключения трансформаторов (оперативные и аварийные) происходят так же, как и в схеме одиночного блока (рис. 7,б). Перемычка из двух разъединителей используется при отключениях линий.

При устойчивом повреждении на линии W1 отключаются Q1, Q3 и действием АВР на стороне 6—10 кВ включается секционный выключа­тель QB, обеспечивая питание потребителей от Т2. Если линия выводится в ремонт, то действиями дежурного персонала подстанции или оператив­ной выездной бригадой отключается линейный разъединитель QS1, вклю­чается разъединитель в перемычке и трансформатор Т1 ставится под на­грузку включением выключателя со стороны НН (Q3) с последующим отключением секционного выключателя. В этой схеме возможно питание*Т1*от линии W2 при ремонте линии W1 (или питание Т2 от линии W1).

На подстанциях 220 кВ перед отделителями QR1 и QR2 устанавли­ваются разъединители.

На стороне BН электростанций на первом этапе ее развития возможно применение схемы мостика с выключателями (рис. 7, г) с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами.

В схеме для четырех присоединений устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3 (рис. 7, г). Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя линиями W1 и W2 (в мостике) включен. При повреждении на ли­нии W1 отключается выключатель Q1, трансформаторы Т1 и Т2 остают­ся в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе***Т1***отключаются выключатель Q4 со сто­роны 6—10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно ми­риться, тем более что после отключения Q1 и Q3 и при необходимости вы­вода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключа­теля (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4. Нормально один разъединитель QS3 перемычки отключен, все выключатели включены. Для ревизии выключателя Q1 пред­варительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т. е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают пере­мычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

Вероятность совпадения аварии с ревизией одного из выключателей тем больше, чем больше длительность ремонта выключателя, поэтому как окончательный вариант развития эта схема на электростанциях не приме­няется.

На стороне 35 — 220 кВ подстанций допускается применение схемы мо­стика с выключателями в цепи трансформаторов вместо отделителей и ко­роткозамыкателей, если по климатическим условиям установка последних недопустима.

б) Кольцевые схемы

В кольцевых схемах (схемах многоугольников) выключатели соеди­няются между собой, образуя кольцо. Каждый элемент — линия, трансфор­матор — присоединяется между двумя соседними выключателями. Самой простой кольцевой схемой является схема треугольника (рис. 8, а). Ли­ния W1 присоединена к схеме выключателями Q1, Q2, линия W2 — выклю­чателями Q2, Q3, трансформатор — выключателями Ql, Q3. Многократное присоединение элемента в общую схему увеличивает гибкость и надеж­ность работы, при этом число выключателей в рассматриваемой схеме не превышает числа присоединений. В схеме треугольника на три присоедине­ния — три выключателя, поэтому схема экономична.

В кольцевых схемах ревизия любого выключателя производится без перерыва работы какого-либо элемента. Так, при ревизии выключателя Q1 отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключа­теля. При этом обе линии и трансформатор остаются в работе, однако



Рисунок 8. Кольцевые схемы

схема становится менее надежной из-за разрыва кольца. Если в этом режи­ме произойдет КЗ на линии W2, то отключатся выключатели Q2 и Q3, вследствие чего обе линии и трансформатор останутся без напряжения. Полное отключение всех элементов подстанции произойдет также при КЗ на линии и отказе одного выключателя: так, например, при КЗ на ли­нии W1 и отказе в работе выключателя Q1 отключатся выключатели Q2 и Q3. Вероятность совпадения повреждения на линии с ревизией выключа­теля, как было сказано выше, зависит от длительности ремонта выключа­теля. Увеличение межремонтного периода и надежности работы выключа­телей, а также уменьшение длительности ремонта значительно повышают надежность схем.

В кольцевых схемах надежность работы выключателей выше, чем в других схемах, так как имеется возможность опробования любого выклю­чателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя пу­тем его отключения не нарушает работу присоединенных элементов и не требует никаких переключений в схеме.

На рис. 8,б представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позво­ляет производить опробование и ревизию любого выключателя без наруше­ния работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отклю­чение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, например Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя второй цепи Q4. В цепях присоединений линий разъединителей не устанавливают, что упрощает конструк­цию ОРУ. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъ­единители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1,T1 и Т2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится Т1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности бу­дет нарушен.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъедини­телей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителя­ми в таких схемах невелико.

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекаю­щий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии Q1 (рис. 8,б) в це­пи Q2 ток возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Схема четырехугольника применяется в РУ 330 кВ и выше электро­станций как один из этапов развития схемы, а также на подстанциях при напряжении 220 кВ и выше.

Достаточно широкое применение получила схема шестиугольника (рис. 8, в), обладающая всеми особенностями разобранных выше схем. Выключатели Q2 и Q5 являются наиболее слабыми элементами схемы, так как их повреждение приводит к отключению двух линий W1 и W2 или W3 и W4. Если по этим линиям происходит транзит мощности, то необходимо проверить, не произойдет ли при этом нарушение устойчивости параллель­ной работы энергосистемы.

В заключение следует отметить, что конструктивное выполнение рас­пределительных устройств по кольцевым схемам позволяет сравнительно просто переходить от схемы треугольника к схеме четырехугольника, а за­тем к схеме блоков трансформатор — шины или к схемам со сборными шинами.

в) Схемы с одной рабочей и обходной системами шин

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряже­ния является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с обходной систе­мой шин (рис. 9). В нормальном режиме обходная система шин АО на­ходится без напряжения, разъединители QSO, соединяющие линии и транс­форматоры с обходной системой шин, отключены. В схеме предусматри­вается обходной выключатель QО, который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей. Секции в этом случае расположены параллельно друг другу. Выключатель QO мо­жет заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести сле­дующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной системы шин, отключить QO, включить QSO, вклю­чить QО, отключить выключатель Q1, отключить разъединители QS1 и QS2.

После указанных операций линия получает питание через обходную си­стему шин и выключатель Q0 от первой секции (9,б). Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они свя­заны с большим количеством переключений.

С целью экономии функции обходного и секционного выключателей могут быть совмещены. На схеме рис. 9, а кроме выключателя Q0 есть перемычка из двух разъединителей QS3 и QS4. В нормальном режиме эта перемычка включена, обходной выключатель присоединен к секции В2 и также включен. Таким образом секции В1 и В2 соединены между собой



Рисунок 9. Схема с одной рабочей и обходной системами шин:

а — схема с совмещенным обходным и секционным выключателем и отделителями в цепях трансформаторов; б — режим замены линейного выключателя обходным; в — схема с обход­ным и секционным выключателями

через QO, QS3, QS4, и обходной выключатель выполняет функции секцион­ного выключателя. При замене любого линейного выключателя обходным необходимо отключить QO, отключить разъединитель перемычки (QS3), а затем использовать QO по его назначению. На все время ремонта линей­ного выключателя параллельная работа секций, а следовательно, и линий нарушается. В цепях трансформаторов в рассматриваемой схеме установ­лены отделители (могут устанавливаться выключатели нагрузки QW). При повреждении в трансформаторе (например, Т1) отключаются выключатели линий W1, W3 и выключатель QО. После отключения отделителя QR1 вы­ключатели включаются автоматически, восстанавливая работу линий. Та­кая схема требует четкой работы автоматики.

Схема по рис. 9,*а*рекомендуется для ВН подстанций (110 кВ) при числе присоединений (линий и трансформаторов) до шести включительно, когда нарушение параллельной работы линий допустимо и отсутствует перспектива дальнейшего развития. Если в перспективе ожидается расши­рение РУ, то в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели. Схемы с трансформаторными выключателями могут применяться для на­пряжений 110 и 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций.

При большем числе присоединений (7—15) рекомендуется схема с от­дельными обходным QO и секционным QB выключателями. Это позво­ляет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей (рис. 9, в).

В обеих рассмотренных схемах ремонт секции связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции, и одного трансформатора, поэтому такие схемы можно применять при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию.

На электростанциях возможно применение схемы с одной секциониро­ванной системой шин по рис. 9, в, но с отдельными обходными выклю­чателями на каждую секцию.

г) Схема с двумя рабочими и обходной системами шин

Для РУ 110 — 220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключате­лем на цепь (рис. 10, а). Как правило, обе системы шин находятся в рабо­те при соответствующем фиксированном распределении всех присоедине­ний: линии W1, W3, W5 и трансформатор Т1 присоединены к первой системе шин А1, линии W2, W4, W6 и трансформатор***Т1***присоединены ко второй системе шин А2, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчи­вое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110 — 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7—15, а также на электростанциях при числе присоединений до 12.



Рисунок 10. Схема с двумя рабочими и обходной системами шин:

а — основная схема; б, в — варианты схем

Для РУ 110 кВ и выше суще­ственными становятся недостатки этой схемы:

отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех ис­точников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями. Если ис­точниками питания являются мощные блоки турбогенератор — трансфор­матор, то пуск их после сброса нагрузки на время более 30 мин может за­нять несколько часов;

повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т. е. приводит к отключению всех присоединены;

большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;

необходимость установки шиносоединительного, обходного выключа­телей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на со­оружение РУ.

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин.

На ТЭС и АЭС при числе присоединений 12—16 секционируется одна система шин, при большем числе присоединений — обе системы шин.

На подстанциях секционируется одна система шин при U = 220 кВ при числе присоединений 12—15 или при установке трансформаторов мощ­ностью более 125 MBА; обе системы шин 110 — 220 кВ секционируются при числе присоединений более 15.

Если сборные шины секционированы, то для уменьшения капитальных затрат возможно применение совмещенных шиносоединительного и об­ходного выключателей QOA (рис. 10,б). В нормальном режиме разъеди­нители QS1, QSO, QS2 включены и обходной выключатель выполняет роль шиносоединительного. При необходимости ремонта одного выключателя отключают выключатель QOA и разъединитель QS2 и используют, обход­ной выключатель по его прямому назначению. В схемах с большим чис­лом линий количество таких переключений в год значительно, что приво­дит к усложнению эксплуатации, поэтому имеются тенденции к отказу от совмещения шиносоединительного и обходного выключателей.

В схеме с секционированными шинами при повреждении на шинах или при КЗ в линии и отказе выключателя теряется только 25 % присоединений (на время переключений), однако при повреждении в секционном выключа­теле теряется 50% присоединений.

Для электростанций с мощными энергоблоками (300 МВт и более) уве­личить надежность схемы можно, присоединив источники или автотранс­форматоры связи через развилку из двух выключателей (рис. 10, в). Эти выключатели в нормальном режиме выполняют функции шиносоедини­тельного. При повреждении на любой системе шин автотрансформатор остается в работе, исключается возможность потери обеих систем шин.

д) Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи

В распределительных устройствах 330 — 750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи. Как видно из рис. 11, на шесть присоединений необходимо девять выключателей, т. е. на каждое присоединение «полто­ра» выключателя (отсюда происходит второе название схемы: «полутор­ная», или «схема с 3/2 выключателя на цепь»).



Рисунок 11. Схема с 3/2 выключателя на присоединение

Каждое присоединение включено через два выключателя. Для отклю­чения линии W1 необходимо от­ключить выключатели Q1, Q2, для отключения трансформатора***Т1***— Q2, Q3.

В нормальном режиме все выклю­чатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ре­визии любого выключателя отклю­чают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Ко­личество операций для вывода в ревизию — минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких опера­тивных переключений ими не производят. Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в ра­боте. Другим достоинством полуторной схемы является ее высокая на­дежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах. Так, например, при КЗ на первой системе шин отключатся выключатели Q3, Q6, Q9, шины останутся без напряжения, но все присо­единения сохранятся в работе. При одинаковом числе источников питания и линий работа всех цепей сохраняется даже при отключении обеих систем шин, при этом может лишь нарушиться параллельная работа на стороне повышенного напряжения.

Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей. Ремонт шин, очистка изолято­ров, ревизия шинных разъединителей производятся без нарушения работы цепей (отключается соответствующий ряд шинных выключателей), все цепи продолжают работать параллельно через оставшуюся под напряже­нием систему шин.

Количество необходимых операций разъединителями в течение года для вывода в ревизию поочередно всех выключателей, разъединителей и сборных шин значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и об­ходной системами шин.

Для увеличения надежности схемы одноименные элементы присоеди­няются к разным системам шин: трансформаторы***Т1***, ТЗ и линия W2 — к первой системе шин, линии W1, W3 — трансформатор Т2 — ко второй си­стеме шин. При таком сочетании в случае повреждения любого элемента или сборных шин при одновременном отказе в действии одного выключате­ля и ремонте выключателя другого присоединения отключается не более одной линии и одного источника питания.

Так, например, при ремонте Q5, КЗ на линии W1 и отказе в работе вы­ключателя Q1 отключаются выключатели Q2, Q4, Q7, в результате чего кроме поврежденной линии W1 будет отключен еще один элемент — Т2. После отключения указанных выключателей линия W1 может быть от­ключена линейным разъединителем и трансформатор Т2 включен выклю­чателем Q4. Одновременное аварийное отключение двух линий или двух трансформаторов в рассмотренной схеме маловероятно.

В схеме на рис. 11 к сборным шинам присоединены три цепочки. Если таких цепочек будет более пяти, то шины рекомендуется секционировать выключателем.

Недостатками рассмотренной схемы являются:

отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя;

снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трех выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий;

усложнение цепей релейной защиты;

увеличение количества выключателей в схеме.

Благодаря высокой надежности и гибкости схема находит широкое применение в РУ 330 — 750 кВ на мощных электростанциях.

На узловых подстанциях такая схема применяется при числе присоеди­нений восемь и более. При меньшем числе присоединений линии вклю­чаются в цепочку из трех выключателей, как показано на рис. 11, а транс­форматоры присоединяются непосредственно к шинам, без выключателей, образуя блок трансформатор — шины.

ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ТЭЦ

а)**Схемы**ТЭЦ**со сборными шинами генераторного напряжения**

На ТЭЦ с генераторами 63 МВт потребители электроэнергии, располо­женные на расстоянии 3 — 5 км, могут получать электроэнергию на генера­торном напряжении. В этом случае на ТЭЦ сооружается ГРУ 6—10 кВ, как правило, с одной системой шин. Число и мощность генераторов, присоединенных к ГРУ, определяются на основании проекта электроснабжения потребителей и должны быть таки­ми, чтобы при останове одного генератора оставшиеся полностью обеспечи­вали питание потребителей.

Связь с энергосистемой и выдача избыточной мощности осущест­вляются по линиям 110 и 220 кВ. Если предусматривается присоединение большого числа линий 110, 220 кВ, то при ТЭЦ сооружается РУ с двумя рабочими и обходной системами шин.

При росте тепловых нагрузок на ТЭЦ могут быть установлены турбо­генераторы мощностью 120 МВт и более. Такие турбогенераторы к сбор­ным шинам генераторного напряжения (6—10 кВ) не присоединяются, так как, во-первых, это резко увеличит токи КЗ, а во-вторых, номинальные на­пряжения этих генераторов 15,75; 18 кВ отличаются от напряжения рас­пределительных сетей. Мощные генераторы соединяются в блоки, рабо­тающие на шины 110 — 220 кВ.

б)**Схемы блочных**ТЭЦ

Рост единичной мощности турбогенераторов, применяемых на ТЭЦ (120, 250 МВт), привел к широкому распространению блочных схем. В схе­ме, изображенной на рис. 12, потребители 6—10 кВ получают питание реактированными отпайками от генераторов G1, G2; более удаленные по­требители питаются через подстанции глубокого ввода от шин 110 кВ. Па­раллельная работа генераторов осуществляется на высшем напряжении, что уменьшает ток КЗ на стороне 6—10 кВ. Как и всякая блочная схема, такая схема дает экономию оборудования, а отсутствие громоздкого ГРУ позволяет ускорить монтаж электрической части. Потребительское КРУ имеет две секции с АВР на секционном выключателе. В цепях генераторов для большей надежности электроснабжения устанавливаются выключатели Q1, Q2. Трансформаторы связи T1, Т2должны быть рассчитаны на выдачу всей избыточной активной и реактивной мощности и обязательно снаб­жаются РПН.

На трансформаторах блоков G3, G4 также может быть предусмотрено устройство РПН, позволяющее обеспе­чить соответствующий уровень напряжения на шинах 110 кВ при выдаче резервной реактивной мощности ТЭЦ, работающей по тепловому графику. Наличие РПН у этих трансформаторов позволяет уменьшить колебания напряжения в установках СН.

При дальнейшем расширении ТЭЦ устанавливают турбогенераторы G5, G6, соединенные в блоки. Линии 220 кВ этих блоков присоединяются к близлежащей районной подстанции. На стороне 220 кВ ТЭЦ выключате­ли не установлены, отключение линии производится выключателем район­ной подстанции. При недостаточной чувствительности релейной защиты подстанции к повреждениям в трансформаторах Т5, Т6предусматривают передачу телеотключающего импульса (ТО) или устанавливают короткозамыкатели и отделители. Отключение генерато­ров производится выключателями Q3, Q4.

Связи между РУ 110 и 220 кВ не предусмотрено, что значительно упро­щает схему РУ 220 кВ. Как было отмечено выше, это допустимо в том случае, если связь сетей 110 и 220 кВ осуществляется на ближайшей район­ной подстанции.

Современные мощные ТЭЦ (500—1000 МВт) сооружаются по блоч­ному типу. В блоках генератор — трансформатор устанавливается гене­раторный выключатель, что повышает надежность питания СН и РУ высокого напряжения, так как при этом исключаются многочисленные операции в РУ СН по переводу питания с рабочего на резервный транс­форматор с.н. при каждом останове и пуске энергоблока и исключаются операции выключателями высокого напряжения. Не следует забывать, что на ТЭЦ отключение и включение энергоблоков производятся значительно чаще, чем на КЭС или АЭС.



Рисунок 12. Схема блочной ТЭЦ

ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ КЭС

а) Требования к схемам мощных тепловых электростанций

Мощность генераторов, устанавливаемых на тепловых электростан­циях, неуклонно возрастает. Освоены в эксплуатации энергоблоки 500, 800 МВт, осваиваются блоки 1200 МВт. Установленная мощность совре­менных КЭС достигает нескольких миллионов киловатт. На шинах таких электростанций осуществляется связь между несколькими электростанция­ми, происходит переток мощности из одной части энергосистемы в дру­гую. Все это приводит к тому, что крупные КЭС играют очень ответствен­ную роль в энергосистеме. К схеме электрических соединений КЭС предъявляются требования:

1. Главная схема должна выбираться на основании утвержденного про­екта развития энергосистемы, т. е. должны быть согласованы напряжения, на которых выдается электроэнергия, графики нагрузки на этих напряже­ниях, схема сетей и число отходящих линий, допустимые токи КЗ на повы­шенных напряжениях, требования в отношении устойчивости и секциони­рования сетей, наибольшая допустимая потеря мощности по резерву в энергосистеме и пропускной способности линий электропередачи.

2. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и более повреждение или отказ любого выключателя, кроме шиносоединительного и секционно­го, не должны приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом сохраняется устойчивость энергосистемы. При повреждении секционного или шиносоединительного выключателя допускается потеря двух энергоблоков и линий, если при этом сохраняется устойчивость энергосистемы. При совпадении поврежде­ния или отказа одного выключателя с ремонтом другого также допускает­ся потеря двух энергоблоков.

3. Повреждение или отказ любого выключателя не должны приводить к нарушению транзита через шины электростанции, т. е. к отключению бо­лее одной цепи транзита, если он состоит из двух параллельных цепей.

4. Энергоблоки, как правило, следует присоединять через отдельные трансформаторы и выключатели на стороне повышенного напряжения.

5. Отключение линий электропередачи должно производиться не более чем двумя выключателями, а энергоблоков, трансформаторов собственных нужд — не более чем тремя выключателями РУ каждого напряжения.

6. Ремонт выключателей напряжением 110 кВ и выше должен быть возможным без отключения присоединения.

7. Схемы РУ высокого напряжения должны предусматривать возмож­ность секционирования сети или деления электростанции на самостоятель­но работающие части с целью ограничения токов КЗ.

8. При питании от данного РУ двух пускорезервных трансформаторов собственных нужд должна быть исключена возможность потери обоих трансформаторов при повреждении или отказе любого выключателя.

Окончательный выбор схемы зависит от ее надежности, что может быть оценено математическим методом по удельной повреждаемости эле­ментов. Главная схема должна удовлетворять режимным требованиям энергосистемы, обеспечивать минимальные расчетные затраты.

б) Схемы блоков генератор — трансформатор и генератор — трансформатор — линия

В блоке с двухобмоточным трансформатором выключатели на генера­торном напряжении, как правило, отсутствуют (рис.13, а). Включение и отключение энергоблока в нормальном и аварийном режимах произво­дятся выключателем Q1 со стороны повышенного напряжения. Такой энергоблок называют моноблоком. Соединение генератора с блочным трансформатором и отпайка к трансформатору СН выполняются на со­временных электростанциях закрытыми комплектными токопроводами с разделенными фазами, которые обеспечивают высокую надежность ра­боты, практически исключая междуфазные КЗ в этих соединениях. В этом случае никакой коммутационной аппаратуры между генератором и повы­шающим трансформатором, а также на ответвлении к трансформатору с. н. не предусматривается. Отсутствие выключателя на ответвлении к СН приводит к необходимости отключения всего энергоблока при поврежде­нии в трансформаторе СН (отключаются Q1, выключатели со стороны 6 кВ трансформатора СН и АГП генератора).



Рисунок 13. Схемы энергоблоков генератор-трансформатор:

а, д — блоки с двухобмоточными трансформаторами; б — блок с автотрансформатором;в - объединенный блок; г— блок с генератором 1200 МВт

При высокой надежности работы трансформаторов и наличии необхо­димого резерва мощности в энергосистеме данная схема принята как типо­вая для энергоблоков мощностью 160 МВт и более.

На рис. 13,б показана схема блока генератора с автотрансформато­ром. Такая схема применяется при наличии двух повышенных напряжений на КЭС. При повреждении в генераторе отключается выключатель Q3, связь между двумя РУ повышенного напряжения сохраняется. При повре­ждении на шинах напряжением 110 — 220 кВ или 500 — 750 кВ отключится Q2 или Q1 соответственно, а блок останется работать на шины напряже­нием 500—750 или 110 — 220 кВ. Разъединители между выключателями Q1, Q2, Q3 и автотрансформатором необходимы для возможности вывода в ремонт выключателей при сохранении в работе блока или автотрансфор­матора.

В некоторых случаях с целью упрощения и удешевления конструкции РУ напряжением 330 — 750 кВ применяется объединение двух блоков с от­дельными трансформаторами под общий выключатель Q1 (рис. 13, в). Вы­ключатели Q2, Q3 необходимы для включения генераторов на параллель­ную работу и обеспечивают большую надежность, так как при поврежде­нии в одном генераторе второй генератор сохраняется в работе.

Следует отметить, что наличие генераторных выключателей позволяет осуществить пуск генератора без использования пускорезервного транс­форматора СН. В этом случае при отключенном выключателе генератора питание на шины с.н. подается через блочный трансформатор и рабочий трансформатор с.н. После всех операций по пуску генератор синхронизи­руется и включается выключателем Q2 (Q3).

Вместо громоздких и дорогих воздушных выключателей на генератор­ном напряжении могут устанавливаться выключатели нагрузки. В этом случае повреждение в любом энергоблоке приводит к отключению выклю­чателя Q1. После отделения поврежденного энергоблока исправный вклю­чается в работу.

Применение объединенных энергоблоков допустимо в мощных энерго­системах, имеющих достаточный резерв и пропускную способность меж­системных связей, в случае компоновочных затруднений (ограниченная площадь для сооружения РУ напряжением 500 — 750 кВ), а также в целях экономии выключателей, воздушных и кабельных связей между трансформаторами и РУ повышенного напряжения.

Генераторы 1200 МВт, имеющие две независимые обмотки статора (шестифазная система), соединяются в блок с повышающим трансформа­тором с двумя обмотками НН: одной, соединенной в треугольник, а дру­гой — в звезду для компенсации сдвига в 30 ° между векторами напряжения обмоток статора (рис. 13, г).

В ряде случаев применяют блоки с генераторным выключателем (рис. 13,д). Отключение и включение генератора осуществляются выклю­чателем Q(или выключателем нагрузки QW), при этом не затрагивается



Рисунок 14. Схема КЭС (8х300 + 1 х 1200) МВт



Рисунок 15. Схема КЭС (6х800) МВт

ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ АЭС

а)**Особые требования к схемам АЭС**

Как и схемы других электростанций (ТЭЦ, КЭС), схемы АЭС должны выполняться в соответствии с требованиями, изложенными ранее, в отношении надежности, гибкости, удобства эксплуата­ции, экономичности.

Особенности технологического процесса АЭС, большая мощность реак­торных энергоблоков, достигающая на современных электростанциях 1500 МВт, выдача всей мощности в энергосистему по линиям 330 — 1150 кВ предъявляют ряд особых требований к АЭС:

главная схема АЭС выбирается на основании схемы сетей энергоси­стемы и того участка, к которому присоединяется данная электростанция;

схема присоединения АЭС к энергосистеме должна обеспечивать в нор­мальных исходных режимах на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности АЭС и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме без воздействия противоаварийной автоматики при от­ключении любой отходящей линии или трансформатора связи;

в ремонтных режимах, а также при отказе выключателей или устройств релейной защиты устойчивость АЭС должна обеспечиваться действием противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС. Учитывая эти требо­вания, на АЭС, начиная с первого введенного энергоблока, связь с энергосистемой осуществляется не менее чем тремя линиями.

При выборе главной схемы АЭС учитываются: единичная мощность агрегатов и их число; напряжения, на которых выдается мощность в энер­госистему; величина перетоков между РУ различных напряжений; токи КЗ для каждого РУ и необходимость их ограничения; значение наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого вы­ключателя; возможность присоединения одного или нескольких энергобло­ков непосредственно к РУ ближайшей районной подстанции; применение, как правило, не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними.

Распределительные устройства 330-1150 кВ АЭС должны быть выпол­нены исключительно надежно:

повреждение или отказ любого выключателя, кроме секционного или шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключению более одного реакторного блока и такого числа линий, которое допустимо по условию устойчивости работы энергосистемы;

при повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателя, а также при совпадении повреждения или отказа одного вы­ключателя с ремонтом другого, Допускается отключение двух реакторных блоков и такого числа линий, которое допустимо по условию устойчиво­сти энергосистемы;

отключение линий, как правило, должно осуществляться не более чем двумя выключателями;

отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов с. н. и связи — не более чем тремя выключателями.

Таким требованиям отвечают схемы 4/3, 3/2 выключателя на присоеди­нение, блочные схемы генератор — трансформатор — ли­ния, схемы с одним или двумя многоугольниками.

Распределительное устройство 110 — 220 кВ АЭС выполняется с одной или двумя рабочими и обходной системами шин. Рабочая система шин секционируется при числе присоединений более 12.

**б) Типовые схемы АЭС**

Учитывая высокие требования к схемам АЭС, проектные организации разрабатывают главные схемы электрических соединений для каждой кон­кретной АЭС. Рассмотрим наиболее характерную схему АЭС с канальны­ми кипящими реакторами мощностью 1500 МВт (РБМК-1500) и турбоге­нераторами 800 МВт (рис. 16). Выдача мощности АЭС осуществляется на напряжении 750 и 330 кВ. РУ 330 кВ сооружается по схеме 4/3 выключате­ля на присоединение. РУ 750 кВ выполнено по схеме двух связанных четы­рехугольников с выключателями в перемычках. ГенераторыG3, G4 иG5, G6 образуют укрупненные энергоблоки, что позволяет применить эконо­мичную схему четырехугольника после введения в строй третьего реактор­ного энергоблока. Четвертый реакторный энергоблок с генераторамиG7, G8присоединяются ко второму четырехугольнику 750 кВ. При дальней­шем расширении АЭС и установке пятого реакторного энергоблока гене­раторы G7,G8 и вновь установленныеG9, G10 будут объединены в укруп­ненные энергоблоки. Линии 750 кВ имеют пропускную способность около 2000 МВт, поэтому три линии вполне обеспечат выдачу всей мощности присоединенных энергоблоков с учетом возможного расширения.

Шунтирующие реакторыLR1 — LR3 присоединены к линиям через от­дельные выключатели. Связь между РУ 330 и 750 кВ осуществляется груп­пой из трех однофазных автотрансформаторов (предусматривается уста­новка резервной фазы). Резервные трансформаторы с. н. присоединены РТ1 - к районной подстанции 110 кВ; РТ2 - к РУ 330 кВ; РТЗ - к среднему напряжению автотрансформатора связи с возможностью переключения на РУ 330 кВ; РТ4 — к обмотке НН автотрансформатора.



Рисунок 16. Схема АЭС с реакторными энергоблоками 1500 МВт

**ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ**

**Общие сведения**

Главная схема электрических соединений подстанции выбира­ется с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или схемы электроснабжения района.

По способу присоединения к сети все подстанции можно раз­делить на тупиковые, ответвительные, проходные, узловые.

Тупиковая подстанция — это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или несколь­ким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция — это подстанция, к которой при­соединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

По назначению различают потребительские и системные под­станции.

Схема подстанций тесно увязывается с назначением и спосо­бом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

обеспечивать надежность электроснабжения потребителей под­станции и перетоков мощности по межсистемным или магист­ральным связям в нормальном и в послеаварийном режимах;

учитывать перспективу развития;

допускать возможность постепенного расширения РУ всех на­пряжений;

учитывать требования противоаварийной автоматики;

обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуата­ционных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

Число одновременно срабатывающих выключателей должно быть не более:

двух — при повреждении линии;

четырех — при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ, трех — 750 кВ.

В соответствии с этими требованиями разработаны типовые схемы распределительных устройств подстанций 6 — 750 кВ, которые должны применяться при проектировании подстанций.

Нетиповая главная схема должна быть обоснована технико-эко­номическим расчетом.

Схемы тупиковых и ответвительных подстанций

Тупиковые однотрансформаторные подстан­ции на стороне 35 —330 кВ выполняются по схеме блока трансформатор — линия без коммутационной аппаратуры или с одним разъединителем (рис. 17, а), если защита линии со стороны питающего конца имеет достаточную чувствительность к повреждениям в трансформаторе. Такая схема может также применяться, если предусмотрена передача телеотключающего сигнала для подстанций 330 кВ с трансформаторами любой мощ­ности, а для подстанций 110 — 220 кВ с трансформаторами более 25 MB А. При кабельном вводе в трансформатор разъединители не устанавливаются.

Предохранители на стороне 35, 110 кВ силовых трансформа­торов не применяются. На тупиковых и ответвительных подстан­циях только на 110 кВ допускается применять схемы с отделите­лями (рис. 17, б) за исключением: подстанций, расположен­ных в зонах холодного климата, а также в особо гололедном рай­оне; если действия отделителей и короткозамыкателей приводят к выпадению из синхронизма синхронных двигателей у потреби­теля; на подстанциях транспорта и добычи нефти и газа; для присоединения трансформаторов мощностью более 25 MBА; в цепях трансформаторов, присоединенных к линиям, имеющим ОАПВ.

В схеме подстанции по рис. 17, б на стороне 110 кВ установле­ны разъединитель QS, отделитель QR и в одной фазе — короткозамыкатель QN, на стороне 6 —10 кВ — выключатель Q2.

В тех случаях, когда рассмотренные выше схемы не рекомен­дуются, применяют типовую схему с выключателем на стороне 35 — 500 кВ (рис. 17, в).



Рисунок 17. Схемы блоков трансформатор – линия:

а – без выключателя ВН; б – с отделителем ВН; в – с выключателем ВН

Схемы проходных подстанций

При необходимости секционирования линий, мощности транс­форматоров до 63 MB А включительно и напряжении 35 — 220 кВ рекомендуются мостиковые схемы (рис. 18). Схема, изображен­ная на рис. 18, а, применяется на стороне 110 кВ при мощности трансформаторов до 25 MB А включительно. Ремонтная перемыч­ка с разъединителями QS7, QS8 нормально отключена одним разъединителем (QS7).

Выключатель Q1 в мостике включен, если по линиям W1, W2 происходит транзит мощности. Если необходимо исключить па­раллельную работу линий W1, W2 с точки зрения ограничения токов КЗ, выключатель Q1 отключен. При повреждении транс­форматора (Т1) отключается выключатель со стороны 6 (10) кВ Q4, включается короткозамыкатель QN1, отключается выключа­тель Q2 на питающем конце линии W1 и отключается отделитель QR1, а затем разъединитель QS1.



Рисунок 18. Схемы мостика:

а — с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов; б — с выключателями в цепи линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

Если по режиму работы сети необходимо восстановить в работе линию W1, то автоматически включается выключатель на питающем конце этой линии и вы­ключатель мостика Q1, таким образом, транзит по линиям W1, W2 восстановлен. Ремонтная перемычка используется при реви­зии выключателя Q1, для этого включается QS7, отключаются Q1 и QS3, QS4. Транзит по линиям W1, W2 осуществляется по ремонт­ной перемычке, трансформаторы*Т1*, Т2 в работе.

В сетях 220 кВ и трансформаторах до 63 MB А включительно для увеличения надежности работы отделители заменяют выклю­чателями Q1, Q2 (рис. 18, б).

Ремонтная перемычка разомкнута разъединителем QS9. Выклю­чатель Q3 в мостике включен, что обеспечивает транзит мощности по линиям W1 и W2. При аварии в трансформаторе*Т1*отключают­ся выключатель со стороны 6 (10) кВ и выключатели Q1 и Q3. После отключения разъединителя QS3 включаются Q1 и Q3, и транзит восстанавливается. Для ремонта Q1 включают ремонтную перемыч­ку (разъединитель QS9), отключают Q1 и разъединители QS1 и QS2. Если в этом режиме произойдет авария в Т2, то отключаются Q2 и Q3 и оба трансформатора остаются без питания. Необходимо отключить QS6 и включить Q3 и Q2, тогда*Т1*подключается к обе­им линиям. Этот недостаток можно устранить, если мостик и ре­монтную перемычку поменять местами. В этом случае при повреж­дении в трансформаторе отключается один выключатель на сторо­не ВН трансформатора, выключатель в мостике остается включен­ным, значит, транзит мощности по W1, W2 сохраняется.

Если проектом системной автоматики в линиях 220 кВ предус­матривается ОАПВ, то вместо рассмотренной схемы рекоменду­ется схема четырехугольника.

Схема четырехугольника применяется при двух линиях и двух трансформаторах при необходимости секционирования транзит­ных линий, при ответственных потребителях и мощности транс­форматоров при напряжении 220 кВ 125 MB А и более и любой мощности при напряжении 330 — 750 кВ.

Схемы мощных узловых подстанций

На шинах 330 — 750 кВ узловых подстанций осуществляется связь отдельных частей энергосистемы или связь двух систем, поэтому к схемам на стороне ВН предъявляют повышенные требования в отношении надежности. Как правило, в этом случае применяют схемы с многократным присоединением линий: кольцевые схемы, схемы 3/2 выключателя на цепь и схемы трансформатор — шины с присоединением линий через два выключателя (при трех и четырех линиях) или с полуторным присоединением линий (при пяти-шести линиях).

На рис. 19 показана схема мощной узловой подстанции. На стороне 330 — 750 кВ применена схема шины — автотрансформа­тор. В цепи каждой линии — два выключателя, автотрансформато­ры присоединяются к шинам без выключателя (устанавливаются разъединители с дистанционным приводом). При повреждении*Т1*отключаются все выключатели, присоединенные к К1, работа ли­ний 330—750 кВ при этом не нарушается. После отключения*Т1*со всех сторон дистанционно отключается разъединитель QS1 и схе­ма со стороны ВН восстанавливается включением всех выключа­телей, присоединенных к первой системе шин К1.

В зависимости от числа линий 330—750 кВ возможно примене­ние кольцевых схем или схемы 3/2 выключателя на цепь.

На стороне среднего напряжения 110—220 кВ мощных под­станций применяется схема с одной рабочей и одной обходной системами шин или с двумя рабочими и одной обходной система­ми шин.

При выборе схемы на стороне НН в первую очередь решается вопрос об ограничении тока КЗ. Для этой цели можно применять трансформаторы с повышенным значением uк, трансформаторы с расщепленной обмоткой НН или устанавливать реакторы в цепи трансформатора. В схеме, показанной на рис. 19, на стороне НН установлены сдвоенные реакторы. Синхронные компенсаторы с пусковыми реакторами присоединены непосредственно к выво­дам НН автотрансформаторов. Присоединение мощных GC к ши­нам 6 —10 кВ привело бы к недопустимому увеличению токов КЗ.

В цепях автотрансформаторов со стороны НН для независимо­го регулирования напряжения могут устанавливаться линейные регулировочные трансформаторы JIPT.

