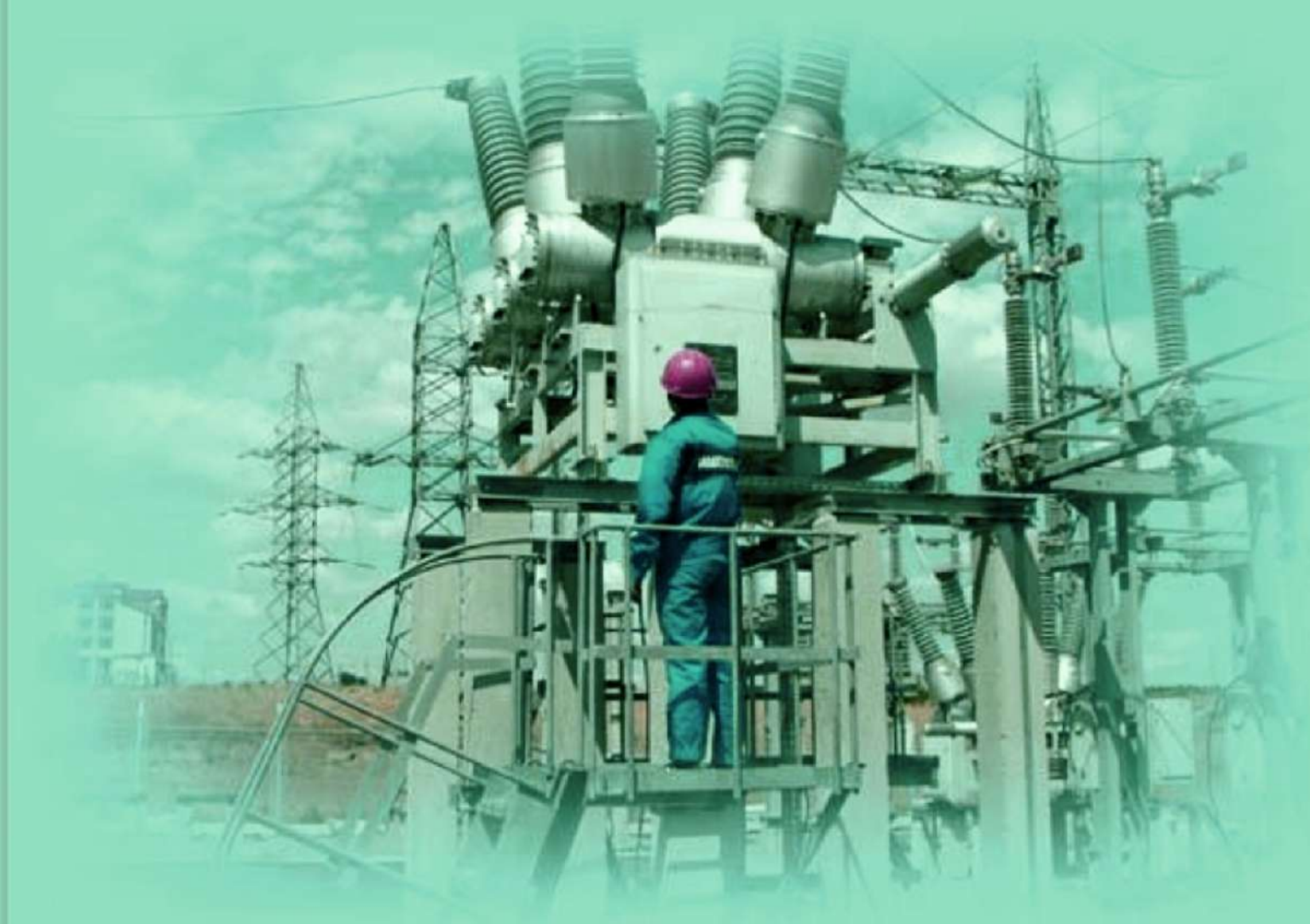


Б.Г. СИРОТЕНКО

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ



СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

* * * * *

Б.Г. Сиротенко

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ



Курс лекций
*по основным вопросам содержания
одноименной дисциплины*

Севастополь
СНУЯЭиП
2010

ББК 621.311.18

С 506

УДК 621.311.18 + 621.311.25 (0,75.8)

Рецензенты:

к.т.н., профессор Просужих Р.П.;

к.т.н., доцент Слюсаренко В.Г.

Сиротенко Б.Г.

С 506 Электрические станции и подстанции: Курс лекций по содержанию дисциплины. / Сиротенко Б.Г./ – Севастополь: СНУЯЭиП, 2010. – 181 с.: ил.

Изложены основные вопросы функционирования технологических схем электростанций различных типов, в том числе атомных и ЭС с нетрадиционными источниками энергии. Рассмотрены особенности конструкции и эксплуатации некоторых элементов главных схем и электрических соединений распределительных устройств повышенного напряжения. Достаточно серьезное внимание уделено анализу схем электроснабжения потребителей собственных нужд электростанций. Значительное место отведено анализу процессов при коротких замыканиях и особенностям расчета токов короткого замыкания в главных схемах и схемах электроснабжения потребителей собственных нужд ЭС, выбору и проверке коммутационных и защитных аппаратов, жестких шин и гибких токопроводов.

Предназначено для студентов специальности «Электрические станции».

ББК 621.311.18

УДК 621.311.18 + 621.311.25 (0,75.8)

© Севастополь, СНУЯЭиП, 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Курс лекций по дисциплине «Электрические станции и подстанции» предназначен для студентов 4-го курса учебно-научного института электротехники и энергосбережения.

В нем рассматриваются основные вопросы дисциплины, позволяющие самостоятельно глубоко изучить электрическую часть электростанций, понять взаимосвязь последней с работой технологических схем ЭС различных типов, особенности конструкции и эксплуатации некоторых элементов электрической части атомных электростанций (АЭС).

В первых 2-х лекциях дается краткое описание упрощенных технологических схем ЭС различных типов, в том числе с нетрадиционными источниками энергии, с ядерными реакторами на тепловых и быстрых нейтронах.

В 3, 4, 5, 6 лекциях рассматриваются некоторые особенности синхронных генераторов с турбо и гидроприводами, в том числе их систем охлаждения, особенности силовых трансформаторов и автотрансформаторов, режимы работы последних, а также особенности электродвигателей механизмов собственных нужд и эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов на АЭС.

В седьмой лекции дана классификация графиков нагрузки и краткая характеристика некоторых групп графиков.

В 8...16 лекциях рассмотрены главные схемы ЭС и подстанций: классификация схем выдачи мощности, структурные схемы, схемы электрических соединений РУ, конкретные схемы выдачи мощности АЭС Украины.

Лекции 17...21 посвящены изучению схем электроснабжения потребителей собственных нужд блока АЭС. Здесь приведена краткая характеристика групп потребителей С.Н. и особенность электроснабжения их в нормальных и аварийных режимах, порядок выбора мощности, основных (рабочих) и резервных трансформаторов собственных нужд, проверка последних по условиям самозапуска.

Следует подчеркнуть, что наличие данного пособия предполагает серьезную работу студентов над изучением дисциплины и использованием специальной литературы, технической информации заводов и других материалов.

Автор считает своим приятным долгом поблагодарить за тщательный просмотр, анализ и рецензирование рукописи профессора кафедры Р.П. Просужих, заведующего кафедрой «Электрические сети и системы электропотребления» доцента В.Г. Слюсаренко. Сделанные ими полезные замечания были учтены при окончательной подготовке рукописи к печати.

Автор будет признателен студентам и преподавателям, инженерно-техническим работникам электростанций за замечания и предложения в отношении содержания и структуры учебного пособия.

ВВЕДЕНИЕ

1. Роль атомных электростанций в электроэнергетике

Технические решения по развитию энергетического комплекса предполагали, что в конце 20-го столетия основную часть прироста потребности в электроэнергии Украины, не имеющей новых энергоресурсов будут обеспечивать вводы мощности на АЭС. Производство электроэнергии на АЭС должно увеличиться в 1,3 – 1,5 раза.

После аварии на ЧАЭС и в особенности в последнее время резко обострилось внимание общественности, и в первую очередь неэнергетической, к проблеме развития энергетики. Особой критике подвергнуты программы развития атомной энергетики.

Опрос показал, что большинство представителей общественности против строительства АЭС в густонаселенных районах страны до тех пор, пока не будут созданы реакторы нового поколения, повышенной радиационной безопасности. Большинство опрошенных предлагают в качестве альтернативы строительство КЭС и ТЭЦ на газе, а так же использование нетрадиционных источников электроэнергии. Активные противники атомной энергетики в нашей стране зачастую в своих выступлениях ссылаются на зарубежный опыт, трактуя его как основной для отказа в использовании АЭС. Однако эта позиция неточна. Сегодня в мире существуют разные взгляды на атомную энергетику. С одной стороны в мире работают крупные АЭС с единичной мощностью до 1,3 млн. кВт. Наиболее крупными станциями являются «Фукусима» (Япония) - 9 млн. кВт, «Бунос» (Канада) – 6,4 млн. кВт, Запорожская АЭС (Украина) – 6 млн. кВт, «Гравелин» (Франция) – 5,5 млн. кВт. Страны имеющие наибольший удельный вес выработки электроэнергии на АЭС: Франция – 78%, Бельгия – 55%, Словакия – 57%, Украина – 46%, Южная Корея – 40%.

«Решение об использовании ядерной энергетики не может основываться на принципе «один размер – для всех» заявил Генеральный директор МАГАТЭ Мохаммед Эль Барадей перед началом Международной конференции «50 лет ядерной энергетике – уроки и задачи на будущее» - в Москве в июне 2004 года.

«Новые атомные станции более всего привлекательны там, где потребность в энергии возрастает, а альтернативных ресурсов недостаточно, и где энергетическая безопасность и уменьшение загрязнения воздуха и выбросов парниковых газов являются приоритетной задачей. Однако, некоторые страны отказались включить ядерную энергетику в свои энергетические балансы в связи с проблемами безопасности и отходов».

Таблица 1. Действующие и сооружаемые ядерные энергетические реакторы в мире
(на июнь 2004 года)

Страна	Действующие реакторы		Сооружаемые реакторы		Производство электроэнергии на АЭС в 2003 году		Общий опыт эксплуатации к июню 2004 года
	Кол-во блоков (всего)	МВт (суммарно)	Кол-во блоков (всего)	МВт (суммарно)	ТВтч	% от общего пр-ва	Годы
Аргентина	2	935	1	692	7,03	8,59	51
Армения	1	376			1,82	35,48	36
Бельгия	7	5760			44,61	55,46	195
Болгария	4	2722			16,04	37,31	131
Бразилия	2	1901			13,34	3,65	26
Венгрия	4	1755			11,04	32,69	76
Германия	18	20643			157,44	28,10	657
Индия	14	2550	8	3622	16,37	3,30	230
Иран			2	2111			0
Испания	9	7584			59,36	23,64	223
Канада	17	12113			70,29	12,53	495
Китай	9	6587	2	2000	41,59	2,18	43
КНДР	1	1040					0
Республика Корея	19	15850	1	960	123,28	40,01	230
Литва	2	2370			14,30	79,89	37
Мексика	2	1310			10,51	5,23	24
Нидерланды	1	449			3,80	4,48	59
Пакистан	2	425			1,81	2,37	36
Россия	30	20793	3	2865	138,39	16,54	776
Румыния	1	655	1	655	4,54	9,33	8
Словакия	6	2442			17,86	57,35	103
Словения	1	656			4,96	40,45	22
США	104	98298			763,74	19,86	2923
Соединенное королевство	27	12052			85,31	23,70	1343
Украина	15	13880	2	2000	76,70	45,93	286
Финляндия	4	2656			21,82	27,32	101
Франция	59	63363			420,70	77,68	1375
Чешская республика	6	3548			25,87	31,09	77
Швейцария	5	3200			25,93	39,73	146
Швеция	11	9451			65,50	49,62	316
Южная Африка	2	1800			12,66	6,05	39
Япония	54	45464	2	2371	230,80	25,01	1150
Всего	442	363819	27	22676	2524,74		11364

Есть страны, где широко распространено требование – немедленно вывести из действия АЭС и отказаться от них вообще. Такое решение принято в

Швеции, Германии, Бельгии; с другой стороны Франция продолжает наращивать мощность своих АЭС, вырабатывающих сегодня более 60 млн. кВт. Продолжает строительство АЭС и Япония, несмотря на ограниченность территории и повышенную сейсмичность. Промежуточное положение заняли США, имеющие около 98 млн. кВт, вырабатываемых на АЭС. Таким образом, зарубежный опыт не дает нам прямых рецептов развития атомной энергетики.

Какие же возможны альтернативы развитию атомной энергетики. Попробуем осознать, что представляет собой снижение мощностей на АЭС на 5 млн. кВт, что соответствует снижению производства электроэнергии на 43 млрд. кВт/час. Теоретически это количество электроэнергии можно было бы вырабатывать на тепловых электростанциях. Для сравнения укажем, что выработка такого количества электроэнергии на ТЭЦ потребует дополнительного вовлечения в топливный баланс электростанций органического топлива в размере 12 млн. тонн (условного топлива). Это примерно соответствует современному уровню добычи энергетических углей в Донецком бассейне в год, что естественно совершенно нереально, а особенно сегодня в период экономического и энергетического кризиса. Компенсация указанного снижения мощности АЭС за счет дополнительного строительства гидроэлектростанций невозможна даже теоретически. Это потребовало бы сооружение 10 ДнепроГЭС.

Еще менее реальным являются предложения по использованию нетрадиционных источников энергии – ветер, солнце, тепло земли, биомасс. В перспективе реальный диапазон мощности ветрогенераторов от 250 до 1000 кВт. Ветроэлектростанции (ВЭС) имеют негарантированный энергоресурс, низкое число часов использования мощностей в год: около 2000 – 3000 часов. ВЭС требуют большего отчуждения земель, что также ухудшает их показатели. В обозримой перспективе доля ВЭС может составить не более 1% от общего количества выработанной электроэнергии в год. Единственно реальной альтернативой атомной энергетике является переход на газотурбинные электростанции. Однако реальная ситуация с газом в Украине такова, что говорить о каких либо перспективах сегодня бессмысленно.

На сегодняшний день на Украине работает 4 АЭС (Ровенская, Хмельницкая, Запорожская, Южно-Украинская), суммарной мощностью 13,88 МВт. Запорожская АЭС самая крупная станция в Европе – 6 млн. кВт. Общая доля вырабатываемой электроэнергии составляет 46%.

2. Общие сведения об энергосистемах.

Развитие современной промышленности и аграрного комплекса требуют мощного энергетического потенциала, который может быть получен при создании и использовании энергетических систем.

Электро-Энергетическая система представляет собой совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и узлов потребления, объединенных процессом производства, передачи и распределения электро-

энергии и теплоэнергии и связанных общим оперативным и хозяйственным управлением.

В странах СНГ имеется 95 районных энергетических систем, каждая из которых обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей на территории, охватываемой подчиненными ей электрическими сетями. Энергосистема обслуживает обычно территорию одной области, края, автономной республики или даже отдельного государства СНГ.

С административно-хозяйственной точки зрения районная энергосистема представляет собой производственное объединение нескольких разнородных энергетических предприятий: электростанций, предприятий по эксплуатации электрических сетей, ремонтных баз, заводов энергетического профиля.

Отличительной особенностью развития современных энергосистем является их дальнейшее объединение в Единую энергосистему СНГ, в составе которой уже в настоящее время работают 79 из 95 энергосистем. Оперативно-диспетчерское управление совместной работой этих энергосистем осуществляется в рамках 9 объединенных энергосистем (ОЭС). Энергетическая система Украины входит в ОЭС Юга, которая включает в себя 9 районных энергосистем: Винницкую, Днепровскую, Донбасскую, Киевскую, Крымскую, Львовскую, Молдавскую, Одесскую и Харьковскую. Общая мощность электростанций ОЭС Юга составляет около 17,2% от всей мощности электростанций СНГ. Это самая мощная энергосистема, работающая в составе ЕЭС.

Наличие Единой энергетической системы обеспечивает ряд важных преимуществ:

- при объединении энергосистем снижается требуемая мощность электростанций за счет использования разновременности наступления максимальных нагрузок в отдельных энергосистемах;
- суточный график электрической нагрузки заметно выравнивается;
- взаимопомощь энергосистем в аварийных ситуациях позволяет уменьшить общие размеры оперативных резервов мощности;
- облегчаются условия проведения ремонтов, создаются предпосылки для взаимной компенсации непредвиденных отклонений потребляемой мощности энергорайонов.

В ЕЭС СНГ снижение общей мощности электростанций по сравнению с необходимой при изолированной работе отдельных энергосистем составляет уже более 12 млн. кВт.

Применение ЕЭС позволяет увеличить единичную мощность станций, за счет установки агрегатов наибольшей мощности, которую может изготовить электротехническая промышленность, и укрупнения электростанций. Увеличение мощности электростанций дает дополнительную экономию за счет использования общей строительной базы, одних и тех же коммуникаций. В ЕЭС достигнута высокая степень концентрации мощностей на электростанциях. В настоящее время мощность более 70 электростанций достигла и превысила 1 млн. кВт, из них 28 имеют мощность, равную 2 млн. кВт и выше. На тепловых элек-

тростанциях эксплуатируются энергоблоки единичной мощностью 1 млн. кВт каждый. Самой крупной атомной станцией в Европе является Запорожская АЭС, установленной мощностью 6 млн. кВт.

Основной системообразующей сетью ЕЭС СНГ является сеть 500 кВ. Вместе с тем в объединенной энергосистеме Юга (энергосистема Украины) широкое распространение получили сети 330 кВ и 750 кВ. В эксплуатации находится магистраль 750 кВ Донбасс – Днепр – Винница - Западная Украина – Альбертиша (Венгрия). Работает электропередача постоянного тока 800 кВ Волгоград – Донбасс.

3. Общая характеристика электрической станции

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ - это промышленное предприятие, на котором производится электрическая, а в некоторых случаях и тепловая энергия.

В зависимости от вида природных источников энергии (твердое топливо, жидкое, газообразное, ядерное, водная энергия, энергия ветра и т.д.), различают тепловые электростанции (ТЭС), конденсационные электростанции (КЭС), атомные электростанции (АЭС), гидроэлектростанции (ГЭС), ветроэлектростанции (ВЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и другие.

Для каждого типа станции разрабатывается своя технологическая схема превращения первичной энергии в электрическую, а для ТЭЦ – и в тепловую. **Технологическая схема** характеризует последовательность основного процесса производства электрической и тепловой энергии, оснащение основным оборудованием преобразовательного процесса - автономными реакторами или паровыми котлами, паровыми или гидравлическими турбинами, электрическими генераторами. Она имеет многочисленное и разнообразное вспомогательное оборудование, и в современных условиях существенно механизирована и автоматизирована.

Оборудование располагается в специальных зданиях, на открытых площадках и под землей. Агрегаты связаны между собой как в тепловой, так и в электрической частях. Эти связи отражаются соответственно в технологических, тепловых и электрических схемах. Кроме того, на станции предусматривают многочисленные коммуникации вторичных устройств – систем управления, контроля, защиты, блокировок, сигнализации и т.п.

Станция имеет также развитые транспортные связи: внешние (с железнодорожной станцией, населенными пунктами, рабочим поселком) и на территории самой станции (между отдельными зданиями и сооружениями для перемещения оборудования, материалов, топлива как в процессе сооружения, так и во время эксплуатации).

Для выдачи электрической и тепловой энергии в энергосистему и к местным потребителям предусматривается необходимое количество электрических линий и тепловых магистралей.

Особенностью гидроэлектростанций являются мощные гидротехнические сооружения, необходимые для получения напора воды и пропуска расхода водотока.

Более 80% электроэнергии в СНГ вырабатывается тепловыми электростанциями на органическом топливе, остальная – гидравлическими и атомными электростанциями. Использование для производства электроэнергии других, кроме гидроэнергетических возобновляемых источников энергии – солнце, ветер, морские приливы, геотермальные воды и др. - пока ограничено только опытными или опытно-промышленными установками.

Однако, следует отметить, что такое процентное распределение доли электроэнергии вырабатываемой различными типами электростанций не одинаково для каждого государства СНГ. Так, на Украине доля электроэнергии вырабатываемой атомными электростанциями составляет к настоящему времени 46% и в дальнейшем предлагается эту долю увеличивать. В Азербайджане, Грузии, Узбекистане АЭС вообще отсутствуют.

По типу первичного двигателя ТЭС подразделяются на паротурбинные, газотурбинные и дизельные. В последнее время находят применение комбинированные схемы с паротурбинными и газотурбинными установками. Газотурбинные и парогазовые ТЭС пока имеют ограниченное применение, хотя и обладают с позиции энергосистемы весьма ценным свойством повышенной маневренности. Дизельные электростанции в настоящее время для выработки электроэнергии широко в ЭЭС не используются. Они находят применение в качестве автономных источников для резервирования электроснабжения особо ответственных потребителей, в частности отдельных потребителей собственных нужд АЭС, а также для производства электроэнергии в зонах, где отсутствуют централизованное электроснабжение от энергосистемы.

Паротурбинные ТЭС являются основными электростанциями большинства энергосистем. Они подразделяются на конденсационные (КЭС), предназначенные только для производства электроэнергии, с турбинами чисто конденсационного типа и теплофикационные (ТЭЦ), предназначенные для комбинированного производства электроэнергии и тепла в виде горячей воды или пара низких параметров. КПД ТЭЦ может достигать 50-70% по сравнению с 35-40% для лучших КЭС.

На современных КЭС работают энергоблоки котел – турбина - генератор – трансформатор мощностью 150, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт. Наиболее крупные КЭС имеют мощность 3,6 млн. кВт: Запорожская и Углегорская (Донбасс). Размещение КЭС в принципе определяется сравнительной эффективностью передачи электроэнергии и перевозки топлива.

Мощность и состав агрегатов ТЭЦ определяются параметрами тепловых нагрузок. Наиболее крупные агрегаты имеют мощность 100, 135, 175 и 250 МВт и, как и на КЭС, выполнены по блочной схеме. В связи с нецелесообразностью дальней передачи тепла (50 км и более) ТЭЦ обычно размещаются в непосред-

ственной близости от городов и промышленных предприятий (например, Симферопольская ТЭЦ).

ГЭС предназначены для выработки электроэнергии и сооружаются часто в составе гидротехнических комплексов, одновременно решающих задачи улучшения судоходства, ирригации, водоснабжения, защиты от паводков. Агрегаты для каждой ГЭС конструируются индивидуально применительно к характеристикам выбранного створа. Для повышения маневренности энергосистем начата реализация программы строительства серии крупных гидроаккумулирующих электростанций, участвующих в выравнивании суточного графика ТЭС и АЭС, двойной мощностью (покрытие пика нагрузки при разряде и заполнение ночного провала за счет заряда).

Атомная энергетика в последние годы развивается быстрыми темпами. От первой Обнинской АЭС мощностью 5 МВт атомная энергетика прошла путь до АЭС мощностью 6000 МВт (Запорожская АЭС – самая крупная АЭС в Европе). За время, прошедшее от пуска первой АЭС, созданы многочисленные конструкции ядерных реакторов: корпусных водо-водяных; канальных графитовых и тяжеловодных, а также реакторов с газовым охлаждением. На основе этих реакторов на тепловых нейтронах и происходит широкое развитие атомной энергетики на Украине.

Одновременно ведутся работы по промышленному исследованию и техническому совершенствованию более перспективных и выгодных реакторов на быстрых нейтронах, воспроизводящих ядерное горючее в цикле производства тепла при основной реакции расщепления. В г. Шевченко на Каспийском море уже несколько лет работает опытная АЭС с реактором на быстрых нейтронах Б-350, имеющим тепловую мощность 1 ГВт и рассчитанным на выработку электрической энергии при мощности генератора 150 МВт и на одновременное опреснение 120 тыс. тонн морской воды в сутки. На Белоярской АЭС в России работает блок БН-800 на 800 МВт.

Однако широкое строительство реакторов на быстрых нейтронах станет возможным после решения сложных вопросов повышения надежности реакторов до уровня, достигнутого в реакторах на тепловых нейтронах.

Теоретически в связи с малыми объемами расходуемого топлива АЭС целесообразно размещать вблизи центров потребления электроэнергии. Однако, практически, с учетом конкретных условий выбора площадок для строительства и в первую очередь условий технического водоснабжения, АЭС оказываются нередко удаленными от крупных энергоузлов с передачей электроэнергии на сотни километров.

4. Общие принципы компоновки электростанций.

При компоновке генерального плана каждой конкретной электростанции стремятся обеспечить наиболее рациональное взаимное расположение оборудования и сооружений. При этом равнозначно учитывают требования всех частей

сооружения: строительной, тепло-, гидро-, электро-, санитарно-технической, их взаимную связь и влияние.

Первостепенное значение при компоновке генплана имеют учет подвоза и подачи топлива, выбор системы и трассы водоснабжения, а также трассы отходящих электрических и тепловых сетей. Все внешние связи проектируются прямыми, короткими, с нормальными пролетами; они должны быть удобными для производства работ при сооружении и для обслуживания во время эксплуатации.

Для упрощения, удешевления и повышения надежности соединяющих коммуникаций должно обеспечиваться близкое и удобное расположение технологически связанного оборудования. В электрической части, например, желательны прямые, короткие, экономичные, легко выполняемые и одинаковые для всех агрегатов соединения между генераторами, главными распределительными устройствами и трансформаторами, между распределительными устройствами и трансформаторами собственных нужд, между аккумуляторными батареями, зарядными устройствами и щитом постоянного тока.

Задачи компоновки АЭС подчинены целям надежности и безопасности эксплуатации и сооружения АЭС. Компоновка зданий, сооружений, а также генеральный план АЭС обеспечивает возможность строительства АЭС индустриально-поточным методом с максимальным использованием строительных конструкций заводского изготовления, а также возможность независимого ведения работ на каждом блоке. В этой связи для серийной АЭС с блоками ВВЭР-1000, которая является основной для Украины, разработана моноблочная компоновка ядерной паропроизводительной установки с соосным расположением реактора и турбины в отдельном главном корпусе, который состоит из реакторного, машинного, деаэрационного отделений и помещений электротехнических устройств. В составе АЭС помимо главного корпуса предусмотрены общестанционные вспомогательные здания и сооружения, такие, как спецкорпус и объединено-вспомогательный корпус. В здании спецкорпуса размещены цех химводоочистки, центральный материальный склад, ремонтно-строительный цех и лабораторные помещения.

5. Определение предмета и задачи дисциплины.

Дисциплина «Электрические станции и подстанции» является одной из базовых в образовании специалистов по специальности «Электрические станции». На ней основываются выпускающие дисциплины «Эксплуатация релейной защиты электрической части АЭС», «Автоматическое управление электрической частью ЭС», «Эксплуатация электрической части ЭС».

Фундаментом дисциплины являются «Теоретические основы электротехники», «Физика», «Электрические аппараты», «Электрические машины», «Электрические сети и системы».

Особенностью содержания курса «Электрические станции и подстанции» является необходимость знания основных связей технологического процесса производства электроэнергии энергетической установкой.

- Общий объем курса «Электрические станции и подстанции» состоит:

Первый раздел посвящен изучению основного технологического процесса производства электроэнергии на разных видах ЭС. Знание этого раздела позволяет осознать, понять принципы технологического процесса производства электроэнергии на ЭС и изучить основное оборудование ЭС. В этом разделе рассматриваются графики электрических нагрузок потребителей и их связь с работой основного оборудования станции – генератор – трансформатор. Особое внимание уделено режимам работы автотрансформаторов и особенностям эксплуатации трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов.

Второй раздел посвящен главным схемам ЭС: принципам их построения, изучению и анализу схем выдачи мощности. Изучаются методы выбора автотрансформаторов связи и технико-экономического сравнения структурных схем выдачи мощности атомных ЭС.

В третьем разделе изучаются схемы электрических соединений в электрической части ЭС и подстанций на стороне 6-10 кВ, 35 кВ и выше. Достоинства и недостатки различных вариантов соединений. Рассматриваются примеры электрических соединений в схемах ОРУ АЭС Украины.

Четвертый раздел посвящен принципам построения схем электроснабжения потребителей собственных нужд. Обосновывается классификация потребителей собственных нужд АЭС по степени надежности электроснабжения, анализируются электрические схемы электроснабжения потребителей всех групп в условиях нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях. Изучается методика выбора источников питания и алгоритмы работы устройств автоматики.

В пятом разделе изучаются физические процессы при коротких замыканиях в главных схемах ЭС и в схемах собственных нужд. Рассматриваются вопросы выбора расчетных зон для ТЭЦ и АЭС, особенности расчета токов КЗ в этих зонах; методы ограничения токов КЗ и их применение в главных схемах ЭС и схемах электроснабжения потребителей С.Н.

Шестой раздел посвящен выбору коммутационных и защитных аппаратов, шин распределительных устройств и токопроводов из условий нормальной эксплуатации и проверке их по режиму короткого замыкания.

Седьмой раздел посвящен рассмотрению схем вторичных соединений и оперативного тока на ЭС, принципам работы источников оперативного тока. Основное внимание уделяется следующим вопросам:

- дистанционное управление выключателями;
- сигнализация и блокировки в электрических установках;
- принципы работы источников постоянного и переменного оперативного тока.

Основными видами контроля по дисциплине «Электрические станции и подстанции» являются:

- контрольные работы по основным разделам курса;
- семестровые экзамены;
- защита курсового проекта.

Выводы.

1. Само существование современного общества возможно только на основе быстрого развития электроэнергетики.
2. Подготовка высококвалифицированных инженеров-электриков немыслимо без глубокого знания курса «Электрические станции и подстанции».

ЛЕКЦИЯ 1

ТЕМА: Технологический процесс производства электроэнергии на тепловых электростанциях.

1. Тепловые конденсационные электростанции (КЭС)

На тепловых электростанциях химическая энергия сжигаемого топлива преобразуется в котле в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат. Механическая энергия вращения турбины преобразуется генератором в электрическую.

В энергетике Украины на долю КЭС приходится до 30% выработки электроэнергии. Топливом для электростанций служат уголь, торф, сланцы, газ, мазут.

Основными особенностями КЭС являются:

- удалённость от потребителей электроэнергии, что определяет в основном выдачу электроэнергии на высоких и сверхвысоких параметрах;
- блочный принцип построения электростанций.

Мощность КЭС обычно такова, что каждая из них может обеспечивать электроэнергией крупный район страны. Поэтому существует еще одно название этих электростанций – государственная районная электростанция (ГРЭС).

Рассмотрим упрощенную принципиальную технологическую схему энергоблока КЭС. Энергоблок представляет собой по сути дела как бы отдельную электростанцию со своим вспомогательным оборудованием и центром управления. Связи между блоками по технологическим линиям обычно не предусматриваются.

Построение КЭС по блочному принципу дает следующие преимущества:

- облегчается применение пара высоких и сверхвысоких давлений вследствие более простой системы трубопроводов;
- упрощается технологическая схема и повышается надёжность;
- уменьшается количество резервного технологического оборудования;
- сокращается объём строительных и монтажных работ;
- обеспечивается удобное расширение электростанций, причём новые блоки при необходимости могут отличаться от предыдущих.

Технологическая схема КЭС (блока) (рис.1.1) состоит из нескольких подсистем:

- топливоподачи (со складами его хранения) – 1;
- топливоприготовления - 2;
- основного пароводяного контура: (котёл 3 с горелками 4; турбина 5, конденсатор 6; конденсатный насос 9; подогреватель низкого давления 16; деаэратор 15; питательный насос 12; подогреватель высокого давления 11; водяного экономайзера 8;)
- воздушного экономайзера 10;

- циркуляционного водоснабжения (циркуляц. насос 7);
- золоулавливания и золоудаления (дымосос 14);
- электрической части станции.(G, T, ОРУ)

Механизмы и установки, обслуживающие функционирование элементов технологической схемы образуют систему собственных нужд блока (СН).

КЭС имеют КПД = 40 – 42%, который в основном определяется тепловыми потерями в пароводяном контуре.

Энергия, вырабатываемая электрической частью КЭС, выдаётся на напряжении 110 – 750 кВ и лишь часть её отбирается для питания потребителей собственных нужд.

Генераторы ЭС через повышающие трансформаторы подключают к общему распределительному устройству станции ОРУ (открытое распределительное устройство).

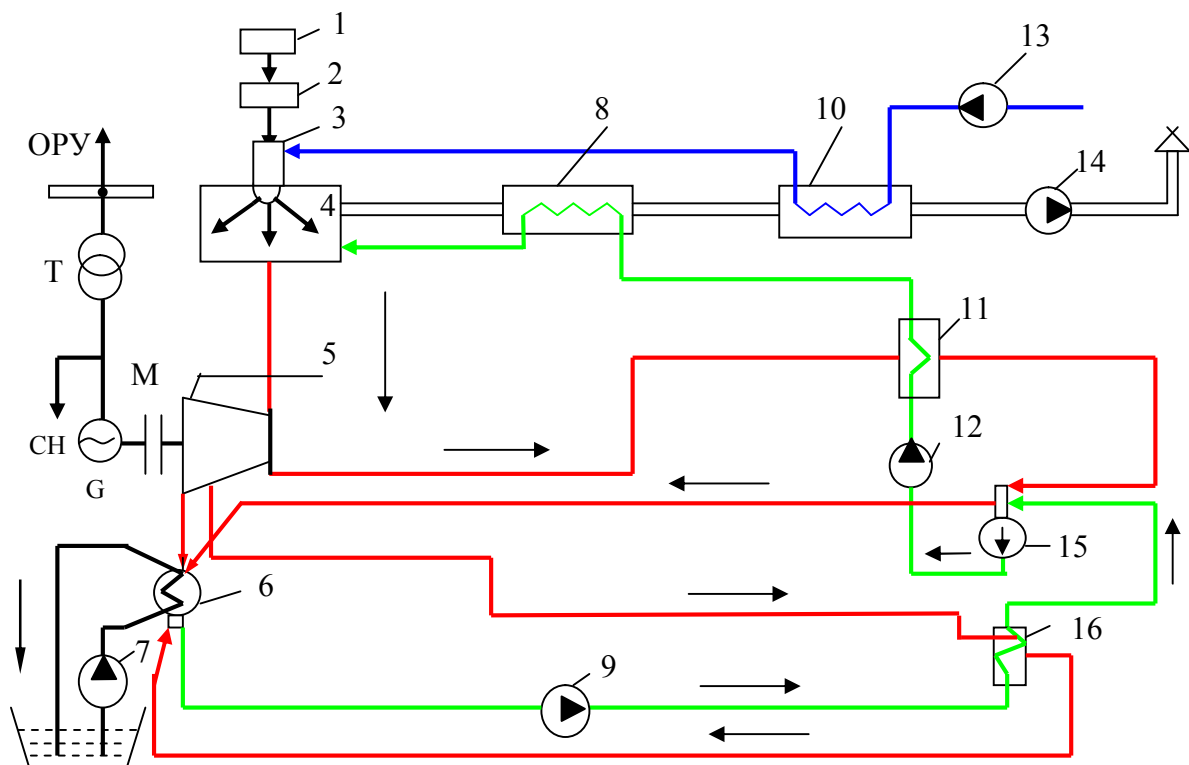


Рисунок 1.1 Технологическая схема КЭС

Современные КЭС оснащаются энергоблоками 200 ... 1200 МВт. Применение крупных агрегатов позволяет обеспечить быстрое наращивание мощности станции, приемлемую себестоимость электроэнергии. Однако КЭС обладают и рядом существенных недостатков:

- тепловое загрязнение атмосферы;
- электромагнитное загрязнение, обусловленное влиянием линий высокого и сверхвысокого напряжения;
- загрязнение гидросферы (тёплая вода, охлаждающая конденсатор);

Повышенная мощность теплового оборудования также оказывает влияние на экологию района её размещения.

Современные ТЭЦ выполняются в блочном варианте.

2. Технологический процесс производства электроэнергии на гидроэлектростанциях (ГЭС)

На ГЭС для получения электроэнергии используется энергия водных потоков. Первичными двигателями на ГЭС являются гидротурбины, которые приводят во вращение синхронные генераторы. Мощность, развиваемая агрегатом, пропорциональна напору H и расходу воды Q

$$P = H \times Q.$$

Напор H создаётся разностью уровней воды с помощью плотины (рисунок 1.3).

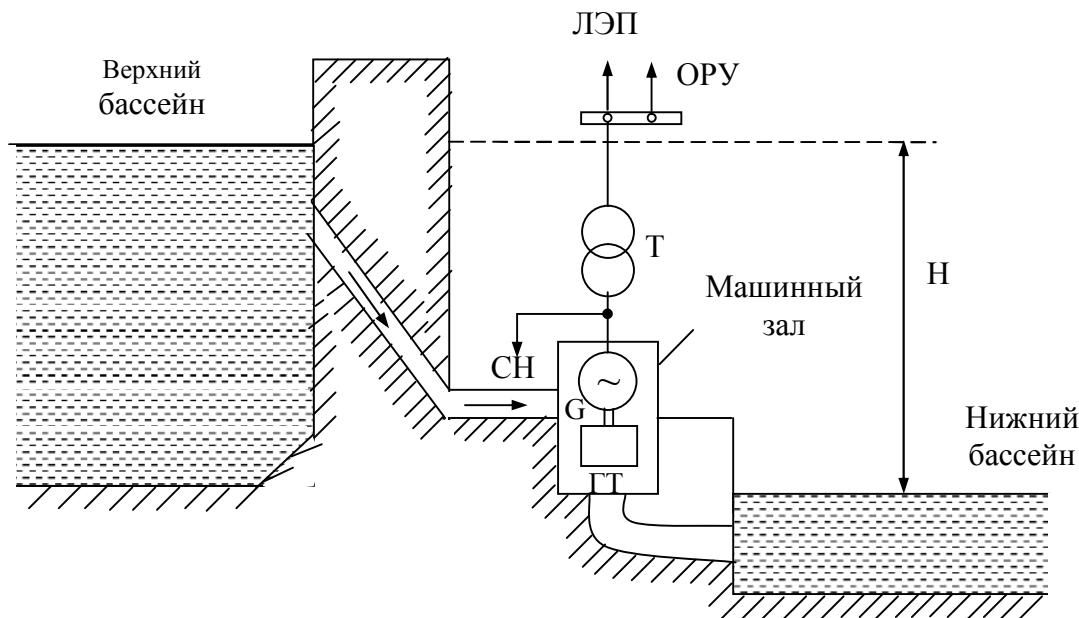


Рисунок 1.3. Технологическая схема ГЭС

В электрической части ГЭС во многом подобны конденсационным станциям. ГЭС обычно удалены от центров потребления энергии, поэтому электроэнергия выдаётся на высоких и сверхвысоких напряжениях (110-500 кВ).

Отличительная особенность ГЭС – небольшое потребление электроэнергии на собственные нужды, которое в несколько раз меньше, чем на ТЭС. Это объясняется отсутствием на ТЭС крупных механизмов собственных нужд.

Другая отличительная особенность - простая технология производства электроэнергии, что обуславливает лёгкую автоматизацию.

Пуск агрегата ГЭС занимает не более 50 секунд, поэтому резерв мощности в энергосистеме обеспечивается именно гидроэлектростанциями. КПД ГЭС обычно составляет 85-90%, а себестоимость электроэнергии в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях.

Особую роль в современных энергосистемах занимают гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Эти электростанции имеют, как минимум, два бассейна - верхний и нижний с определёнными перепадами высот между ними. На ГАЭС устанавливаются обратимые агрегаты. В часы минимума нагрузки агрегаты переводят в двигательный режим, а турбины – в насосный. Потребляя мощность из сети, гидроагрегаты перекачивают воду из нижнего бассейна в верхний. В часы максимальных нагрузок, когда в системе дефицит мощности ГАЭС вырабатывает электроэнергию за счёт перепада уровней воды в бассейнах. В этот период станция работает как обычная ГЭС. Таким образом, применение ГАЭС позволяет выравнять график нагрузок энергосистемы, что повышает экономичность тепловых станций.

3. Технологический процесс производства электроэнергии на газотурбинных электростанциях

Основу современных газотурбинных электростанций составляют газовые турбины мощностью 25-100 МВт. Принципиальная схема технологического цикла заключается в следующем (рисунок 1.4)

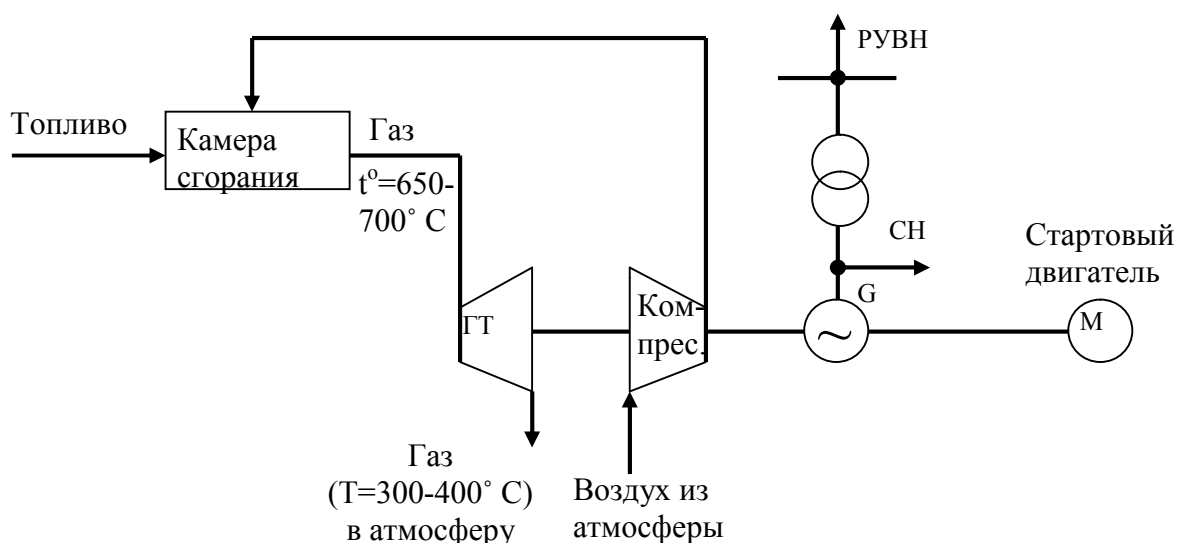


Рисунок 1.4 Технологическая схема ГТЭС

Топливо подаётся в камеру сгорания, туда же подаётся сжатый воздух от компрессора. Продукты сгорания отдают энергию газовой турбине, которая вращает компрессор и электрический генератор. Запуск установки осуществляется от стартового двигателя М и составляет 1 – 2 мин. Это позволяет ГТЭС использовать для покрытия пиков нагрузки. Основная часть тепла выбрасывается в атмосферу, что обуславливает низкий КПД = 25 – 30% и значительное влияние на экологию.

Для повышения экономичности ГТЭС разработаны парогазовые установки (ПГУ). В них топливо сжигается в топке парогенератора. Пар из парогенератора направляется в паровую турбину, а продукты сгорания – на газовую. Та-

ким образом, ПГУ имеют два генератора, приводимых во вращение: один – паровой, другой – газовой турбиной. В настоящее время разработаны установки ПГУ мощностью 200–250 МВт

4. Нетрадиционные источники электроэнергии.

В первую очередь – это электростанции с магнетогидродинамическими генераторами (МГД – генераторы). МГД – генераторы планируются сооружать в качестве надстройки к станциям типа КЭС. МГДГ используют температуры в 2500 – 3000°K.

Принципиальная технологическая схема такой электростанции представлена на рисунке 1.5.

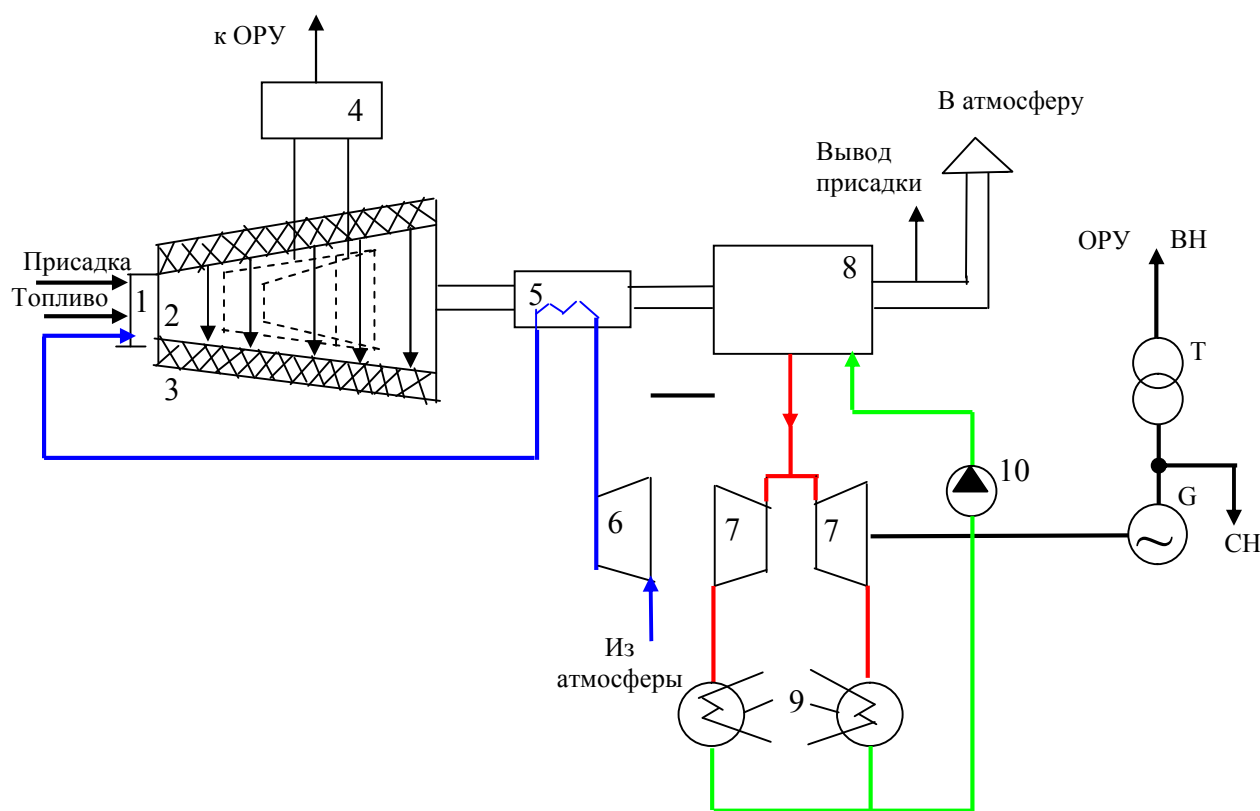


Рисунок 1.5 Технологическая схема ЭС с МГД-генератором

Топливо, вместе с легкоионизируемой присадкой (K_2CO_3) вводится в камеру сгорания 1, куда подаётся воздух компрессором 6. Воздух подогревается в воздухонагревателе 5. Продукты сгорания, представляющие ионизированный газ, направляются в МГД – канал 2, пронизываемый магнитным полем большой напряжённости, созданным магнитной системой 3. Ионы осаждаются на токо-съемниках, создающих напряжение постоянного тока, которое преобразуется инвертором 4 в переменное напряжение.

Выхлоп МГД – канала при температуре около 2000 градусов К направляется в котёл 8, используемый для нагревания воды. Пароводяной контур, со-

стоящий из турбин 7, конденсатного насоса 10 приводит во вращение генератор G.

За счёт более полного срабатывания тепловой энергии продуктов сгорания КПД такого цикла может достигать 50 – 60 %, в то время как тепловая станция имеет $\text{КПД} = 40\%$.

Учитывая, что такая установка должна работать длительно, основной проблемой в её создании является получение надёжных конструкционных материалов МГД – канала. Такая проблема ещё не решена.

Возможна реализация МГДГ на продуктах взрыва. Известно, что при взрыве образуется мощная ударная волна, за фронтом которой резко увеличивается температура. При введении щелочных добавок за фронтом ударной волны может быть получен слой газа с высокой удельной электрической проводимостью и высокой скоростью. При давлении в МГД – канале такой высокопроводящий поршень обеспечивает импульсное генерирование значительной электрической мощности.

Наряду с разработкой электростанций на новых источниках энергии ведётся строительство станций на возобновляемых энергоресурсах экологически «чистого» типа, воздействие которых на окружающую среду невелико. Это станции, использующие энергию солнца, ветра, приливов.

В последние годы сделано много различных прогнозов по поводу нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в Украине. И хотя ни один из этих прогнозов пока не оправдывается, по разным причинам, исследования возможностей использования солнечной, геотермальной, ветровой и других нетрадиционных видов энергии продолжаются.

Одним из перспективных источников энергии для Украины считается геотермальная энергия, ресурсы которой обнаружены на территориях Крыма, Закарпатья, Львовской, Ивано-Франковской, Черниговской, Харьковской и других областей []. Считается, что Крым является одним из наиболее перспективных районов для строительства Гео ТЭС. По самым скромным расчетам на основе неполных геофизических данных прогнозируется суммарная установленная мощность Крымских Гео ТЭС от 7 до 35 млн. кВт (На конец 1996 года в 26 странах мира действовали Гео ТЭС суммарной установленной мощностью 15 млн. кВт).

Рассматриваются и анализируются разные принципиальные тепловые схемы преобразования тепловой энергии в электрическую. На рисунке 1.6 представлена открытая (одноконтурная) тепловая схема с использованием пара, полученного непосредственно из геотермального теплоносителя. Причем показана схема с использованием пара трех ступеней давления, полученных из разных заборных скважин 8. Основные элементы такой системы показаны на рисунке 1.6. Принцип работы этой технологической схемы заключается в следующем.

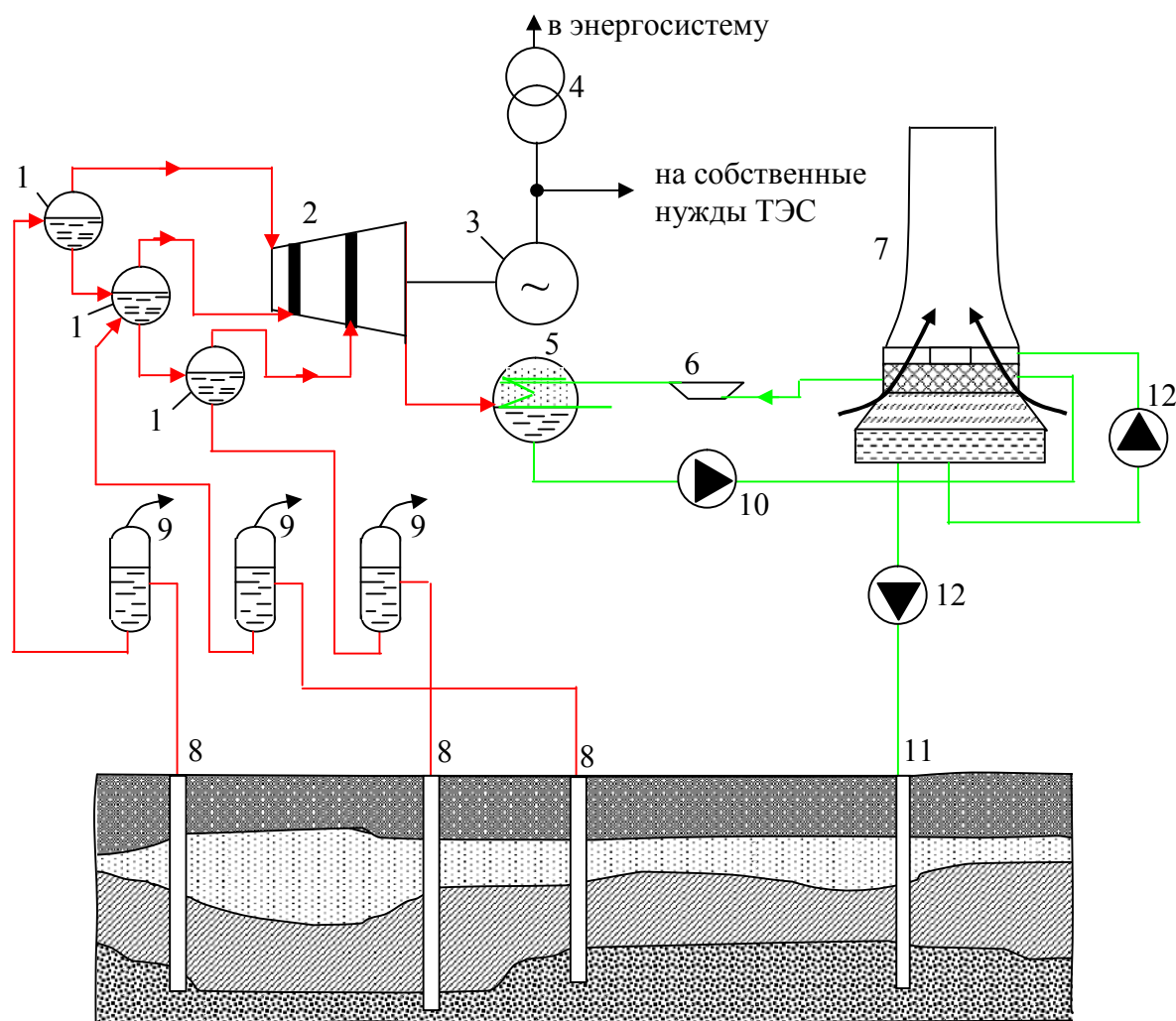


Рисунок 1.6 Одноконтурная технологическая схема ГеоТЭС:

1 – испарители, 2 – турбина, 3 – генератор, 4 – трансформатор, 5 – конденсатор, 6 – гидротурбина, 7 – градирня, 8 – заборные скважины, 9 – деаэраторы, 10 – конденсатный насос, 11 – нагнетательная скважина, 12 – насосы.

Пар из заборных скважин 8 через деаэраторы 9 поступает на испарители 1 соответствующего давления, а из них на турбины 2 соответствующих ступеней давления. Турбина, вращаясь, преобразует энергию пара в механическую энергию, а генератор 3 связанный с ней муфтой или находящейся с ней на одном валу, преобразует эту механическую энергию в электрическую и передает её через повышающий трансформатор 4 в энергосистему. Отработавший пар сбрасывается в конденсатор 5, где конденсируется под действием охлажденной в градирне 7 воды, подаваемой гидротурбиной 6. Вода из бассейна градирен может закачиваться через нагнетательные скважины 11 обратно в зону теплоносителя или сбрасываться в ближайшие водоемы (река, море). Достоинством такой технологической схемы является её простота. Однако, практическая реализация её наталкивается на ряд трудностей, связанных с необходимостью изготовления

специального оборудования, борьбы с коррозией, солевыведением на всех элементах её и большой капиталоемкостью всех сооружений.

Несколько меньших капиталовложений и затрат на эксплуатацию требует технологическая схема Гео ТЭС, представленная на рисунке 1.7, где обозначены все её основные элементы.

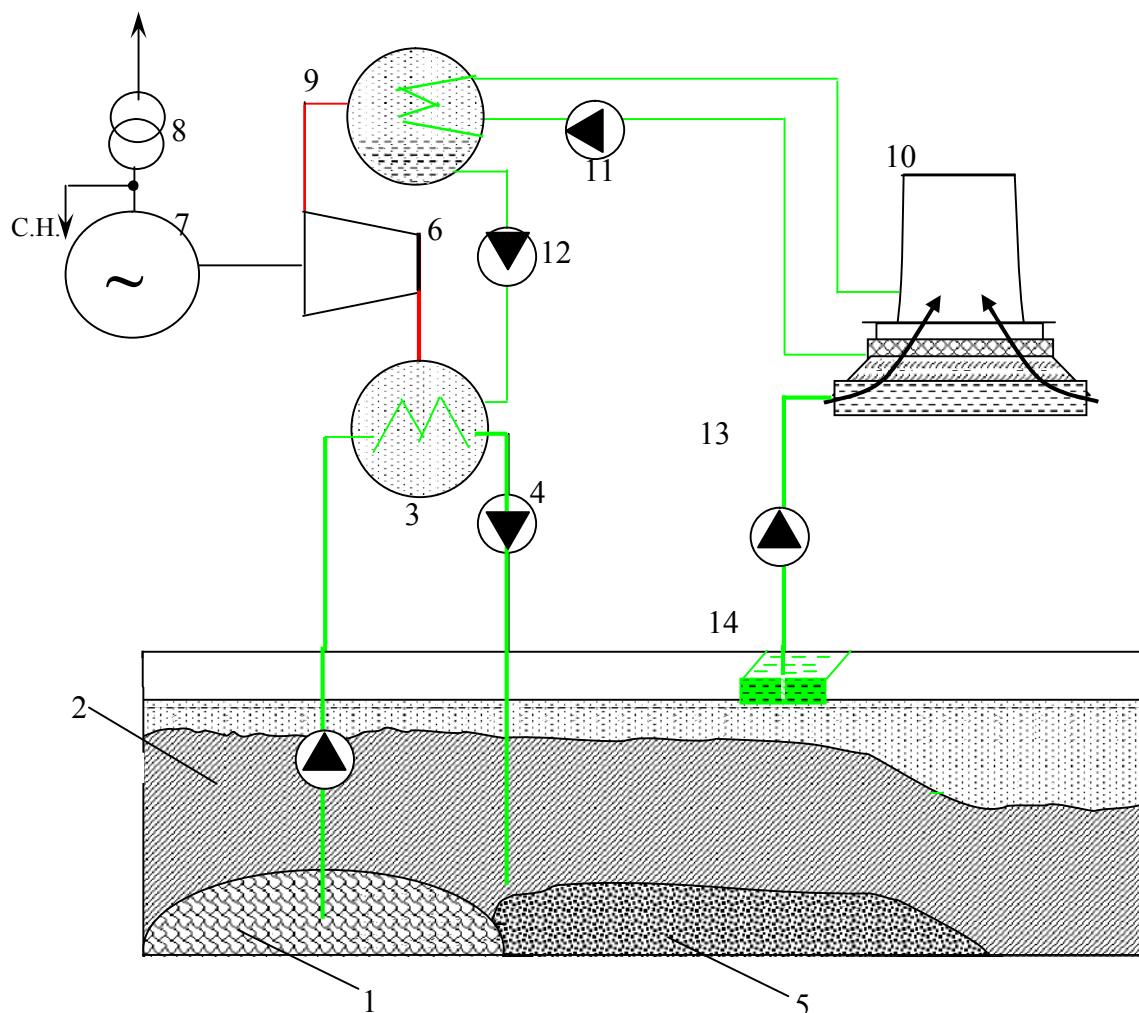


Рисунок 1.7. Принципиальная технологическая схема двухконтурного варианта Гео ТЭС:

1 – бассейн (коллектор) горячей воды; 2 – заглубленный насос забора геотермального теплоносителя; 3 – парогенератор, 4 – насос закачки охлажденного теплоносителя; 5 – зона закачки охлажденного геотермального теплоносителя; 6 – паровая турбина; 7 – генератор; 8 – повышающий трансформатор; 9 – конденсатор; 10 – градирня; 11 – гидротурбина; 12 – конденсатный насос; 13 – циркуляционный насос; 14 – водоем с охлаждающей водой.

Это двухконтурная энергоустановка, которая может выполняться в виде модулей или блоков. В первый контур входят: коллектор 1 геотермального теплоносителя, заглубленный насос 2 для откачки последнего, парогенератор 3, где тепло передается второму контуру, насос 4 закачивания отработавшего геотермального теплоносителя в пласт 5 (коллектор по существу). Остальные элементы технологической схемы рисунка 1.7 составляют второй контур.

Работа схемы: Пар из парогенератора 3 поступает на турбину 6, которая превращает энергию пара в механическую энергию вращения турбогенератора 7. Последний преобразует механическую энергию в электрическую и через повышающий трансформатор 8 отдает её в энергосистему. Отработавший пар из турбины сбрасывается в конденсатор 9, где он конденсируется под действием охлажденной в градирне 10 воды, подаваемой гидротурбиной 11. Из конденсатора вода забирается конденсатным насосом 12 и подается в парогенератор 3. Вода в бассейны градирен закачивается насосом 13 из водоема 14 (река, озеро) и самотеком (или насосом) возвращается в него.

Эта схема так же относительно проста по конструкции и в эксплуатации. Поскольку во втором контуре циркулирует очищенная вода проблем с коррозией и солевыделением меньше. Устройства очистки здесь необходимы в основном для первого контура, что значительно проще и экономически выгоднее по сравнению с первой схемой [1].

Энергию солнца можно использовать через фотоэлементы путем прямого преобразования в электрическую или путём использования теплового излучения солнца, сфокусированного зеркалами на парогенераторе, пар из которого вращает турбину с генератором. Первый вид электростанций пока используется ограниченно и лишь в специальных установках. Возможность широкого применения этого типа станций появится после снижения стоимости элементов. Второй тип гелиостанций проще в реализации.

Ветроэлектростанции на Украине не получили еще распространения для работы в энергосистемах. Они используются для сравнительно небольших автономных потребителей. Однако, в пользу ВЭС говорят исследования по мощным электростанциям за рубежом (до нескольких мегаватт в единице с диаметром двухлопастного ветроколеса до 100 метров).

Успешно эксплуатируется в России приливная Кислогубская электростанция, высота приливов на ней 13 метров. Выявлен ещё ряд районов в странах содружества, где целесообразно сооружение ПЭС мощностью от десятков до сотен мегаватт.

Достаточно широкое распространение получили и геотермальные электростанции, использующие энергию термальных подземных вод. Работоспособность таких станций доказана опытом их эксплуатации в США, Италии, Мексике и других странах.

Контрольные вопросы.

1. Места расположения, технологическая схема, достоинства и недостатки КЭС.
2. Места расположения, технологическая схема, достоинства и недостатки ТЭЦ.
3. Места расположения, технологическая схема, достоинства и недостатки ГЭС.
4. Места расположения, технологическая схема, достоинства и недостатки ПГУ на ЭС.
5. Места расположения, технологическая схема, достоинства и недостатки ЭС с МГД - генераторами.
6. Особенности использования электростанций на новых источниках энергии.

ЛЕКЦИЯ 2

ТЕМА: Технологический процесс производства электроэнергии на атомных ЭС

2.1. Общие вопросы производства электроэнергии на АЭС.

АЭС – это по существу тепловая электростанция, которая использует тепловую энергию ядерной реакции. Центральным элементом АЭС является ядерный реактор, в котором происходит ядерная реакция деления U-235. Для отвода тепла, выделяющегося в этой реакции, используют теплоноситель, в качестве которого чаще всего выступает вода. Кроме того, для осуществления управления ядерной реакцией необходимо использование замедлителя нейтронов.

Так, в реакторах типа ВВЭР (вода – водяной энергетический) в качестве теплоносителя и замедлителя используется вода под давлением. В реакторах типа РБМК (реактор большой мощности канальный) в качестве теплоносителя используется вода, а в качестве замедлителя – графит. Оба эти реактора нашли широкое применение на АЭС Украины и России.

По технологическому принципу производства электроэнергии АЭС очень похожа на КЭС. Так же как и КЭС, АЭС строятся по блочному принципу в электрической и тепловой части. Однако, существует ряд особенностей в технологическом процессе, что накладывает существенное влияние на электрическую часть станции.

АЭС выгодно оснащать блоками большой мощности, тогда по своим технико-экономическим показателям они не уступают КЭС. В настоящее время широко используются реакторы электрической мощностью 440 и 1000 МВт типа ВВЭР, а также 1000 и 1500 МВт типа РБМК. При этом энергоблоки формируются следующим образом:

1. Реактор ВВЭР - 440 и два турбоагрегата по 220 МВт.
2. Реактор ВВЭР – 1000 и два турбоагрегата по 500 МВт.
3. Реактор ВВЭР – 1000 и один турбоагрегат 1000 МВт.
4. Реактор РБМК – 1500 и два турбоагрегата по 750 МВт.

Оценим теперь влияние АЭС на экологию. АЭС не имеет выбросов дымовых газов и не имеет отходов в виде золы и шлаков. Однако, удельные тепловыделения в воду на атомной станции выше, вследствие большого удельного расхода пара, а следовательно большого расхода охлаждающей воды. Поэтому, все современные АЭС оборудуются градирнями, для отвода тепла охлаждающей воды в атмосферу.

Важная особенность эксплуатации АЭС – радиоактивные отходы, которые захораниваются в специальных могильниках, исключающих воздействие радиации на людей.

Чтобы избежать влияния возможных радиоактивных выбросов на людей, вокруг станции создается санитарно – защитная зона.

должен обеспечивать циркуляцию теплоносителя в нормальных и аварийных режимах.

Для компенсации температурных изменений объёма воды в одной из реакторных петель устанавливается компенсатор объёма КО с электронагревателем (ЭН). Электронагреватели обеспечивают испарение воды в КО и поддержание заданного давления пара над уровнем воды в реакторном контуре.

Для предотвращения вскипания теплоносителя, при аварийном положении АЭС, электронагреватели должны быть обеспечены электроснабжением, допускающим перерывы питания только на время включения резервного питания.

В нормальном режиме работы реактора необходима подпитка первого контура, которая осуществляется подпиточным насосом ППН, забирающим воду из деаэратора. Кроме того, для регулирования количества тепловых нейтронов, то есть регулирования мощности реактора, используют в качестве замедлителя борированную воду, которая подаётся насосами НБК 1,2. Подпиточный насос используется для подпитки первого контура в режиме «малых течей».

Перегрузка и выдержка тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) осуществляется в бассейне под слоем воды (БТВЭЛ). Для охлаждения воды предусматриваются теплообменник ТО и насос НО ТВЭЛ. В эту систему может быть подана борированная вода. Этот насос должен быть обеспечен бесперебойным питанием.

В режиме нормальной эксплуатации реактора первостепенную роль играет система управления и защиты реактора (СУЗ). Механизмы управления СУЗ являются важнейшими элементами системы регулирования и обеспечения ядерной безопасности. Поэтому электропривод механизмов СУЗ требует особо надёжного питания.

Безопасность АЭС обеспечивают кроме систем нормальной эксплуатации локализующие системы и система аварийного охлаждения активной зоны реактора – САОЗ. Назначение двух последних систем – не допустить распространения радиоактивности за пределы герметичных помещений АЭС даже при полном разрыве главного циркуляционного контура (максимальная проектная авария – МПА).

Аварийное охлаждение зоны обеспечивается тремя независимыми системами. Состав одной из систем мы и рассмотрим.

Она включает баки аварийного запаса борного раствора АЗБР, теплообменник расхолаживания ТОР, спринклерные насосы СН, насосы аварийного расхолаживания низкого и высокого давления НАР. При нарушении герметичности реакторного контура и небольшой течи включаются НАР, подающие борированный раствор в контур. Если имеет место МПА и давление в реакторе падает, то для предотвращения вскипания воды в реакторе в пространство над активной зоной и под неё автоматически подаётся вода из гидроаккумулирующих ёмкостей ГАЕ. Одновременно подаётся борированная вода в спринклерные установки. Пар конденсируется в струях воды от

спринклерных установок, предотвращая повышение давления в герметичной оболочке. В прямках собирается вода, охлаждается в теплообменнике ТОР и вновь заканчивается в контур и в спринклерные установки до полного расхолаживания реактора. Электрооборудование этой системы САОЗ допускает перерыв питания до 30-60 сек.

Технологическая схема второго контура АЭС практически не отличается от аналогичной схемы КЭС. Назначение системы – обеспечение работы турбин за счёт производства пара в парогенераторе (ПГ), его срабатывания на турбине; конденсации пара и последующей подачи воды в парогенератор. В реакторах ВВЭР-1000 рабочий питательный насос имеет турбопривод. Кроме рабочего предусмотрен пускорезервный насос с электроприводом, имеющий надёжное питание.

На АЭС имеется развитая система технического водоснабжения. Эта система используется как для охлаждения главного конденсатора с помощью циркуляционного насоса, так и для других ответственных потребителей (теплообменников САОЗ, теплообменника выдержки ТО и т.д.) с помощью специальных насосов, требующих надёжного питания.

Высокой надёжности электроснабжения требуют противопожарные насосы.

Достоинства.

1. Практически отсутствует влияние на экологию, так как имеет место только тепловое загрязнение гидросферы и атмосферы.
2. Относительно высокий КПД $\approx 36\%$.
3. Малый объем горючего и длительный (3 года) срок работы до его перезагрузки.

Недостатки.

1. Сложность захоронения отходов.

2.3. Технологическая схема АЭС с реактором РБМК

Реакторы РБМК имеют каналное исполнение, теплоносителем является вода, замедлителем – графит. Мощность реактора определяется числом параллельных технологических каналов (рисунок 2.2.).

Вода по индивидуальным трубопроводам (836 каналов для одной половины РБМК – 1000) подаётся к технологическим каналам 5 реактора 6, где нагревается до температуры насыщенного пара. Пароводяная смесь ***по индивидуальным трубопроводам*** поступает в барабаны – сепараторы 11. Пар из сепараторов подаётся на турбину. Конденсат от турбины питательным насосом опять подаётся на сепараторы 11, откуда главным циркуляционным насосом ГЦН 13 вновь подаётся в реактор.

Таким образом, АЭС с РБМК - одноконтурная, пар, полученный в сепараторе, имеет слабую радиоактивность. Система реакторного контура РБМК, называемая контуром многократной циркуляции (МПЦ), состоит из двух самостоятельных частей, в каждую из которых входят два барабана – сепаратора,

трубопровод воды, всасывающий 12 и напорный 15 коллекторы, ГЦН 13, разделительные групповые коллекторы 10, а также запорная арматура 14.

Кроме контура МПЦ в реакторе существуют замкнутые автономные системы охлаждения каналов СУЗ, состоящие из теплообменника 3, насоса 2, и бака аварийного запаса воды 4. Аналогичные системы охлаждения предусмотрены для кольцевого бака биологической защиты и металлоконструкций, а также бассейна выдержки и перегрузки тепловыделяющих элементов 19, 20, 22. Насосы этих систем требуют надёжного электроснабжения от автономных источников.

Система аварийного охлаждения реакторов (САОР) канального типа состоит из двух подсистем: основного и дополнительного расхолаживания. Каждая подсистема состоит из трёх независимых групп (на рисунке показана одна группа).

Основная подсистема САОР состоит из гидроаккумулирующих ёмкостей 21, вода в которых находится под давлением азота (10 Мпа), превышающим давление теплоносителя в контуре МПЦ. В эту систему вода может подаваться аварийным питательным насосом. Эта подсистема включается в работу при МПА. При этом открываются задвижки 18 и вода из ёмкостей 21 подаётся в групповые коллекторы 10, а из них в технологические каналы. Электроснабжение быстродействующих задвижек должно обеспечиваться бесперебойным питанием.

Подсистема длительного расхолаживания включается после запуска аварийных источников питания и обеспечивает подачу обессоленной воды с помощью насосов 17 и 24 из барбатера 7 и бака 23 в реактор.

Для снижения давления в бассейне – барботере используется спринклерная система (8, 9, 25).

Электронасосы 17, 20, 24 требуют надёжного электропитания.

Технологическая схема турбоустановки почти не отличается от схем КЭС.

Достоинства.

1. Практически отсутствует влияние на экологию.
2. Низкие параметры теплоносителя, следовательно, менее жесткие Требования к технологии производства основных элементов ППУ.
3. Возможность ремонта каналов без остановки АЭС в целом.
4. Возможность наращивания мощности блока путем увеличения числа каналов.

Недостатки.

1. Недостаточно высокая надежность (Чернобыльская АЭС).
2. Сложность захоронения отходов.

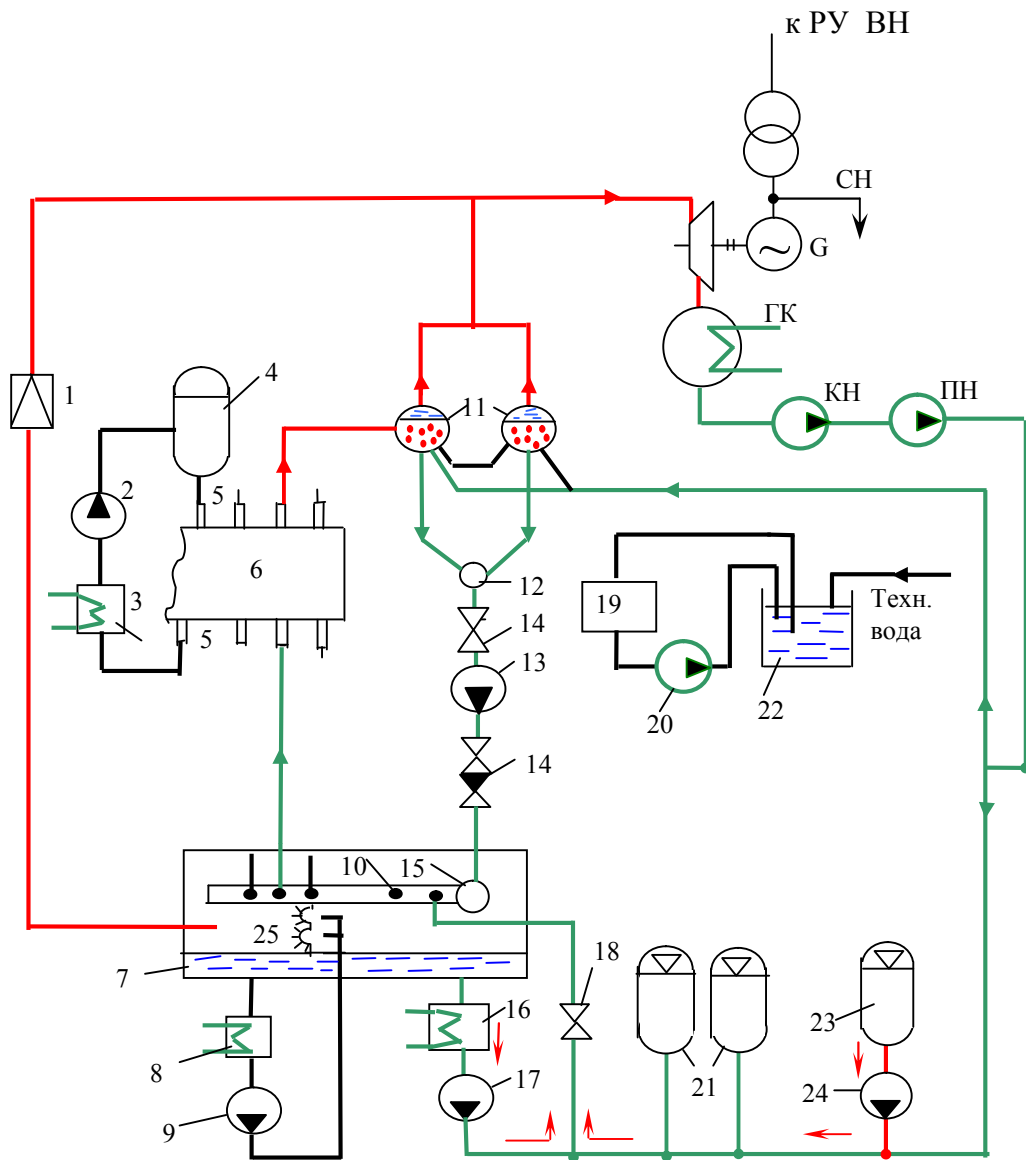


Рисунок 2.2 Технологическая схема АЭС с реактором типа РБМК

2.4. Технологическая схема АЭС с реакторами типа БН

АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (БН), реакторами-размножителями, используются для получения тепла и электроэнергии, а также для производства ядерного топлива. Технологическая схема энергоблока такой АЭС представлена на рисунке 2.3. Реактор типа БН имеет активную зону, где происходит реакция с выделением потока быстрых нейтронов. Эти нейтроны воздействуют на элементы из урана $U-238$, который в ядерных реакциях не используется, и превращают его в плутоний P_k-239 . Последний может быть использован на АЭС в качестве ядерного горючего.

Теплоносителем в реакторе типа БН, как правило, используется жидкий натрий, который бурно реагирует с водой и паром. Поэтому, чтобы избежать при авариях контакта радиоактивного натрия первого контура с водой или во-

дяным паром, схему АЭС выполняют трехконтурной (с жидкометаллическим промежуточным контуром).

Первый контур предназначен для снятия тепла с реактора и передачи его теплоносителю второго контура. Первый циркуляционный контур состоит из активной зоны и зоны воспроизводства (реактора 1) теплообменников 2 и насосов 3, связанных между собой каналами, по которым циркулирует теплоноситель (радиоактивный натрий).

На действующих и строящихся АЭС с реакторами, охлажденными жидким металлом, применяются два конструктивных варианта первого контура. В одном варианте (смотри рисунок 2.3) контур циркуляции теплоносителя состоит из нескольких петель и оборудование располагается в индивидуальных корпусах, соединенных трубопроводами. Такая компоновка называется петлевой или контурной. Во втором варианте все оборудование первого контура размещается в едином прочном корпусе. Это интегральная компоновка (баковая, погруженная). По второму варианту выполнены, в частности, установки типа БН-600.

Циркуляция теплоносителя первого контура в установках типа БН-600 осуществляется тремя главными циркуляционными насосами, с напора которых по напорным трубопроводам натрий поступает в напорную камеру реактора, где поток распределяется по тепловыделяющим сборкам (ТВС) активной зоны и зоны воспроизводства.

Пройдя активную зону реактора, натрий с температурой 550°C поступает в шесть параллельно включенных промежуточных теплообменников через кольцевой зазор в защите вокруг активной зоны.

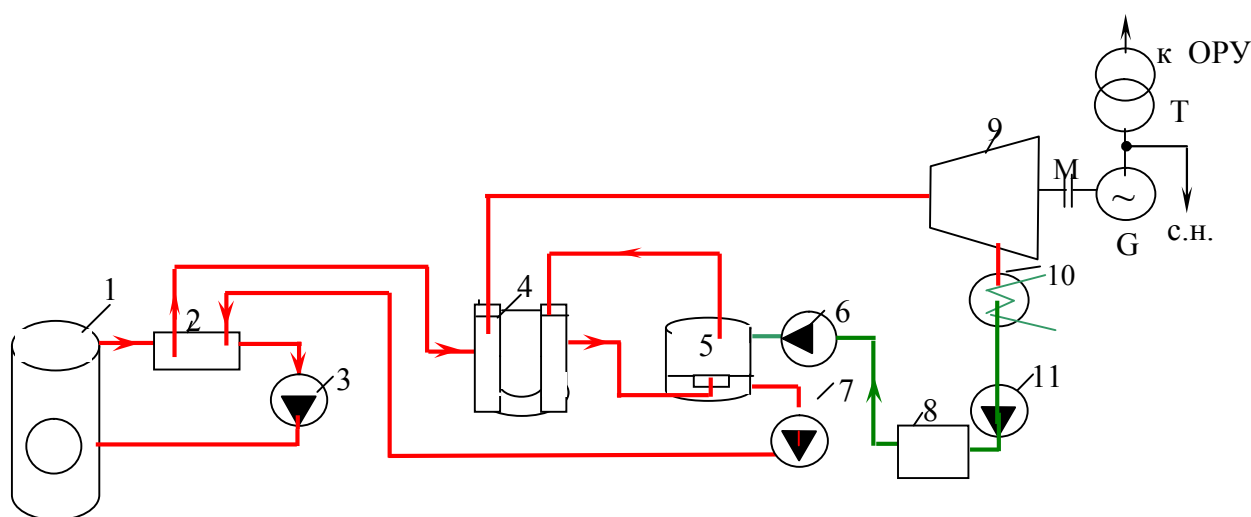


Рисунок 2.3. Технологическая схема АЭС с реактором типа БН

Натрий первого контура проходит сверху вниз в межтрубном пространстве теплообменников и выходит при температуре 337°C в три переливные камеры, откуда забирается насосами, которые подают его обратно в реактор.

Нормальную работу первого контура реакторов типа БН обеспечивают системы очистки, приготовления, хранения, подачи и приема натрия, газовая система, система обогрева и т.д.

Высокая химическая активность натрия по отношению к кислороду воздуха обусловила применение инертного газа, исключая непосредственный контакт расплавленного натрия с воздухом. Все натриевые системы выполняются герметичными, и газовые полости над теплоносителем заполняются осушенным и очищенным от кислорода газом, не взаимодействующим с натрием при рабочих температурах (аргон, гелий).

В состав газовой системы кроме газовых объемов реактора, насосов входят газовые баллоны-ресиверы объемом $4\text{--}5\text{ м}^3$ при давлении до 20 МПа, ловушки паров натрия, устанавливаемые на газовых линиях, система очистки газа.

Жидкометаллические теплоносители имеют температуру плавления $100\text{--}150^{\circ}\text{C}$, поэтому для обеспечения разогрева контуров перед заполнением теплоносителем и поддержания его в горячем состоянии служит система газового разогрева, включающая газодувки, подогреватели, а также внутренние и наружные камеры обогрева корпуса реактора и другого оборудования. Обогрев вспомогательных систем с натрием осуществляется, как правило, электронагревательными элементами.

Параметры первого контура контролируются системой, включающей в себя ионизационные камеры, датчики температуры, давления, электромагнитные расходомеры, датчики числа оборотов ГЦН, тока и напряжения на электродвигателях ГЦН и на электромагнитных насосах. Главные циркуляционные насосы обслуживаются масляной системой, в состав которой входят насосы, холодильники, фильтры, трубопроводы с арматурой, система управления и контроля.

Все эти системы, обеспечивающие нормальную работу первого контура, требуют надежного электроснабжения.

Второй (промежуточный) контур предназначен для передачи тепла от первого контура рабочему телу в парогенераторах 5 (смотри рисунок 2.3) и пароперегревателях 4. В состав второго контура входят, кроме парогенераторов 5 и пароперегревателей 4, циркуляционные насосы 7 и вспомогательные системы, аналогичные системам первого контура.

В установках типа БН теплоноситель (нерадиоактивный натрий) с помощью насосов 7 второго контура подается в теплообменники 2 натрий-натрий, нагревается в них до 520°C , затем направляется в пароперегреватели 4 и парогенераторы 5, где, отдавая тепло рабочему телу, охлаждается до 322°C и поступает на вход циркуляционных насосов 7. С целью исключения перетечек ак-

тивного натрия в неактивный (в промежуточных теплообменниках 2) давление во втором контуре больше, чем в первом. В системе компенсации давления используется аргон.

Назначение и состав третьего (пароводяного) контура такие же как у любой тепловой станции. Питательная вода поступает из главного конденсатора 10 (смотри рисунок 2.3) на всас конденсатного насоса 11 и далее в деаэратор 8. Питательным насосом 6 вода забирается из деаэратора и подается на парогенератор 5 (испаритель), где отбирает тепло у теплоносителя второго контура и превращается в пар. Пар из парогенератора поступает в пароперегреватель 4 и далее на турбину 9, где и срабатывается, вращая последнюю. Отработавший пар из турбины сбрасывается в главный конденсатор, где охлаждается, конденсируется и превращается в питательную воду.

Турбина связана муфтой М с генератором G, в котором механическая энергия превращается в электрическую энергию. Электрическая энергия подается на потребители собственных нужд (СН) и через повышающий трансформатор Т на открытое распределительное устройство (ОРУ).

Основное достоинство АЭС с реакторами типа БН- их способность воспроизводить ядерное горючее. Эти станции, как и другие АЭС, не имеют выбросов дымовых газов и не имеют отходов в виде золы и шлаков.

Основные недостатки:

- большие удельные тепловыделения в охлаждающую воду;
- низкий КПД $\leq 30\%$;
- необходимость надежного захоронения радиоактивных отходов.

2.5. Структура электрической части АЭС

Специфика электрической части аналогична КЭС. Центры электрических нагрузок располагаются на значительном расстоянии от АЭС, поэтому станция выдаёт электроэнергию на высоких и сверхвысоких напряжениях. Для удобства наращивания мощности, повышения надёжности используется блочный принцип построения.

Мы видим, что особенность технологического процесса на АЭС предъявляет специфические требования к питанию электрооборудования.

Все потребители АЭС образуют, как и на КЭС, систему собственных нужд, которая в нормальных режимах получает питание от трансформатора собственных нужд основного (ОТСН). Этот трансформатор получает питание от генератора станции. Для обеспечения резервирования питания собственных нужд применяют резервные трансформаторы (РТСН), получающие питание от шин среднего напряжения своей или соседней ЭС.

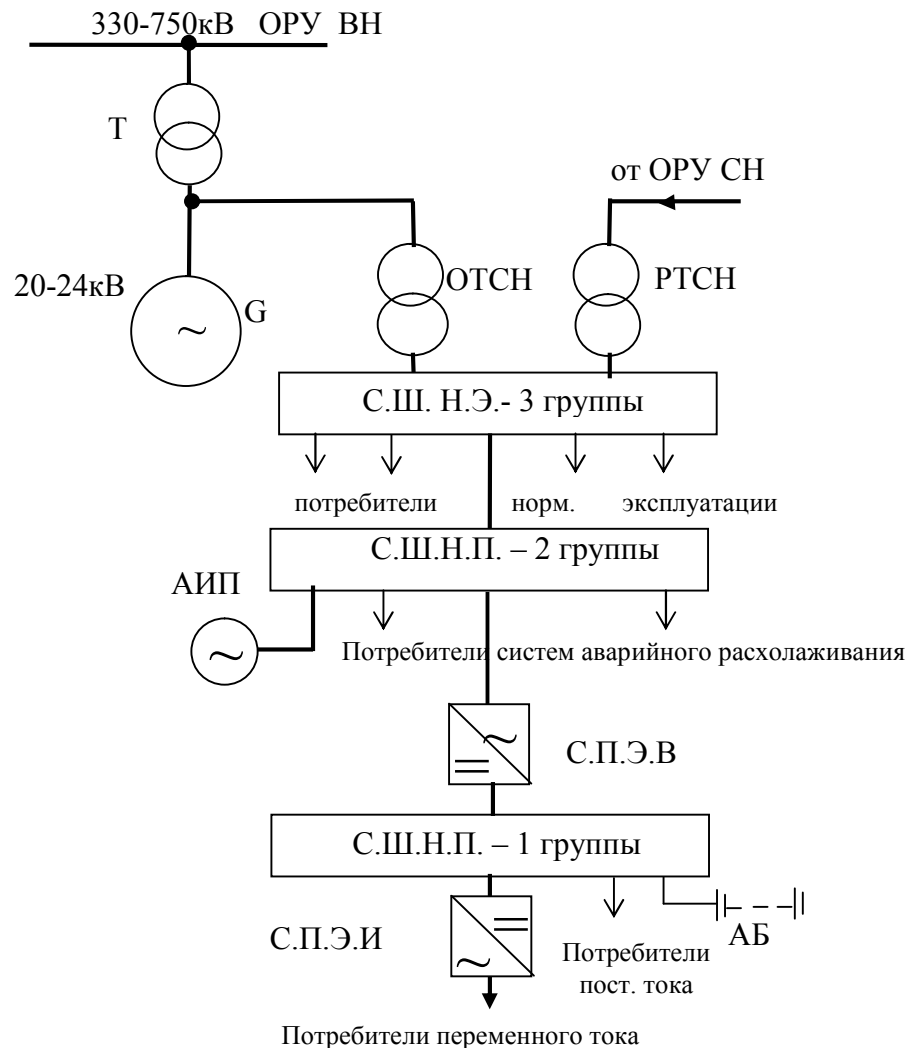


Рисунок 2.4. Структурная схема электрической части АЭС

В системе собственных нужд для обеспечения надёжного и безопасного функционирования технологического оборудования выделяют 3 подсистемы электроснабжения потребителей собственных нужд:

а) система шин нормальной эксплуатации (С.Ш.Н.Э). От этой системы шин получают питание потребители, не предъявляющие повышенных требований к надёжности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время автоматического ввода резервного питания после срабатывания защиты реактора. Эти потребители относятся к потребителям 3 группы (по ПУЭ) потребителей 1 категории. К ним относятся конденсатные, циркуляционные и сетевые насосы, ГЦН с большой инерционностью, насосы технической воды неответственных потребителей, дренажные насосы и т.д.)

б) система шин надёжного питания, для потребителей 2 группы (С.Ш.Н.П. – 2 группы). От этой системы шин получают питание потребители, требующие повышенной надёжности питания и допускающие перерывы питания на время, определяемое условиями аварийного расхолаживания

(десятки секунд – десятки минут) и требующие обязательного питания после срабатывания АЗ реактора. К ним относят: электрооборудование САОЗ, САОР, спринклерные насосы, насосы борного регулирования, аварийные питательные насосы, противопожарные насосы, отдельное электрооборудование турбоагрегата и систем биологической и технологической дозиметрии. Для потребителей этой группы в аварийном режиме предусматривается электроснабжение от специальных автономных источников, не связанных с сетью энергосистемы, которые должны обеспечивать питание этих потребителей при МПА и обесточении основных источников электроснабжения. В качестве аварийных источников используются на АЭС автоматизированные дизель генераторы.

в) система шин надёжного питания для потребителей 1 группы (С.Ш.Н.П. – 1 группы). От этой системы шин получают питание потребители, не допускающие перерыв питания более чем на доли секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от ОТСН и РТСН, и требующие обязательного питания после срабатывания АЗ реактора. К этой группе относятся: КИП и автоматика защиты реактора; приборы технологического контроля; некоторые системы дозиметрии; электропривод быстродействующих клапанов и отсечной арматуры, которая локализует и обеспечивает ликвидацию аварии, часть аварийного освещения; электромагнитных приводов СУЗ, ГЦН с малой инерционностью, а также отдельные насосы турбоагрегата.

В качестве аварийных источников питания для этой группы используют аккумуляторные батареи со статическими преобразователями электроэнергии (выпрямители – С.П.Э.В, инверторы –С.П.Э.И).

Контрольные вопросы.

1. Общие вопросы производства электроэнергии на АЭС.
2. Технологическая схема АЭС с реакторами типа ВВЭР.
3. Технологическая схема АЭС с реакторами РБМК.
4. Технологическая схема АЭС с реакторами типа БН.
5. Структура электрической части АЭС.

ЛЕКЦИЯ 3

ТЕМА: Основное оборудование электрической части электростанций

3.1. Синхронные генераторы.

Основным элементом электрической станции (ЭС), в котором происходит преобразование механической энергии первичного двигателя в электрическую, является электрический генератор. Как правило – это синхронные генераторы трехфазного переменного тока.

Различают – турбогенераторы, у которых первичным двигателем являются турбины (паровая или газовая), и гидрогенераторы, у которых первичным двигателем является гидравлическая турбина.

Для синхронных электрических машин в установившемся режиме имеется строгое соответствие между частотой вращения агрегата n об/мин и частотой сети f , Гц

$$n=60f/p, \quad (3.1)$$

где: p – число пар полюсов генератора.

Чем выше частота вращения турбины, тем меньше её габариты и больше КПД, поэтому естественно стремление повысить быстроходность турбогенераторов. Очевидно, максимальная частота вращения ограничивается минимальным числом пар полюсов генератора $p=1$. Поэтому при частоте сети 50 Гц, принятой в Украине, России и других странах Европы и Азии, максимальная частота вращения равна (из выражения 3.1) 3000 об/мин. В США, Японии и некоторых других странах, где частота сети 60 Гц, наибольшая частота вращения двухполюсных турбогенераторов равна 3600 об/мин.

В некоторых случаях предельная частота вращения турбогенератора определяется турбиной и может быть меньше 3000 об/мин. Меньшая частота вращения вала турбины позволяет применять лопатки большей длины, способные пропускать больше пара, и увеличить предельную мощность турбины, ограниченную механическими напряжениями в материале лопаток. Поэтому паровые и газовые турбины выпускают на 3000 об/мин и 1500 об/мин.

На ТЭС, сжигающих обычное топливо, частота вращения агрегатов составляет, как правило, 3000 об/мин, а синхронные генераторы имеют два полюса.

На АЭС применяют турбогенераторы с частотой вращения 3000 об/мин (при $p=1$) и с частотой вращения 1500 об/мин (при $p=2$). Турбогенераторы выполняются с горизонтальным расположением валов. Ротор выполняется неявнополюсным и массивным, а обмотка возбуждения - распределенная, укладывается в пазах бочки ротора.

Вследствие значительной частоты вращения диаметр ротора турбогенераторов ограничивается по соображениям механической прочности $1,1 \div 1,2$ м при 3000 об/мин. Длина бочки ротора составляет 6-6,5 м. Определяется эта

длина из условий допустимого статического прогиба вала и получения приемлемых вибрационных характеристик.

Частота вращения гидрогенератора принимается равной наиболее выгодной частоте вращения турбины, отвечающей при данных напоре (Н) и расходе воды наилучшим гидравлическим характеристикам турбины и её наибольшей экономичности

$$n_{\text{турб}} = K_6 \frac{H^{5/4}}{\sqrt{P}}, \quad (3.2)$$

где: K_6 - коэффициент быстроходности зависящий от типа турбины, об/мин;

H - напор, м;

P – мощность турбины, МВт.

Так как напоры и расходы воды на различных гидроэлектростанциях отличаются большим разнообразием, частота вращения гидрогенераторов лежит в широком диапазоне, от 60 до 750 об/мин. Из выражения (3.2) видно, что частота вращения тем меньше, чем ниже напор воды и выше мощность гидроагрегата. Гидроагрегаты поэтому являются тихоходными машинами, имеют большие размеры и массы, а также большое число полюсов.

Например, из (3.1) при $n=60$ об/мин имеем число пар полюсов

$$p = \frac{60 \cdot 50}{60} = 50.$$

Гидрогенераторы выполняют с явнополюсными роторами и преимущественно с вертикальным расположением вала. Диаметры роторов мощных гидрогенераторов достигают 14-16 м, а диаметры статоров 20-22 м.

Гидрогенераторы выполняются с явнополюсными роторами, как правило, с демпферной обмоткой, которая образуется из медных стержней, закладываемых в пазы на полюсных наконечниках и замыкаемых с торцов ротора кольцами. Статор гидрогенераторов в отличие от турбогенераторов выполняется разъемным. Он делится по окружности на несколько (от двух до шести) равных частей. Это значительно облегчает его транспортировку и монтаж.

В настоящее время достаточно широко применяются капсульные гидрогенераторы, имеющие горизонтальный вал. Такие гидрогенераторы заключаются в водонепроницаемую оболочку (капсулу), которая с внешней стороны обтекается потоком воды, проходящим через турбину. Капсульные генераторы изготавливают на мощность несколько десятков мегавольтампер. Это тихоходные генераторы ($n=60-150$ об/мин) с явнополюсным ротором.

На всех АЭС в качестве резервных источников электроснабжения используются дизель-генераторы (ДГ), синхронные генераторы у которых соединены с дизельным двигателем внутреннего сгорания. Это явнополюсные машины с горизонтальным валом. Дизель как поршневая машина имеет неравномерный крутящий момент, поэтому дизель-генераторы снабжаются маховиком или его ротор выполняется с повышенным маховым моментом.

Важнейшей особенностью современных мощных синхронных генераторов является наличие у них достаточно сложной системы охлаждения, усложняющей конструкцию генератора и требующей особого внимания при эксплуатации. Во время работы в генераторе возникают потери энергии, превращающиеся в теплоту и нагревающие его элементы. Хотя КПД современных генераторов очень высок (достигает 98,75%) и относительные потери составляют всего 1,25-2%, абсолютные потери весьма велики (до 12,5 МВт в машине 1000 МВт), что приводит к значительному повышению температуры активной стали, меди и изоляции обмоток статора и ротора.

Под действием теплоты происходит ухудшение электроизоляционных свойств, понижение механической прочности и эластичности изоляции. Она высыхает, крошится и перестает выполнять свои функции. Опытным путем установлено, что процесс «старения» изоляции протекает тем быстрее, чем выше её температура. Математически это выражается формулой

$$T = T_0 \cdot e^{-at}, \quad (3.3)$$

где: T - срок службы изоляции при температуре $t^\circ\text{C}$;

T_0 - срок службы изоляции при $t=0^\circ\text{C}$ ($T_0 \approx 3 \cdot 10^4$ лет);

a - коэффициент, зависящий от скорости старения изоляции (по нормам МЭК $a=0,112$).

По так называемому шестиградусному правилу, установленному экспериментально и положенному в основу расчета температурных режимов электрооборудования во многих странах (нормы МЭК), при повышении температуры изоляции на 6°C (в пределах $80 - 150^\circ\text{C}$) срок её службы уменьшается в два раза. Например, если расчетный срок службы изоляции при длительном воздействии температуры $t=105^\circ\text{C}$ равен 20 годам, то при увеличении рабочей температуры до 111°C он снизится до 10 лет, а при температуре 117°C окажется равным всего 5 годам.

Очевидно, что изоляция должна работать при такой температуре, при длительном воздействии которой она сохранит свои изоляционные и механические свойства в течении времени, сравнимого со сроком службы генератора. Для того, чтобы температура генераторов во время их работы оставалась в допустимых пределах, необходим непрерывный интенсивный отвод теплоты от них, который и выполняется при помощи системы охлаждения.

Турбогенераторы выполняются с воздушным, водородным, водородно-жидкостным или чисто жидкостным охлаждением. Гидрогенераторы имеют воздушное или воздушножидкостное охлаждение.

По способу отвода теплоты от меди обмоток системы охлаждения подразделяются на косвенные и непосредственные. При косвенном охлаждении, которое применяется только при газах, охлаждающий газ (воздух, водород) не соприкасается с проводником обмоток. Теплота, выделяемая в последних, передается газу через изоляцию, которая значительно ухудшает теплопередачу.

При непосредственном охлаждении водород, вода или масло (непосредственное охлаждение с воздухом в качестве охлаждающей среды применяется лишь в гидрогенераторах) циркулируют по внутриводящим каналам, соприкасаются с нагретой медью и отводят от неё теплоту при максимальной эффективности теплоотдачи.

В настоящее время косвенное воздушное охлаждение применяется ограниченно: в ТГ только до 12 МВт и в гидрогенераторах до 150-160 МВт. Косвенное водородное охлаждение сохранилось только в ТГ 30-60 МВт и в синхронных компенсаторах (СК) 32 МВА и выше, так как увеличение единичной мощности при косвенной системе охлаждения ограничено превышением температур в изоляции и стали над температурой охлаждающей среды.

Дальнейшее повышение единичной мощности ТГ оказалось возможным лишь при переходе на систему непосредственного охлаждения. Такое охлаждение широко применяется в машинах от 60 МВт до 1000 МВт.

Известно [2], что наилучшей охлаждающей средой является дистиллированная вода. Получение дистиллята с высоким ($> 2 \cdot 10^5$ Ом/см) удельным сопротивлением не представляет трудностей. Поэтому при жидкостном охлаждении преимущественно применяется вода. Теплоотводящая способность трансформаторного масла примерно в 2,5 раза ниже, чем воды; масло пожароопасно и поэтому значительно реже (в основном для трансформаторов) применяется в качестве охлаждающей среды.

Для непосредственного охлаждения статора и ротора ТГ широко применяется также водород.

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением делятся на следующие четыре группы:

- с косвенным охлаждением статора и непосредственным охлаждением ротора водородом (ТГ серии РВФ мощностью 60, 100, 120 МВт);
- с непосредственным охлаждением статора и ротора водородом (ТГ серии ТГВ-200 и ТГВ-300, циркуляция водорода в которых создается компрессором, установленным на валу ротора со стороны контактных колец);
- с непосредственным жидкостным охлаждением статора и непосредственным водородным охлаждением ротора (ТГ серии ТВВ мощностью 150, 200, 300, 500, 800, 1000, 1200, МВт);
- с непосредственным жидкостным охлаждением статора и ротора (ТГ типа ТВМ-300, у которых статор охлаждается маслом, а ротор водой; ТГ типа ТГВ-500, с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора и ротора; сердечник статора ТВГ-500 охлаждается водородом).

Особенности конструкции генераторов и их систем охлаждения изучается в курсе «Электрические машины», но даже простой перечень их видов показывает сложность изготовления и эксплуатации как самих машин так и систем их охлаждения. Технические характеристики генераторов и синхронных компенсаторов приводятся в справочной литературе [4].

Длительная **перегрузка** генераторов и синхронных компенсаторов (СК) по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, **запрещается** [1].

В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в ЭЭС допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора при указанной в таблице 3.1 кратности тока, отнесенной к номинальному.

Таблица 3.1. Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных Компенсаторов току статора

Продолжительность перегрузки не более мин	Кратность перегрузки для генераторов и СК		
	С косвенным охлаждением обмотки	С непосредственным охлаждением обмотки	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустимые перегрузки по току возбуждения генераторов и СК с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для ТГ – с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора, приведенной в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора.

Продолжительность перегрузки не более мин	Кратность перегрузки для турбогенераторов типа		
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2 и ТА-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2, АСТГ-200	ТВВ-800-2 ТВВ-1000-2 ТВВ-1000-4
60	1,06	1,06	1,06
10	1,1	1,1	-
8,3	-	-	1,1
4	1,2	1,2	-
3	-	-	1,2
1	1,7	1,5	1,5

3.2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения в другое.

Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 – 25% ниже, расход активных материалов и стоимость на 20 – 25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВ·А, на 330 кВ до 1250 МВ·А. Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы делят на *двухобмоточные* и *трехобмоточные*. Обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, индуктивно не связанных, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называются *трансформаторами с расщепленными обмотками*. Обмотки высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) напряжения показаны на рисунке 3.1.

Широкое распространение трансформаторы с расщепленными обмотками НН получили в схемах питания потребителей собственных нужд (для повышения надежности электроснабжения) крупных ТЭС и АЭС с блоками мощностью 200-1200 МВт, а также на понижающих подстанциях (для ограничения токов короткого замыкания).

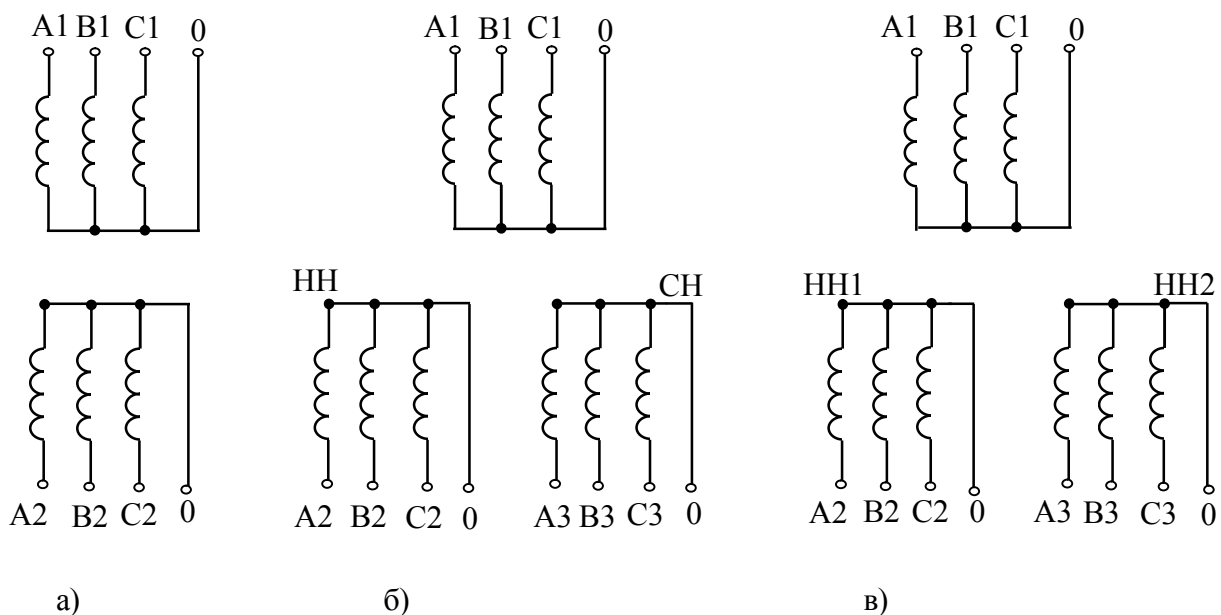


Рисунок 3.1. Принципиальные схемы трансформаторов:

- а) двухобмоточного б) трехобмоточного
- в) с расщепленными обмотками низкого напряжения.

К основным параметрам трансформатора относят: номинальные мощность, напряжение, ток, напряжение КЗ, ток ХХ, потери ХХ и потери КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Номинальная мощность для двухобмоточных трансформаторов – это мощность каждой обмотки. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную мощность принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.

За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь («проходная мощность»).

Номинальное напряжение обмоток – это напряжение первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора – это его линейное напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, – это $U_{\text{л}} / \sqrt{3}$.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная работа трансформатора. Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по её номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания $u_{\text{к}}$ (% или о.е.) – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой коротко другой обмотке в последней проходит ток равный номинальному. Напряжение КЗ характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора и в относительных единицах равно ему.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Соответственно, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ: $u_{\text{к}} \text{ ВН–СН}$, $u_{\text{к}} \text{ ВН–НН}$, $u_{\text{к}} \text{ СН–НН}$. Величина $u_{\text{к}}$ регламентируется в зависимости от напряжения [4] для силовых трансформаторов от 5,5% при $U_{\text{T}} = 6,3 \text{ кВ}$; до 80% при $U_{\text{T}} = 750 \text{ кВ}$.

Увеличивая значение $u_{\text{к}}$ можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформатора. Если, например, трансформатор 110 кВ, 250 МВ·А выполнить с $u_{\text{к}} = 20\%$ вместо 10%, то

расчетные затраты на него возрастут на 16%, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 МВ·А).

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции.

Ток холостого хода выражается в процентах от номинального тока трансформатора.

Потери холостого хода P_x и короткого замыкания P_k определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь в стали на перемагничивание и вихревые токи. Для уменьшения их применяется электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатанная сталь с жаростойким изоляционным покрытием, а также шихтовка стали сердечника.

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и элементах конструкции трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и в конструктивных элементах трансформатора. Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

В современных конструкциях трансформаторов потери относительно небольшие. Например, в трансформаторе мощностью 250 МВ·А, напряжением $U = 110 \text{ кВ}$ потери электроэнергии составляют 0,43% от общего количества электроэнергии, пропущенной через трансформатор за год. Однако, в сетях энергосистем установлено большое количество трансформаторов малой и средней мощности, относительные потери в которых значительно больше, поэтому общие потери электроэнергии во всех трансформаторах страны весьма значительны. Важно для экономии электроэнергии совершенствовать конструкцию трансформаторов с целью дальнейшего уменьшения потерь электроэнергии (P_x и P_k).

Потери энергии в трансформаторах приводят к нагреву обмоток и магнитопровода, что ускоряет старение изоляции обмоток – бумаги, тканей, лаков и других материалов. Процесс старения ведет к изменению исходных электрических, механических и химических свойств материалов, то есть износу трансформатора.

Чтобы замедлить процесс износа трансформатора и увеличить одновременно передаваемую им мощность, используются охлаждающие устройства. Принято считать, что охлаждающее устройство масляного трансформатора (для силовых трансформаторов и автотрансформаторов в качестве охлаждающей жидкости используется трансформаторное масло) состоит из системы *внутреннего охлаждения*, обеспечивающей передачу теплоты от обмоток и магнито-

провода охлаждающему маслу, и системы *наружного охлаждения*, обеспечивающей передачу теплоты от масла окружающей среде.

В электроэнергетических системах Украины на ЭС и п/станциях применяются трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ, ДЦН, Ц.

Система охлаждения М применяются у трансформаторов сравнительно небольшой мощности напряжением, как правило, до 35 кВ. Баки таких трансформаторов гладкие с охлаждающими трубами или навесными трубчатыми охладителями (радиаторами). Каждый радиатор представляет собой самостоятельный узел, присоединенный своими патрубками к патрубкам бака. Между фланцами патрубков встроены плоские экраны, перекрывающие доступ масла в радиатор. Естественное движение нагретых и холодных слоев масла в трансформаторе происходит за счет разной их плотности, т.е. за счет гравитационных сил. В окружающую среду теплота передается конвенционными потоками воздуха у поверхности баков и радиаторов, а также излучением.

Система охлаждения Д применяется у трансформаторов средней мощности напряжением 35, 110 и 220 кВ. В ней используются навесные радиаторы обдуваемые вентиляторами. Вентиляторы устанавливаются на консолях, приваренных к стенке бака. Включение и отключение электродвигателей вентиляторов производится автоматически или вручную. Для автоматического управления используются термические сигнализаторы.

Система охлаждения ДЦ получила распространение для охлаждения мощных трансформаторов наружной установки напряжением 110 кВ и выше. Её особенность – применение масляновоздушных охладителей с принудительной циркуляцией масла и форсированным обдувом ребристых труб охладителей воздухом. Управление охладителем ДЦ автоматическое и ручное. Аппаратура управления смонтирована в специальных шкафах автоматического управления охлаждением трансформатора типа ШАОТ – ДЦ или ШАОТ – ДЦН (ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и ненаправленной циркуляцией масла; ДЦН – то же, но с направленной циркуляцией масла).

Система охлаждения ДЦН – отличается от ДЦ только тем, что движение масла внутри трансформатора упорядочено: охлажденное масло подается по специальным трубам к определенным частям обмоток, в результате чего создается направленная циркуляция масла по охлаждающим каналам.

В системах охлаждения ДЦ и ДЦН схема автоматического управления обеспечивает:

- включение основной группы охладителей при включении трансформаторов в сеть;
- увеличение интенсивности охлаждения включением дополнительного охладителя при достижении номинальной нагрузки или заданной температуры масла в трансформаторе;
- включение резервного охладителя при аварийном отключении работающего и др.

Шкафы управления охлаждением оборудованы постоянно включенной сигнализацией о прекращении циркуляции масла, остановке вентиляторов дутья, включении резервного охладителя, переключении питания двигателей системы охлаждения с основного источника на резервный (при исчезновении напряжения или его понижении в основной сети).

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией типа Ц принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последней, охладители в системе Ц состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубами движется масло. Применяется для мощных трансформаторов наружной и внутренней установки. Она компактна, обладает высокой надежностью и тепловой эффективностью.

Для трансформаторов наружной установки охладители размещены в помещениях с положительной температурой. Предусматриваются меры, предотвращающие замерзание воды в маслоохладителях, насосах, водяных магистралях в зимнее время (например, слив воды из охладителей при отключении трансформатора, утепление охладителей и др.).

На рисунке 3.2. приведена принципиальная схема охлаждения Ц. Горячее масло из верхней части бака трансформатора 1 перекачивается насосом 2 через маслоохладители 17, охлаждается циркулирующей в нём водой и возвращается через сетчатые фильтры 7 в нижнюю часть бака.

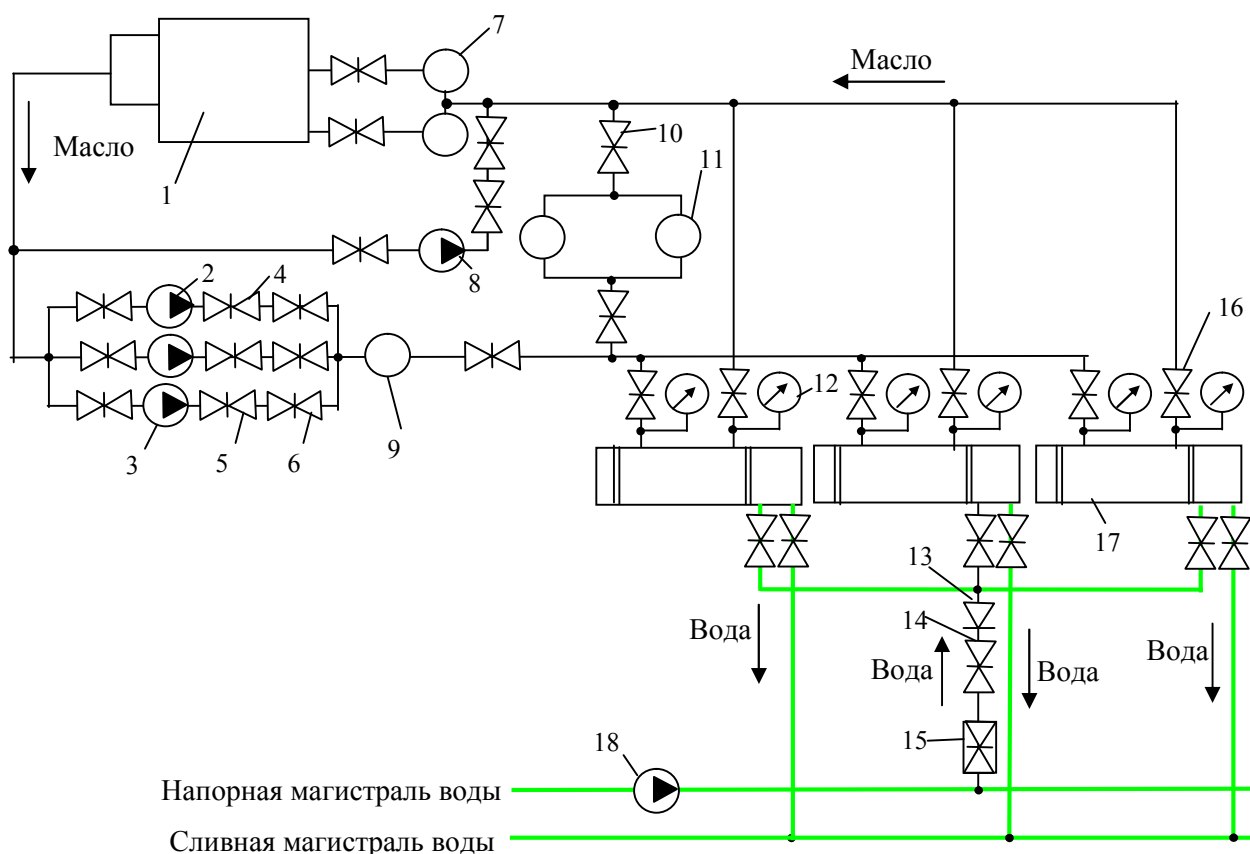


Рисунок 3.2. Принципиальная схема охлаждения Ц:

1 - трансформатор; 2 – рабочий насос; 3 – резервный насос; 4 – нормально открытый обратный клапан; 5 – нормально закрытый обратный клапан; 6 – нормально открытая задвижка; 7 – сетчатый фильтр; 8 – пусковой насос; 9 – дифманометр; 10 – пробковый кран; 11 – адсорбер; 12 – манометр; 13 – расходомер воды; 14 – задвижка с электроприводом; 15 – дроссельный клапан; 16 – нормально закрытая задвижка; 17 – охладитель; 18 - водяной центробежный насос.

Циркуляция воды через охладитель осуществляется с помощью водяного центробежного насоса 18. Чтобы исключить подсосы воды в масло в случае образования неплотностей и трещин в трубах, по которым циркулирует вода, маслоснасосы устанавливают перед маслоохладителем, давление масла в котором поддерживают выше давления воды не менее чем на 0,1 – 0,2 МПа.

В схеме охлаждения Ц имеется ветвь с пусковым насосом 8, который предназначен для перемешивания масла и выравнивания его температуры во всех зонах бака трансформатора. Пусковой насос 8 создает циркуляцию масла вне контура охладителей. Он автоматически включается при включении трансформатора под напряжение и отключается при достижении температуры масла 30°С. Далее включаются рабочие насосы 2, которые должны работать при всех режимах работы трансформатора.

В системах охлаждения Ц имеются (смотри рисунок 3.2) приборы для контроля температуры, расхода и давления масла и воды, для очистки масла и воды, а также аппаратура управления охлаждением и различные сигнальные устройства.

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов характерно наличие достаточно развитой и сложной системы контроля состояния, а для многих еще и систем (ещё более сложных) регулирования напряжения, изучаемых в специальных разделах и курсах (например, в курсе «Автоматическое регулирование электрических систем»).

Контрольные вопросы.

1. Особенности синхронных генераторов ЭС разных типов.
2. Системы охлаждения мощных синхронных генераторов.
3. Допустимые перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов в аварийных условиях.
4. Общая характеристика особенностей силовых трансформаторов и автотрансформаторов.
5. Охлаждающие устройства силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

ЛЕКЦИЯ 4

ТЕМА: Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов.

4.1. Проходная и типовая мощность.

Однофазный АТ имеет электрически связанные обмотки ОВ и ОС (рисунок 4.1). Часть обмотки заключённая между В и С, называется последовательной, а между С и О общей.

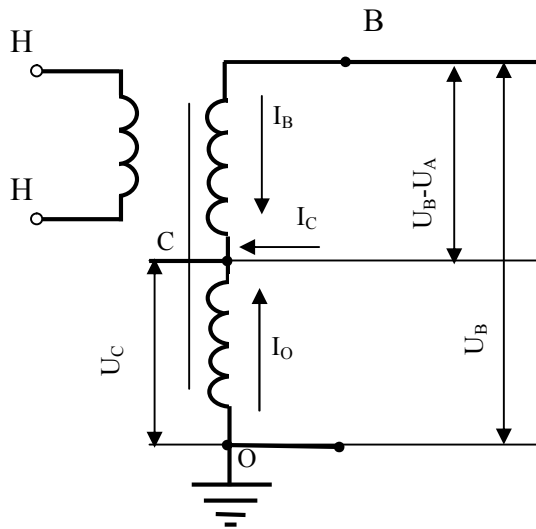


Рис. 4.1. Схема однофазного автотрансформатора

При работе АТ в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке проходит ток I_B , который, создавая магнитный поток наводит в общей обмотке ток I_O . Ток нагрузки вторичной обмотки I_C складывается из тока I_B проходящего благодаря гальванической (электрической) связи обмоток, и тока I_O , созданного магнитной связью этих обмоток:

$$I_C = I_B + I_O, \text{ откуда } I_O = I_C - I_B.$$

Полная мощность, передаваемая АТ из первичной сети во вторичную, называется проходной. Если пренебречь потерями в сопротивлениях обмоток АТ, можно записать следующее выражение:

$$S = U_B \cdot I_B = U_C \cdot I_C.$$

Преобразуя правую часть выражения, получаем:

$$S = U_B \cdot I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B, \quad (4.1)$$

где: $(U_B - U_C) I_B = S_m$ – мощность, передаваемая магнитным путём из первичной обмотки во вторичную;

$U_C \cdot I_B = S_g$ – электрическая мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счёт их гальванической связи, без трансформации.

Эта мощность не нагружает общей обмотки, потому что ток I_B из последовательной обмотки проходит на вывод С минуя обмотку ОС.

В номинальном режиме проходная мощность является номинальной мощностью АТ ($S = S_{\text{НОМ}}$), а трансформаторная мощность – типовой мощностью ($S_m = S_{\text{ТИП}}$).

Размеры магнитопровода, а следовательно, его масса, определяются трансформаторной (типовой) мощностью, которая составляет лишь часть номинальной мощности:

$$\begin{aligned} S_{\text{ТИП}}/S_{\text{НОМ}} &= (U_B - U_C)I_B / (U_B I_B) = (U_B - U_C)/U_B = \\ &= 1 - (1/N_{\text{ВС}}) = K_{\text{ВЫГ}}, \end{aligned} \quad (4.2)$$

где: $N_{\text{ВС}} = U_B / U_C$ – коэффициент трансформации, выбирают $N_{\text{ВС}} = 1,8 \dots 2,5$;
 $K_{\text{ВЫГ}}$ – коэффициент выгоды или коэффициент типовой мощности.

Из (4.2) следует, что чем ближе U_B к U_C , тем меньше $K_{\text{ВЫГ}}$ и меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Это означает, что размеры АТ, его масса, расход активных материалов, уменьшается по сравнению с трансформатором одинаковой номинальной мощности.

Например, при $U_B = 330\text{кВ}$, $U_C = 110\text{кВ}$, $K_{\text{ВЫГ}} = 0,667$ а при $U_B = 550\text{кВ}$, $U_C = 330\text{кВ}$, $K_{\text{ВЫГ}} = 0,34$. Наиболее целесообразно применение АТ при сочетаниях напряжений 220/110, 330/150, 500/220, 750/330.

Из схемы рис. 4.1 видно, что мощность последовательной обмотки:

$$S_n = (U_B - U_C)I_B = S_{\text{ТИП}}.$$

мощность общей обмотки:

$$S_o = U_C \cdot I_o = U_C (I_C - I_B) = U_C \cdot I_C (1 - 1/N_{\text{ВС}}) = S_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{ВЫГ}} = S_{\text{ТИП}}. \quad (4.3)$$

Таким образом, обмотки и магнитопровод АТ рассчитываются на типовую мощность, которую иногда называют расчётной мощностью.

Какая бы мощность не подводилась к зажимам В и С, последовательную и общую обмотки загружать больше чем на $S_{\text{ТИП}}$ нельзя. Этот вывод особенно важно помнить при рассмотрении комбинированных режимов работы АТ.

Третья обмотка АТ (обмотка НН) используется для питания нагрузки, для присоединения генераторов и синхронных компенсаторов (а в некоторых случаях служит лишь для компенсации токов третьих гармоник). Мощность обмотки НН- $S_{\text{НН}}$ не может быть больше $S_{\text{ТИП}}$, т. к. иначе размеры АТ будут определяться мощностью этой обмотки.

4.2. Режимы работы 3-х обмоточных АТ с ВН, СН и НН.

Автотрансформаторные режимы (рисунок 4.2а и б).

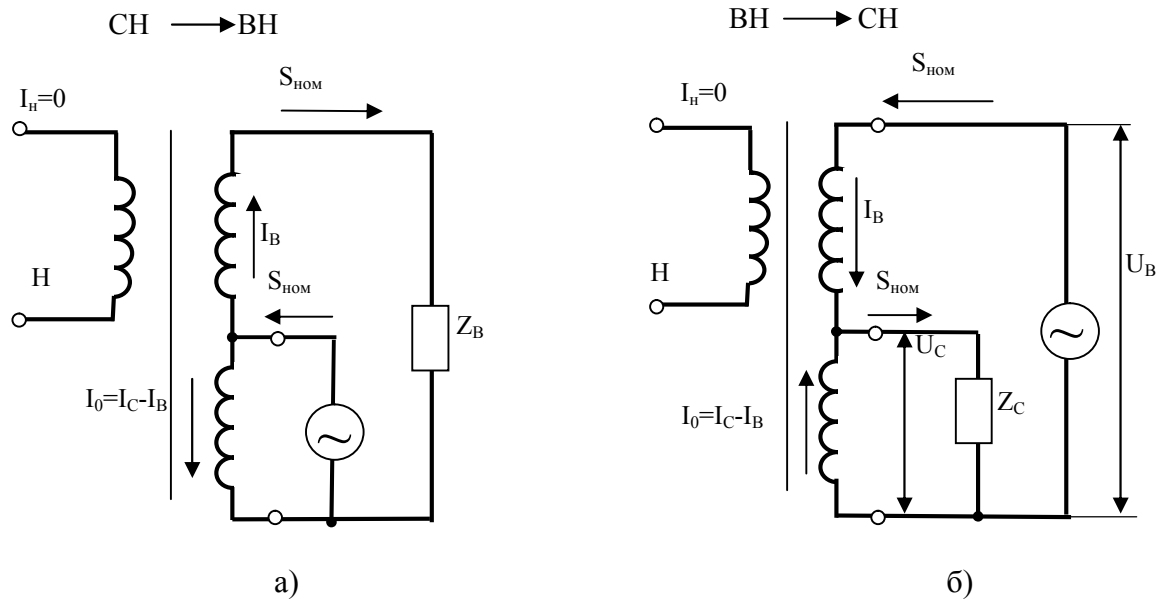


Рисунок 4.2. Схемы автотрансформаторных режимов работы АТ

Возможна передача номинальной мощности $S_{НОМ}$ из обмотки ВН в обмотку СН или наоборот. В обоих режимах в общей обмотке проходит разность токов

$$I_C - I_B = K_{ВЫГ} \cdot I_C,$$

а поэтому последовательная и общая обмотки загружены типовой мощностью, что допустимо.

Трансформаторные режимы (рисунок 4.2 в, г).

Возможна передача мощности из обмотки НН в обмотку СН или ВН, причём обмотку НН можно загрузить не более чем на $S_{ТИП}$. Условие допустимости режима НН→ВН или НН→СН:

$$S_{НН} = S_{ТИП} = K_{ВЫГ} \cdot S_{НОМ}. \quad (4.4)$$

Если происходит трансформация $S_{ТИП}$ из НН в СН, то общая обмотка загружена такой же мощностью и дополнительная передача мощности из ВН в СН невозможна, хотя последовательная обмотка не загружена.

В трансформаторном режиме передачи мощности $S_{ТИП}$ из обмотки НН в ВН (рисунок 4.2г), общая и последовательная обмотки загружены не полностью:

$$I_O = I_H = (K_{ВЫГ} \cdot S_{НОМ}) / U_B = K_{ВЫГ} \cdot I_B, \quad (4.5)$$

поэтому возможно дополнительно передать из обмотки СН в ВН некоторую мощность.

Комбинированные режимы (рисунок 4.2 д,е.)

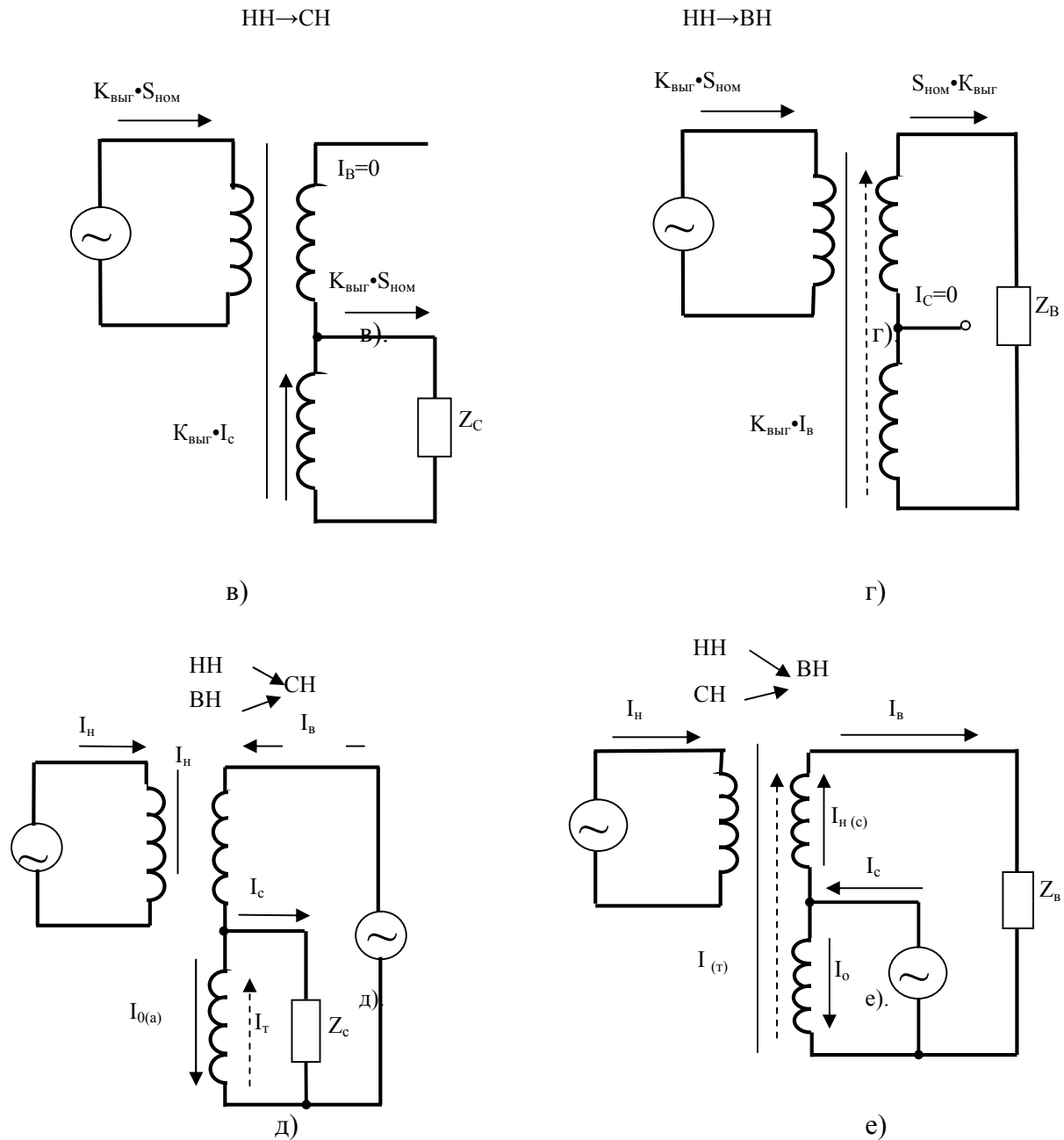


Рисунок 4.2. Схемы трансформаторных и комбинированных режимов работы автотрансформаторов.

Передача мощности осуществляется автотрансформаторным путём $\text{ВН} \rightarrow \text{СН}$ и трансформаторным путём $\text{НН} \rightarrow \text{СН}$ (рисунок 4.2 д). Ток в последовательной обмотке:

$$I_{\Pi} = I_B = \frac{\sqrt{P_{\text{вс}}^2 + Q_{\text{вс}}^2}}{U_B}, \quad (4.6)$$

где: $P_{\text{вс}}$, $Q_{\text{вс}}$ - активная и реактивная мощности передаваемые из ВН в СН.

Нагрузка последовательной обмотки:

$$S_{\Pi} = I_{\Pi}(U_B - U_C) = \left[\frac{\sqrt{P_{BC}^2 + Q_{BC}^2}}{U_B} \right] \cdot (U_B - U_C) = K_{\text{выг}} \cdot S_{BC}. \quad (4.7)$$

Отсюда видно, что даже при передаче номинальной мощности $S_{BC} = S_{\text{ном}}$ последовательная обмотка не будет перегружена. В общей обмотке токи автотрансформаторного и трансформаторных режимов направлены одинаково:

$$I_o = I_{o(a)} + I_T.$$

Нагрузка общей обмотки: $S_o = U_c (I_{o(a)} + I_T)$.

Подставляя значения токов и производя преобразования, получаем:

$$S_o = \sqrt{(K_{\text{выг}} \cdot P_{BC} + P_{HC})^2 + (K_{\text{выг}} \cdot Q_{BC} + Q_{HC})^2}, \quad (4.8)$$

где: P_{HC} , Q_{HC} – активная и реактивная мощности передаваемые из обмотки НН в обмотку СН.

Т.о. комбинированный режим НН-СН, ВН-СН ограничивается загрузкой общей обмотки и может быть допущен при условии:

$$S_o \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}. \quad (4.9)$$

Если значения $\cos \varphi$ на стороне ВН и НН незначительно отличаются друг от друга то кажущиеся мощности можно складывать алгебраически и (4.8) упрощается:

$$S_o = K_{\text{выг}} \cdot S_{BC} + S_{HC}. \quad (4.10)$$

В комбинированном режиме передачи мощности из обмоток НН и СН в обмотку ВН распределение токов показано на рисунке 4.2е. В общей обмотке ток АТ режима направлен встречно току трансформаторного режима, поэтому нагрузка обмотки значительно меньше допустимой и в пределе может быть равна нулю. Этот режим ограничивается загрузкой последовательной обмотки:

$$S_{\Pi} = K_{\text{выг}} \sqrt{(P_{CB} + P_{HB})^2 + (Q_{CB} + Q_{HB})^2}, \quad (4.11)$$

где: P_{CB} , Q_{CB} – активная и реактивная мощности на стороне СН,

P_{HB} , Q_{HB} – на стороне НН.

Комбинированный режим НН-ВН, СН-ВН допустим, если

$$S_{\Pi} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}. \quad (4.12)$$

Если значения $\cos \varphi$ на стороне СН и НН незначительно отличаются друг от друга то (4.11) упрощается

$$S_H = K_{\text{выг}} \cdot S_B. \quad (4.13)$$

Возможны и другие комбинированные режимы передачи мощности из обмотки СН в обмотки НН и ВН. В этом случае направления токов в обмотках изменяются на обратные по сравнению с рис. 4.2 д, е; но приведенные рассуждения и формулы (4.8)-(4.13) останутся неизменными. Во всех случаях надо контролировать загрузку АТ, устанавливая трансформаторы тока (и амперметры) во всех обмотках. Допустимая нагрузка общей обмотки указывается в пас-

портных данных АТ. Выводы, сделанные для однофазного трансформатора справедливы и для трёхфазного трансформатора, схема которого представлена на рисунке 4.3. Обмотки ВН и СН соединяются в звезду с выведенной нулевой точкой, обмотки НН в треугольник. К особенностям конструкции АТ следует отнести необходимость глухого заземления нейтрали общей для обмотки ВН и СН.

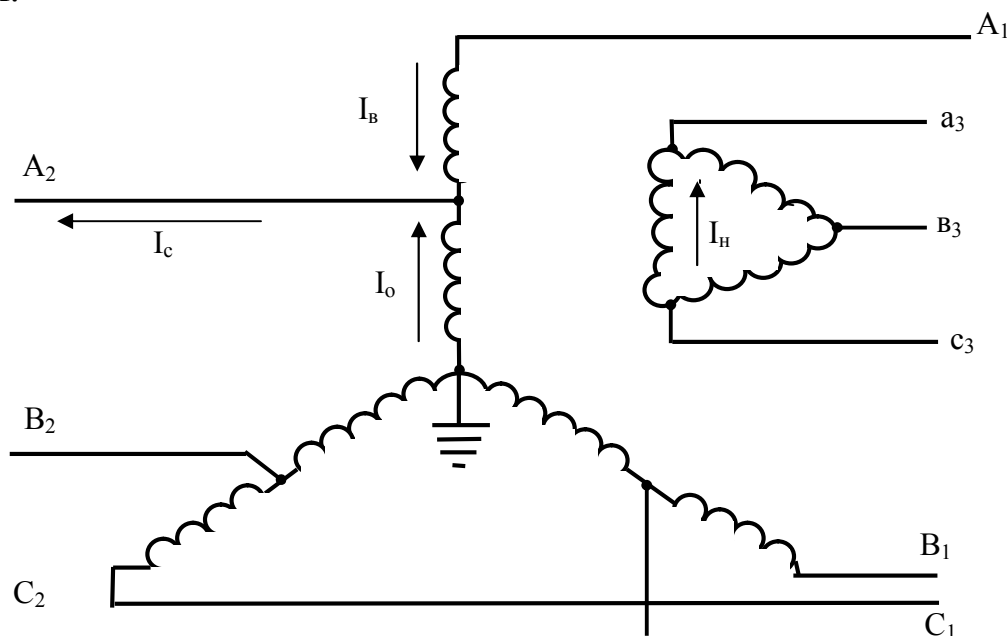


Рисунок 4.3 Схема трехфазного автотрансформатора

Объясняется это следующим:

Если в системе с эффективно заземленной нейтралью включить понижающий АТ с незаземлённой нейтралью, то при замыкании на землю одной фазы в сети СН на последовательную обмотку этой фазы будет воздействовать полное напряжение U_B / U_3 вместо $(U_B - U_C) \cdot U_3$, напряжение выводов обмотки СН возрастет примерно до U_B , резко увеличится напряжение, приложенное к обмоткам неповреждённых фаз. Аналогично будет при подключении повышающего АТ.

Такие перенапряжения недопустимы, поэтому нейтрали всех АТ глухо заземляются. В этом случае заземления на линии со стороны ВН и СН не вызывают опасных перенапряжений, однако в системах ВН и СН возрастают токи однофазного КЗ.

Преимущества АТ по сравнению с трансформатором той же мощности.

1. Меньший расход меди, стали, изоляционных материалов.
2. Меньшая масса, меньшие габариты, что позволяет создавать АТ больших номинальных мощностей, чем трансформаторов.
3. Меньшие потери и большие КПД.
4. Более легкие условия охлаждения

Недостатки АТ.

1. Необходимость глухого заземления нейтрали, что приводит к увеличению токов однофазного КЗ.
2. Сложность регулирования напряжения.
3. Опасность перехода атмосферных перенапряжений вследствие электрической связи обмоток ВН и СН.

Контрольные вопросы.

1. Понятия проходной и типовой мощности АТ, коэф. выгоды.
2. Автотрансформаторный и трансформаторный режимы работы АТ.
3. Комбинированный режим работы АТ.
4. Достоинства (преимущества) и недостатки АТ по сравнению с трансформатором такой же мощности.

ЛЕКЦИЯ 5

ТЕМА: Электродвигатели механизмов собственных нужд

5.1. Общие сведения

В качестве привода ответственных механизмов собственных нужд энергоблоков тепловых электростанций используются в основном асинхронные двигатели высокого напряжения мощностью от 200 до 8000 кВт, частотой вращения 300-3000 об/мин, напряжением 6 кВ непосредственно на площадке ТЭС и 10 кВ на удаленных объектах (например, береговых насосных станциях). По мере развития регулируемого привода находят применение двигатели с фазным ротором. В частности, они применяются для привода мельниц-вентиляторов и тягодутьевых механизмов. Синхронные двигатели в системе С.Н. не получили широкого распространения и устанавливаются главным образом для привода шаровых мельниц и поршневых компрессоров. Для приводов малой мощности (до 20 кВт) применяются серийные АД напряжением 0,4 кВ различных исполнений, в том числе взрывозащищенного. Применение двигателей постоянного тока ограничивается мощностью до 20 кВт.

До недавнего времени комплектация механизмов осуществлялась асинхронными двигателями общепромышленного назначения. Несоответствие этих двигателей изменившимся условиям эксплуатации проявилось в конце 70-х годов, когда тепловые электростанции с блоками 165-320 МВт начали эксплуатироваться в маневренных режимах. Частые пуски, изменения частоты вращения двухскоростных машин, повышенные моменты инерции многих механизмов, изменение условий работы двигателей потребовали создания новых двигателей, предназначенных для эксплуатации в условиях ТЭС.

На основании опыта эксплуатации электродвигателей в различных условиях и режимах филиал ВНИИЭлектромаша по крупным электрическим машинам (ЦПКТБ КЭМ), ВНИИЭ, производственное объединение «Совтехэнерго» и другие организации разработали единые технические требования к новым асинхронным двигателям высокого напряжения для С.Н. ТЭС. Требования учитывают как отечественный, так и зарубежный опыт, а также рекомендации СИГРЭ. Они содержат те необходимые специфические положения, которые должны быть реализованы на стадии проектирования и изготовления, а в дальнейшем – и при эксплуатации указанных двигателей.

Требования распространяются на вновь разрабатываемые и подлежащие модернизации трехфазные асинхронные двигатели (АД) с короткозамкнутым ротором мощностью 200 кВт и выше, напряжением 1000 В и выше, односкоростные и двухскоростные для привода механизмов С.Н. ТЭС. В них учитываются климатическое исполнение, категория размещения, способ охлаждения, температура охлаждающего воздуха (1-45°C) и воды (5-33°C) специально указывается, что двигатели для механизмов котельной, топливоподачи, гидрозолоудаления и основных насосов турбинного отделения должны иметь степень защи-

ты от попаданий внутрь оболочки влаги и твердых частиц (пыли) не ниже IP44. При этом коробка выводов должна иметь степень защиты IP55.

Значительно усилены требования по количеству пусков двигателей. За срок службы двигателя мощностью до 5 МВт включительно должны допускать 10 тыс. пусков, а свыше 5 МВт – 7500 пусков. При этом за календарный год двигатели должны допускать не менее следующего количества пусков:

питательные насосы	400 – 700
прочие насосы	300 – 500
тягодутьевые механизмы	500 – 700
механизмы топливоприготовления	800 – 1000
механизмы топливоподачи	до 2500

В связи с необходимостью повышения надежности работы двигателей при перерывах питания введено требование о допустимости повторной подачи питания через интервал времени до 2.5 с.

2. Режимы работы электродвигателей

Пуск электродвигателей

В асинхронном двигателе под действием приложенного трехфазного напряжения в обмотке статора протекает ток, создающий вращающийся магнитный поток. Частота вращения магнитного потока $n_{\text{синх}}$, об/мин, зависит от частоты напряжения сети f_c , Гц, числа пар полюсов статора p и равна

$$n_{\text{синх}} = 60f_c / p = 30\omega_{\text{синх}} / \pi, \quad (5.1)$$

где $\omega_{\text{синх}}$ - синхронная угловая скорость, с^{-1} (рад/с):

$$\omega_{\text{синх}} = 2\pi f_c / p. \quad (5.2)$$

Вращающийся поток пересекает стержни обмотки ротора со скольжением

$$s = (n_{\text{синх}} - n) / n_{\text{синх}}, \quad (5.3)$$

где n – частота вращения ротора. Ток, наведенный в обмотке ротора, взаимодействует с магнитным потоком, вследствие чего создается электромагнитный вращающий момент.

Для анализа режимов работы асинхронного двигателя обычно пользуются схемой замещения (рисунок 5.1), которая для каждой фазы характеризуется следующей системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_d &= -E_d + I_1 R_1 + jI_1 X_1; \\ I_1 &= I_0 - I'_2; \\ \underline{E}'_2 &= I'_2 R'_2 + jI'_2 X'_2 + I'_2 R'_2 \frac{1-s}{s} \end{aligned} \right\} \quad (5.4)$$

где \underline{U}_d – напряжение на выводах двигателя, В; E_d – ЭДС обмотки статора, В; I_1 – ток фазы обмотки статора, А; I_0 – намагничивающий ток, А; R_1 , X_1 – активное и индуктивное сопротивления обмотки статора, Ом; E'_2 , I'_2 , R'_2 , X'_2 – со-

ответственно ЭДС, ток, активное и индуктивное сопротивления обмотки ротора, приведенные к обмотке статора.

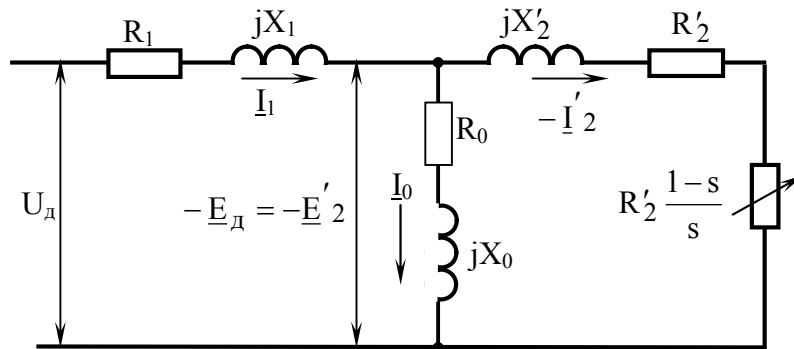


Рисунок 5.1. Схема замещения асинхронного двигателя.

Векторная диаграмма асинхронного двигателя, соответствующая схеме замещения (5.1), показана на рисунке 5.2. Выражения для токов можно записать в соответствии с рисунком:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_d}{Z_1 + \frac{Z_0 Z'_2}{Z_0 + Z'_2}}; \quad \underline{I}'_2 = \frac{\underline{U}_d}{Z_1 + C Z'_2}. \quad (5.5)$$

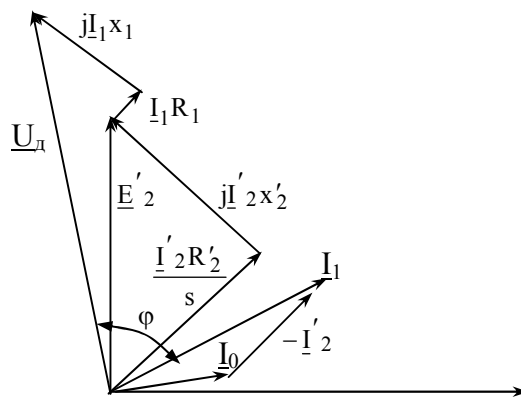


Рисунок 5.2. Векторная диаграмма асинхронного двигателя.

Рабочие режимы электродвигателей.

Режимы работы асинхронных двигателей в условиях эксплуатации отличаются большим разнообразием. Под нормальными режимами понимаются такие рабочие режимы работы, параметры которых находятся в пределах допустимых отклонений от номинальных значений, установленных в стандартах или технических условиях.

Одно из главных условий нормальной работы электродвигателей – поддержание напряжения и частоты питающей сети в пределах установленных отклонений. Двигатели должны сохранять номинальную мощность при длительном отклонении напряжения не более $\pm 10\%$ номинального и частоты не более $\pm 2,5\%$ номинальной, а также при одновременном отклонении напряжения и частоты при сумме абсолютных значений отклонений не более 10% , если отклонение частоты не превышает нормы. При отклонении напряжения до $+10\%$ дополнительные повышения температур, установленные стандартом, могут быть превышены. Кроме того, двигатели должны быть рассчитаны на кратковременную (до 60 с) работу с номинальной нагрузкой при снижении напряжения до 75% номинального значения при номинальной частоте.

В международном стандарте – Публикации МЭК 34-1 (1983) «Вращающиеся электрические машины. Номинальные данные и эксплуатационные характеристики» – установлены нормы отклонения напряжения и частоты для длительной и кратковременной работы двигателей, которые отличаются от отечественных. На рисунке 5.5 показан диапазон отклонений напряжения и частоты. В соответствии с требованием стандарта МЭК асинхронные и синхронные двигатели должны быть способны длительно развивать номинальный момент в диапазоне изменений напряжения и частоты заштрихованной зоны А (рисунок 5.5). При этом превышение температур может быть выше, чем при номинальных значениях напряжения и частоты. В незаштрихованной зоне В двигатели должны быть способны кратковременно развивать номинальный момент. Однако при этом превышения температур могут быть выше, чем в зоне А. Длительная работа двигателя в диапазоне изменения напряжения и частоты зоны В не рекомендуется.

Асинхронные двигатели в процессе эксплуатации работают в установившихся режимах с различными нагрузками на валу. Режим работы определяется рабочими характеристиками, т.е. зависимостями потребляемой мощности (P_1), тока статора (I_1), коэффициента полезного действия (η), скольжения (s), $\cos \varphi$ и вращающего момента M_2 от мощности на валу (P_2). Обычно рабочие характеристики приводятся в инструкциях по эксплуатации двигателей заводов-изготовителей.

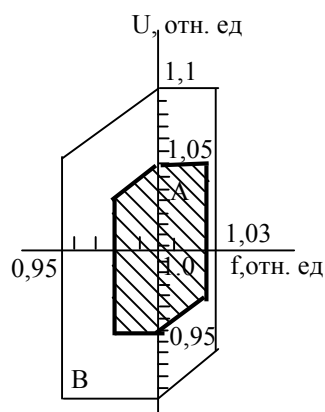


Рисунок 5.5. Диапазон допустимых изменений напряжения и частоты на выводах электродвигателя по рекомендации МЭК (0,1 – точка нормального режима).

Для нормальных режимов работы двигателей характерна работа при номинальных параметрах окружающей и охлаждающей сред. В стандартах и технических условиях устанавливаются допустимые пределы температуры окружающего воздуха в зависимости от климатического исполнения и категории размещения двигателя в соответствии с ГОСТ 15150-89.

5.3. Самозапуск электродвигателей собственных нужд

Самозапуском называется восстановление нормальной работы электродвигателя без вмешательства персонала после кратковременного перерыва электроснабжения или глубокого снижения напряжения. Если по какой-либо причине исчезло (кроме отключения КЗ в сети С.Н. выключателем ввода) рабочее питание секции шин С.Н. или всех С.Н. блока, с помощью устройства аварийного ввода резерва (АВР) будет подано резервное питание. За время отсутствия питания частота вращения механизмов С.Н. снижается. После восстановления питания в самозапуске будут участвовать все двигатели, которые остались подключенными к шинам.

При коротком замыкании (КЗ) в сети С.Н. напряжение снижается на выводах близко расположенных двигателей. Если КЗ произошло за реактором или за трансформатором 6/0,4 кВ, то значительное снижение напряжения происходит в зоне, ограниченной этим реактором или трансформатором. Чем ближе точка КЗ к источнику питания (ТСН), тем больше зона снижения напряжения. После отключения поврежденного участка релейной защитой напряжение в остальной части сети С.Н. восстановится. При этом в самозапуске будут одновременно участвовать лишь те двигатели, у которых напряжение снизилось до значения, вызвавшего увеличение скольжения до s_m и более. В отличие от первого случая двигатели все время остаются соединенными с источником питания.

Выключатели электродвигателей напряжением 6(10) кВ, подлежащих самозапуску, в большинстве случаев во время перерыва питания остаются включенными. Двигатели, самозапуск которых не требуется или не может быть обеспечен, должны до восстановления напряжения отключиться от сети своими выключателями с помощью защиты минимального напряжения. Двигатели напряжением 380 В, включенные через магнитные пускатели или контакторы, как правило, в самозапуске не участвуют, если за время отсутствия напряжения эти аппараты успеют отключиться. При необходимости обеспечения самозапуска таких двигателей приходится принимать специальные меры.

Самозапуск считается обеспеченным, если после восстановления напряжения агрегат разогнался до нормальной частоты вращения и продолжает длительно работать с нормальными производительностью механизма и нагрузкой электродвигателя. Самозапуск следует применять только для тех механизмов, для которых он действительно необходим. При этом главная задача – сохранить работу блока с заданной производительностью. Так называемый «ступенчатый» самозапуск (поочередный самозапуск нескольких групп двигателей) в С.Н. ТЭС не применяется.

Самозапуск электродвигателей имеет следующие основные отличия от пуска:

- 1) в момент восстановления напряжения все двигатели или их значительная часть вращаются. Поэтому в начале самозапуска момент вращения двигателя больше, чем при пуске при том же напряжении;
- 2) на отключившихся шинах при их быстром подключении к резервному источнику питания имеется некоторое остаточное напряжение;
- 3) самозапуск происходит, как правило, при нагруженном механизме, что может привести к увеличению длительности разгона и повышению температуры обмоток двигателей;
- 4) в самозапуске участвует одновременно значительная группа двигателей, вследствие чего токи в сети С.Н. увеличиваются, снижается напряжение на выводах двигателей и соответственно уменьшается вращающий момент.

Весь процесс самозапуска можно разделить на два этапа. Первый этап – выбег механизмов – происходит от момента нарушения до момента восстановления питания электродвигателей, Второй этап – разгон и восстановление рабочего режима механизмов.

В общем случае выбег представляет собой сложный процесс. Всякий двигатель при выбеге развивает ЭДС в обмотке статора. У асинхронных двигателей она невелика, у синхронных значительна. При значительной ЭДС на процессе выбега сказывается взаимное влияние двигателей: агрегаты с более высоким моментом инерции работают как генераторы, а с малым моментом инерции – как двигатели, и изменение частоты вращения всех агрегатов происходит одинаково. Такой выбег называется групповым. Он имеет место, пока остаточное напряжение на шинах не снизится до $0,25 U_{ном}$. В дальнейшем взаимное

влияние двигателей не сказывается и выбег каждого агрегата происходит как индивидуальный.

В системе С.Н. ТЭС применяются главным образом асинхронные двигатели, остаточное напряжение которых снижается до $0,25 U_{\text{ном}}$ не более чем за 1 с. Поэтому выбег механизмов С.Н. можно считать индивидуальным.

Большинство механизмов С.Н. имеет механическую характеристику (зависимость момента сопротивления от угловой скорости), близкую к вентиляторной ($\gamma = 2$). Выбег таких механизмов, если пренебречь их моментом трения, происходит по закону

$$\omega = 1 / (1 + t / \tau_j), \quad (5.6)$$

где ω - угловая скорость, отн. ед., отнесенная к синхронной угловой скорости; t – время момента нарушения питания, с; τ_j - механическая постоянная времени агрегата, с, при коэффициенте загрузки двигателя $k_3 \approx P / P_{\text{ном}}$;

$$\tau_j = \tau_{j\text{ном}} / k_3. \quad (5.7)$$

5.4. Выбор двигателей

Правильный выбор электродвигателя для привода конкретного механизма в определенных условиях эксплуатации имеет большое значение для надежной и экономичной работы агрегатов С.Н. При выборе электродвигателя руководствуются тем, что двигатель должен удовлетворять как условиям работы в установившемся режиме, так и условиям пуска и самозапуска, а именно:

1) номинальная мощность двигателя должна быть достаточной для обеспечения длительной работы механизма с полной нагрузкой;

2) вращающий момент двигателя должен обеспечивать пуск и разворот механизма до номинальной частоты вращения;

3) электродвигатели отечественных механизмов собственных нужд должны обеспечивать самозапуск при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения или исчезновения;

4) электродвигатели при необходимости должны допускать регулирование производительности и частоты вращения механизма в требуемых пределах.

Важными при выборе электродвигателя являются также форма исполнения, способ охлаждения, надежность конструкции, простота оперативного управления, удобство обслуживания.

При выборе двигателя по номинальной мощности учитывается, что для обеспечения длительной работы механизма с полной производительностью двигатель должен работать в продолжительном режиме. Для этого мощность двигателя должна быть больше или равна требуемой мощности механизма:

$$P_{\text{Д.ном}} \geq P_{\text{мех}}.$$

Коэффициент загрузки двигателя $k_3 = P_{\text{мех}} / P_{\text{Д.ном}} < 1$. Расчет мощности механизма производится по формулам, кВт:

для вентиляторов

$$P_{\text{мех}} = \frac{QH \cdot 9,81}{102\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пер}}}, \quad (5.8)$$

для насосов

$$P_{\text{мех}} = \frac{\nu QH \cdot 10^{-3}}{102\eta_{\text{мех}} \eta_{\text{пер}}}, \quad (5.9)$$

где Q – производительность, $\text{м}^3/\text{с}$; H – давление жидкости или газа, Па, для вентиляторов или высота напора для насосов, равная сумме высот всасывания и нагнетания, м; ν – плотность жидкости, $\text{г}/\text{м}^3$; $\eta_{\text{мех}}$ – КПД механизма; $\eta_{\text{пер}}$ – КПД передачи между двигателем и механизмом.

Частота вращения выбираемого двигателя, как правило, должна быть равна частоте вращения приводимого механизма. Исключение составляют тихоходные механизмы, такие как шаровые и некоторые среднеходные мельницы. Например, между электродвигателем и среднеходной мельницей типа МРС – 240 установлен редуктор с передаточным коэффициентом 7,08 с помощью которого частота вращения двигателя, равная 365 об/мин, уменьшается до частоты вращения размольного стола мельницы, равной 51,6 об/мин.

При решении вопроса о предельно допустимой мощности двигателя по условиям пуска следует учитывать допустимые снижения напряжения на выводах двигателя и на питающих шинах. Главный критерий выбора двигателя по условиям пуска – определение возможности разворота двигателя с механизмом по избыточному вращающему моменту и допустимому нагреву двигателя. Для успешного разворота двигателя избыточный момент должен быть не менее 0,1 отн. ед. при изменении скольжения от 1 до номинального значения, т.е.

$$m_{\text{изб}}(s) = \left| \frac{s_{\text{НОМ}}}{s=1} = U_{\text{д}}^2 m_{\text{д}}(s) - m_{\text{с}}(s) \right| \geq 0,1. \quad (5.10)$$

Напряжение на выводах двигателя должно быть достаточным для обеспечения избыточного момента в течение всего процесса пуска при допустимом нагреве обмоток двигателя. По мере разворота агрегата при уменьшении скольжения уменьшается пусковой ток и растет напряжение на выводах двигателя. Поэтому в общем случае нужно определять избыточный момент во всем диапазоне скольжений. Практически достаточно проверить $m_{\text{изб}}$ при $s = 1$, $s_{\text{м}}$ и в зоне провала момента, если он есть.

Некоторые зарубежные электромашиностроительные фирмы для обеспечения успешного разворота двигателя с механизмом устанавливают кратность избыточного вращающего момента, отличную от 0,1. Так, в каталоге австрийской фирмы «Элин» указано, что избыточный вращающий момент должен быть не менее 0,25 при всех значениях скольжения в течение разворота двигателя до номинальной частоты вращения.

Для механизмов с тяжелыми условиями пуска с большим моментом трогания (например, молотковые дробилки, среднеходные мельницы) выбор двигателя производится по условию начального пускового момента. Если двига-

тель с требуемой величиной начального пускового момента подобрать нельзя, то выбирают двигатель большей номинальной мощности. Однако не всегда простое увеличение номинальной мощности дает увеличение начального пускового момента двигателя. Так, например, для привода среднеходной мельницы типа МПС 265С угольных энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт потребовалась разработка специального двигателя мощностью 1000 кВт, 1000 об/мин, имеющего кратность начального пускового момента, равную 2, и кратность максимального вращающего момента 2,8.

При выборе двигателя для конкретного механизма существенным является время, за которое двигатель разворачивается до номинальной частоты вращения. В процессе пуска обмотки двигателя обтекаются повышенными пусковыми токами, и в них за короткое время выделяется большая тепловая энергия. Допустимый нагрев двигателя при пуске из холодного и горячего состояний определяет допустимое время пуска. Если не учитывать теплоотдачу, то допустимое время пуска из холодного состояния будет равна:

$$t_{n, \text{доп.х}} = \frac{\Delta\vartheta_{\text{доп}} C_{\gamma}}{j_{\text{ном}}^2 I_n^2 \rho}, \quad (5.11)$$

а из горячего состояния после отключения двигателя, работавшего в установившемся режиме с номинальной нагрузкой:

$$t_{n, \text{доп.г}} = \frac{\Delta\vartheta_{\text{доп}} C_{\gamma}}{j_{\text{ном}}^2 (I_n^2 - 1) \rho}, \quad (5.12)$$

где $\Delta\vartheta_{\text{доп}}$ - допустимое превышение температуры обмотки, $^{\circ}\text{C}$; I_n - кратность начального пускового тока, отн. ед.; $j_{\text{ном}}$ - номинальная плотность тока в обмотке, А/мм^2 , C - удельная теплоемкость, $\text{Дж/кг} \cdot \text{град}$; γ - плотность материала обмотки, г/см^3 ; ρ - удельное сопротивление материала обмотки, кОм/м ; $\Delta\vartheta = \vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{нач}}$ - разность между допустимой температурой обмотки статора и начальной температурой обмотки перед повторным пуском.

Допустимое превышение температуры и допустимая температура обмотки статора зависят от класса изоляции обмотки и устанавливаются в стандартах. Допустимое превышение температуры короткозамкнутых неизолированных обмоток ротора обычно в стандартах не указывается. Оно зависит от материала обмоток, количества пусков и определяется заводом-изготовителем по расчетно-экспериментальным данным для стержней и короткозамыкающих колец. По данным СИГРЭ для разных стран эти температуры различны и находятся в пределах $100\text{-}300^{\circ}\text{C}$ для стержней и $60\text{-}300^{\circ}\text{C}$ для короткозамыкающего кольца в конце первого пуска и соответственно $180\text{-}300$ и $70\text{-}300^{\circ}\text{C}$ в конце второго пуска.

Для механизмов, имеющих большие моменты инерции, характерны затяжные пуски. В этих случаях теплота, выделяемая в обмотках, будет рассеиваться. Допустимое время пуска двигателя с таким механизмом, а также допус-

тимое число пусков в год и за срок службы будут определяться термомеханическим состоянием ротора и допустимым моментом инерции агрегата. Значения допустимого времени пуска и допустимого момента инерции механизма приведены в каталогах и технических условиях на двигатели.

Для проверки правильности выбора двигателя для конкретного механизма проводится расчет времени пуска двигателя с этим механизмом. Полученное значение времени пуска сопоставляется с заводским расчетным значением допустимого времени пуска $t_{п, доп.}$. При $t_{п} < t_{п, доп.}$ допускается два пуска подряд из холодного состояния и один из горячего при общем количестве пусков за срок службы, указанном в техническом паспорте двигателя. При выборе синхронного двигателя, кроме того, определяется условие успешного вхождения в синхронизм.

Контрольные вопросы.

1. Новые требования к асинхронным двигателям С.Н.
2. Особенности пуска асинхронных двигателей С.Н.
3. Особенности рабочих режимов АД С.Н.
4. Самозапуск электродвигателей собственных нужд.
5. Особенности выбора двигателей С.Н.

Лекция 6

ТЕМА: Особенности эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов.

6.1. Общие положения

При эксплуатации трансформаторов, автотрансформаторов (АТ) и масляных реакторов (МР) должна обеспечиваться их длительная работа путем:

- соблюдения температурных и нагрузочных режимов уровня.
- строго соблюдения норм качества и характеристик изоляции;
- содержания в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения и др.

Сроком естественного износа трансформатора (АТ, МР), работающего в номинальном режиме, считается срок, равный примерно 20-25 годам. Этот срок определяется старением изоляции обмоток (бумаги, тканей, лаков и других материалов) под влиянием температур, превышающих допустимые для данного класса изоляции. Процесс старения ведет к изменению исходных электрических характеристик, механических и химических свойств изоляционных материалов.

По рекомендации МЭК для нормального суточного износа изоляции трансформатора температура наиболее нагретой точки должна быть $\leq 98^{\circ}\text{C}$. Если температуру увеличить на 6°C , срок службы изоляции сократится вдвое (под температурой наиболее нагретой точки подразумевается температура наиболее нагретого слоя обмотки верхней катушки трансформатора).

Все трансформаторы в ЭЭС работают с переменной нагрузкой. Недоиспользование их экономически нецелесообразно. Наилучшее использование изоляции трансформаторов достигается загрузкой их в соответствии с так называемой **нагрузочной способностью**, при этом предусматриваются кратковременные работы с перегрузкой. Графики нагрузочной способности трансформаторов и методика их использования приводятся в руководящих нормативных документах.

Трансформаторы с расщепленными обмотками допускают так же перегрузки каждой ветви, отнесенные к её номинальной мощности, как и трансформаторы с нерасщепленными обмотками.

В зимние месяцы года допускаются 1% перегрузки трансформаторов на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%. Это правило применяется в том случае, когда максимум летнего графика нагрузки не превышал номинальной мощности трансформатора. В нормативных документах даны таблицы допустимых перегрузок. При авариях, например при выходе из работы одного из параллельно работающих трансформаторов и отсутствии резерва, разрешается аварийная перегрузка оставшихся в работе трансформаторов независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. По сравнению с номинальным износом изоляции аварий-

ные перегрузки повышают износ изоляции. Однако форсированный износ изоляции считается обоснованным, так как сокращение срока службы изоляции трансформаторов наносит меньший ущерб, чем отключение потребителей.

Перегрузка в аварийных режимах работы масляных трансформаторов регламентируется специальными инструкциями и заводами-изготовителями, в общем случае не более 50% в течении 30 минут.

6.2. Включение в сеть и контроль за работой

Перед включением трансформатора в сеть из резерва или после ремонта производится тщательный осмотр как самого трансформатора так и всего включаемого с ним оборудования. В процессе осмотра проверяется:

- уровень масла в расширителе и выводах (уровень не ниже отметки, соответствующей температуре окружающего воздуха);
- пусковое положение оборудования в системе охлаждения;
- правильное положение указателей переключателей напряжения;
- положение заземляющих разъединителей и оборудования защиты нейтралей;
- отключенное положение дугогасящего реактора (на ПДС без выключателей ВН – отключенное положение короткозамыкателей).

Если трансформатор находился в ремонте, то обращается внимание на чистоту рабочих мест, отсутствие закороток, защитных заземлений на трансформаторе и его оборудовании. Необходимо также получить *согласие ремонтного персонала* на включение трансформатора. Включение трансформатора производят, как правило, со стороны ВН.

Включение трансформатора сопровождается броском тока намагничивания, который превышает номинальный ток в несколько раз. Но эти броски тока не опасны, так как они кратковременны, а обмотки рассчитаны на токи КЗ. Включение может производиться на холостой ход или сразу под нагрузку. В последнем случае необходимо учитывать вид охлаждения трансформатора. Для трансформаторов охлаждения типов М и Д включение под номинальную нагрузку допускается при температуре масла не ниже - 40°C, а с охлаждением ДЦ – не ниже 25°C. Если температура верхних слоев масла окажется ниже указанной, то трансформатор некоторое время должен работать на холостом ходе или с нагрузкой 40÷50% от номинальной.

В аварийных ситуациях этих ограничений не придерживаются и включают при любой температуре и любой нагрузке. Но необходимо учитывать, что при остановленном охлаждении трансформатор на холостом ходе может работать не более 30 минут, а с номинальной нагрузкой – не более 10 минут. Охлаждающие устройства накладывают свои ограничения по температуре. Например, погруженные в масло циркуляционные насосы серии ЭЦТ надежно работают при температуре не ниже - 25°C. В противном случае возможны повреждения насосов из-за перегрузки. (Вязкость масла велика).

Контроль за нагрузками трансформаторов ведется по амперметрам, на шкалах которых должны быть нанесены красные риски, соответственно I_n . Нанесение рисок на стеклах *запрещается*.

Контроль за напряжением трансформатора осуществляется с помощью вольтметров ($U_{вн}$ и $U_{сн}$ или $U_{нн}$). Превышение напряжения на трансформаторах сверх номинального допускается длительно на 5% при нагрузке $\leq I_n$ и на 10% при нагрузке $\leq 25\% I_n$.

Превышение указанных значений напряжения приводит к насыщению магнитопровода, резкому увеличению тока и потерь холостого хода (потери в стали возрастают пропорционально U^2). Температура растет быстро. Допустимые кратковременные повышения напряжения приводятся в справочных таблицах.

Контроль за тепловым режимом трансформаторов сводится к измерениям температуры верхних слоев масла в баках. Измерения производятся при помощи стеклянных термометров, погруженных в специальные гильзы на крышках трансформаторов, дистанционных термометров сопротивления и термометров манометрического типа – термосигнализаторов. На крышке трансформатора устанавливается по два термосигнализатора с переставными контактами. Контакты одного из них используются для управления системой охлаждения, другого – для сигнализации и отключения трансформатора в случае превышения допустимых температур масла.

Осмотры трансформаторов производятся в сроки, установленные местными инструкциями. На ЭС и ПДС с постоянным дежурством – не реже 1 раза в сутки; на ПДС обслуживаемым оперативными бригадами – не реже одного раза в месяц. При стихийных бедствиях – немедленно. При осмотре проверяются состояние:

- трансформаторов и их систем охлаждения, устройств регулирования напряжения под нагрузкой,
- устройств защиты масла от окисления и увлажнения фарфоровых и маслонаполненных вводов, защитных разрядников на линейных вводах и в нейтрали, кранов, фланцев и люков, резиновых прокладок и уплотнений (не должны набухать и выпучиваться);
- отсутствие течей масла и уровень его в расширителях, целость и исправность приборов (термометров, манометров, газовых реле, маслоуказателей, мембран выхлопных труб),
- исправность заземления бака трансформатора,
- наличие и исправность средств пожаротушения маслоприемных ям и дренажей,
- состояние окраски трансформаторов и надписей.

На слух проверяется гул трансформатора, отсутствие звуков электрических разрядов.

6.3. Включение трансформаторов на параллельную работу.

Параллельная работа трансформаторов, то есть включение их на одни сборные шины ВН и НН, а также СН возможна при:

- равенстве их первичных и вторичных напряжений;
- равенстве напряжений короткого замыкания;
- одинаковом чередовании фаз;
- равенстве номеров групп соединения обмоток.

У трансформаторов, имеющих разные номинальные напряжения или разные коэффициенты трансформации, напряжение на зажимах вторичных обмоток неодинаковы. При включении таких трансформаторов на параллельную работу в замкнутых контурах первичных и вторичных обмоток возникают уравнительные токи, обусловленные разностью вторичных напряжений.

$$I_y = \frac{\Delta U}{Z_{k1} + Z_{k2}} \quad (6.1)$$

где $\Delta U = U_1 - U_2$ - разность вторичных напряжений трансформаторов.

Z_{k1}, Z_{k2} - сопротивление первого и второго трансформаторов, определяемое по формуле

$$Z_k = \frac{u_{k\%} \cdot U_{\text{ном}}}{100 \cdot I_{\text{ном}}} \quad (6.2)$$

где $u_{k\%}$ - напряжение КЗ трансформатора.

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов возможно только при равенстве **напряжений КЗ** (% или о.е.). В эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонениями их на основном ответвлении не более чем на $\pm 10\%$. Это допущение связано с технологией изготовления трансформаторов.

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более 1 : 3, т.к. даже при небольших перегрузках трансформаторы меньшей мощности будут больше загружаться в процентном отношении и особенно, если они имеют меньшее u_k (как правило так и есть). Поэтому при возрастании нагрузок целесообразно отключить трансформаторы меньшей мощности во избежание их недопустимой перегрузки.

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений обмоток, невозможна, т.к. между вторичными обмотками одноименных фаз появится разность напряжений, обусловленная углом сдвига δ между векторами вторичных напряжений (рисунок 6.1).

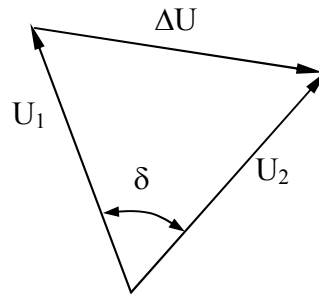


Рисунок 6.1 – векторная диаграмма напряжений вторичных обмоток трансформаторов с разными группами соединений обмоток.

Уравнительный ток при этом определяется по формуле (6.3) :

$$I_{y2} = \frac{200 \cdot \sin \frac{\delta}{2}}{\frac{u_{k1}}{I_{H1}} + \frac{u_{k2}}{I_{H2}}} \quad (6.3)$$

Нетрудно показать, что эти токи будут достигать значений, близких к токам КЗ.

Пример: при $\delta=60^\circ$ получим $I_{y2} = 8I_H$, т.е. КЗ, (если $u_{k1} = u_{k2} = 6,5\%$).

6.4. Эксплуатация устройств регулировки напряжения трансформаторов.

Как известно, наиболее распространенным способом регулирования напряжения трансформаторов является переключение ответвлений на трансформаторах. Для этого у обмотки трансформаторов предусматриваются регулировочные ответвления и специальные переключатели ответвлений, при помощи которых изменяется число включенных в работу витков, увеличивая или уменьшая коэффициент трансформации.

$$K_{ВН-НН} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{W_{ВН}}{W_{НН}} \quad (6.4)$$

где $W_{ВН}$ и $W_{НН}$ – число включенных в работу витков обмоток ВН и НН.

Операции переключения секции витков производят на отключенном от сети трансформаторе устройством ПБВ, либо на работающем трансформаторе непосредственно под нагрузкой устройством РПН (регулирование под нагрузкой).

Трансформаторы большой мощности с устройством ПБВ имеют до пяти ответвлений для получения четырех ступеней напряжения относительно $U_H (\pm 2 \times 2,5\%) U_{ном}$.

Практика показала, что перестановка переключателей ПБВ с одной ступени на другую производится крайне редко (1 – 2 раза в год) – **сезонное регу-**

лирование. При длительной работе без переключения контактные стержни и кольца покрываются оксидной пленкой. Чтобы разрушить эту пленку и создать хороший контакт, рекомендуется при каждом переводе переключателя предварительно прокручивать его не менее 5 – 10 раз из одного крайнего положения в другое, что выполняют при отключенном трансформаторе. При пофазном переводе переключателей проверяют их одинаковое положение. Установка привода на каждой ступени должна фиксироваться стопорным болтом. **О переключении ответвлений должна быть сделана запись в оперативном журнале.**

Трансформаторы с РПН имеют большее число регулирующих ступеней (до 16-ти) и более широкий диапазон регулирования ($\pm 10\%$) $U_{ном}$, чем трансформаторы с ПБВ: (Продольное, поперечное, продольно-поперечное регулирование).

Устройства РПН приводятся в действие **дистанционно** со щита управления (ключом или кнопкой) и **автоматически** от устройства автоматического регулирования напряжения. Предусмотрено также переключение приводного механизма РПН специальной рукояткой или при помощи кнопки, располагаемой в шкафу (**местное управление**). **Местное управление** является вспомогательным и к нему прибегают только при ремонте, а также в случае «застывания» переключателя РПН в промежуточном положении. В нормальных условиях **местное управление запрещается** (Л.1).

Один цикл переключения РПН выполняется за 3 – 10 с. Процесс переключения сигнализируется красной лампой, которая загорается в момент подачи импульса и продолжает гореть всё время, пока механизм не закончит цикл переключений с одной ступени на другую. РПН имеют блокировку, разрешающую переход избирателя только на одну ступень (см. Л. 2,3).

По окончании движения переключающего механизма заканчивают перемещение и дистанционные указатели положения, показывая номер ступени, на которой остановился переключатель.

Для автоматического управления РПН снабжаются блоками автоматического регулирования коэффициент трансформации (АРКТ). Нередко их называют АРНТ (автоматические регуляторы напряжения трансформаторов). Структурная схема АРНТ представлена на рисунке 6.2.

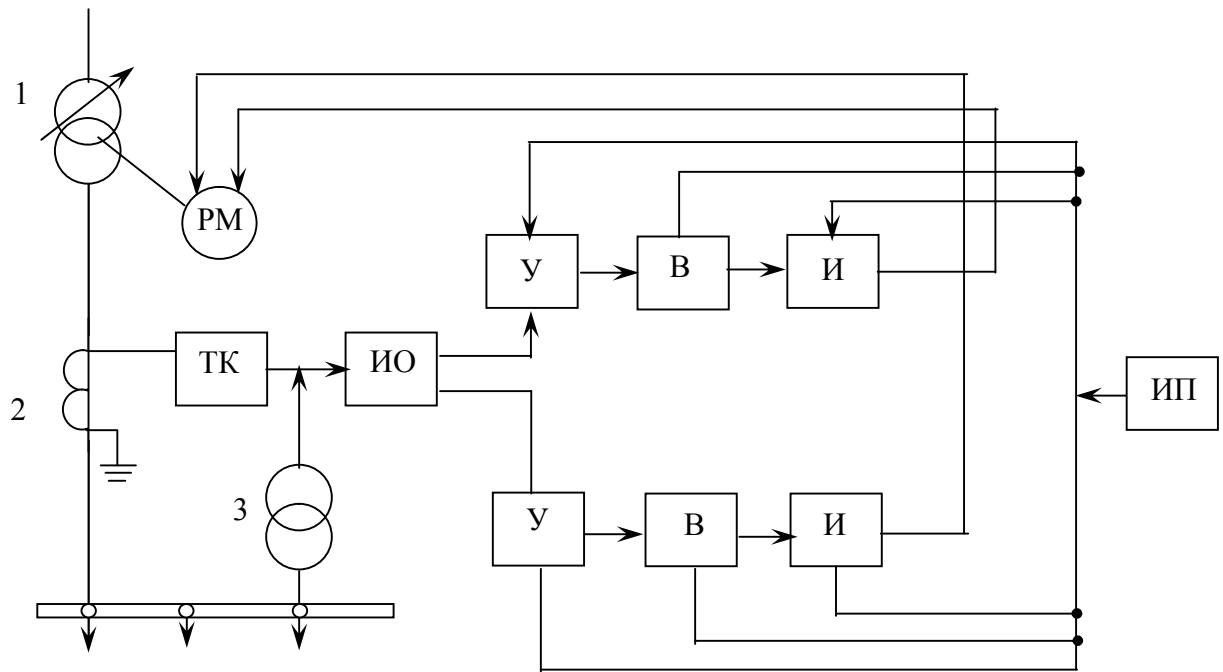


Рисунок 6.2 1 – регулируемый трансформатор,;
 2 – трансформатор тока;
 3 – трансформатор напряжения;
 ТК – устройство токовой компенсации;
 ИО – измерительный орган;
 У – орган управления;
 В – орган выдержки времени;
 И – исполнительный орган;
 ИП – источник питания;
 ПМ – приводной механизм;
 РМ – реверсивный мотор.

Для очистки от шлама и оксидов контактных систем переключающих систем типа РПН их также следует регулярно (через каждые 6 мес.) «прогонять» по всему диапазону регулирования (с 1-го по «n»-е положение) по 5 – 10 раз в каждую сторону.

Устройство РПН должно постоянно находиться в работе с включенным блоком АРКТ. Положение РПН должно контролироваться при осмотрах оборудования (1 раз в сутки для главных трансформаторов ЭС и подстанций, остальных – 1 раз в неделю). Необходимо сверять показания указателя положения переключателя на щите управления и на приводе РПН, т.к. возможно рассогласование сельсина-датчика и сельсина-приемника. Проверяется одинаковое положение переключателей всех параллельно работающих трансформаторов или отдельных фаз при пофазном управлении.

Записываются показания счетчика числа переключений РПН.

Электрическая износостойкость РПН (без смены контактов) зависит от значения переключаемого тока. При $I_{\text{пер}} \leq 1000\text{А}$ допускается 60000 переключений, при $I_{\text{пер}} > 1000\text{ А} \rightarrow 25000$ переключений.

В эксплуатации инструкциями предписывается выполнение с помощью РПН ориентировочно 10000 – 20000 переключений под нагрузкой, после чего контактор РПН обычно выводят в ревизию, при которой заменяют обгоревшие контакты контакторных устройств. Отсутствие технологической инструкции по ремонту трансформаторов привело к аварии 82004 г на РАЭС: простой > 37 часов, недовыработка электроэнергии 38 млн. кВт час. Нельзя оставлять в эксплуатации контакты с повышенным переходным сопротивлением т.к. их нагрев усиливает процесс разложения масла, характеристики которого ухудшаются.

Приводные механизмы РПН являются **наиболее ответственными** и в то же время наименее надёжными узлами этих устройств. Их необходимо предохранять от попадания пыли, влаги, трансформаторного масла. Трущиеся детали и шарнирные соединения передач следует смазывать незамерзающей тугоплавкой смазкой через каждые 6 мес.

Особое внимание на ЭС и подстанциях уделяется **заземлению** нейтралей трансформаторов и защите разземленных нейтралей трансформаторов от напряжений, а также **уходу** за трансформаторным маслом.

Контрольные вопросы.

1. Общие положения по эксплуатации трансформаторов, автотрансформаторов, масляных реакторов.
2. Включение в сеть и контроль за работой
3. Включение трансформаторов на параллельную работу
4. Эксплуатация устройств регулирования напряжения трансформаторов.

ЛЕКЦИЯ 7

ТЕМА: Графики электрических нагрузок.

Общие положения.

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, их количество в энергосистеме непрерывно меняется. Следовательно, непрерывно меняется нагрузка электростанций. Этот факт принято отражать графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности (тока) электроустановки во времени.

По виду фиксируемого параметра различают графики активной P , реактивной Q , полной S мощностей и тока I электроустановки. Как правило, эти графики отражают изменения этого параметра за определённый период времени. По этому признаку их подразделяют на:

- суточные,
- сезонные,
- годовые.

По элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики делят на группы:

- графики нагрузок потребителей, определяемые на шинах подстанций;
- сетевые графики нагрузок – на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки электростанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы.

Графики нагрузки используют для анализа электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов, а также для ведения нормального режима работы.

7.1. Суточные графики нагрузки потребителей.

При проектировании систем электроснабжения мы должны учитывать ожидаемый график нагрузки. Такой график называют *перспективным*. Для его построения необходимо в первую очередь располагать сведениями об *установленной* мощности электроприёмников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность.

Для активной нагрузки:

$$P_{уст} = \sum P_{ном}.$$

Присоединённая мощность на шинах подстанции потребителей:

$$P_{пр} = P_{уст} / (\eta_{ср.п.} \cdot \eta_{ср.с.})$$

где: $\eta_{ср.п.}$ - средний КПД электроустановок потребителей;

$\eta_{ср.с.}$ - средний КПД местной сети при номинальной нагрузке.

В практике эксплуатации, обычно *действительная нагрузка потребителей меньше установленной мощности*. Это обстоятельство учитывают коэффициентами одновременности k_o и загрузки k_3 , которые принято объединять в одном коэффициенте – *коэффициенте спроса* $k_{спр}$.

$$k_{спр} = k_o \cdot k_3 / (\eta_{ср.п.} \cdot \eta_{ср.с}).$$

Тогда максимальную нагрузку потребителей определяют:

$$P_{max} = k_{спр} \cdot P_{уст}. \quad (7.1)$$

Коэффициенты спроса определяют на основании опыта эксплуатации однотипных потребителей и приводятся в справочной литературе.

Определяемое по (7.1) значение максимальной нагрузки является наибольшим в году и соответствует обычно периоду зимнего максимума нагрузки.

Кроме P_{max} для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который при проектировании обычно строится по типовым графикам.

Типовой график нагрузки строится по результатам исследований аналогичных действующих потребителей и приводится в справочной литературе в виде:

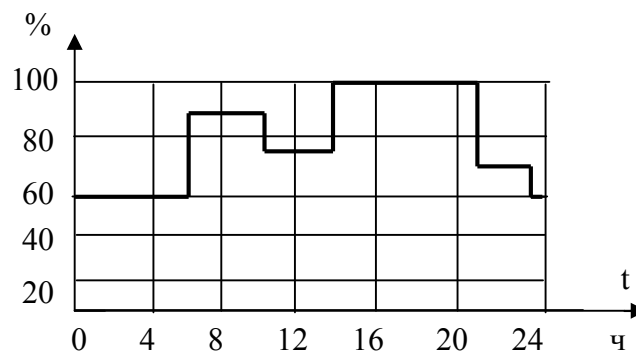


Рисунок 7.1. Суточные графики нагрузки потребителей

Для удобства анализа результатов график выполняется ступенчатым. Наибольшая нагрузка за сутки принимается за 100 %, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известном P_{max} можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя.

$$P_{ст} = \frac{n\%}{100\%} \cdot P_{max},$$

где: n - ордината соответствующей ступени типового графика.

Обычно для каждого потребителя даётся несколько суточных графиков, которые характеризуют его работу в разные дни недели и в разное время года.

Это типовые графики зимних и летних суток рабочих дней, график выходного дня.

Основным обычно является *суточный график зимнего рабочего дня*. Его максимальная нагрузка P_{\max} принимается за 100 %, а координаты всех остальных графиков задаются в процентах именно этого значения.

Кроме графиков активной нагрузки используют графики реактивной нагрузки. Типовые графики реактивного потребления также имеют ординаты ступеней, абсолютного максимума.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\max},$$

где: $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ - определяется по значению $\cos \varphi_{\max}$, которое должно быть задано как исходный параметр для данного потребителя. Суточный график полной мощности можно получить, используя известные графики активной и реактивной нагрузок.

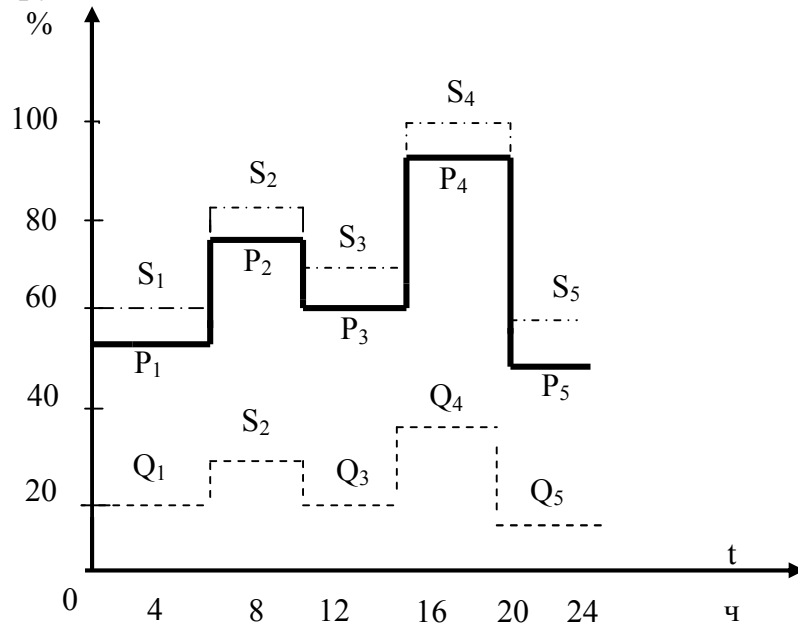


Рисунок 7.2. Суточные графики узловых и районных подстанций

Значение мощности (полной) по ступеням:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}.$$

7.2. Суточные графики узловых и районных подстанций.

Эти графики нагрузки определяются с учётом потерь активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах при распределении электроэнергии. Потери мощности от протекания тока в линиях и обмотках трансформаторов являются переменными величинами, зависящими от нагрузки. Постоянная часть потерь мощности определяется потерями холостого хода трансформаторов.

Таким образом, потери, которые учитываются при построении графика нагрузки, делят на постоянные и переменные.

Поэтому для каждого элемента сети, питающегося от узловой или районной подстанции нужно определить:

- постоянные потери $\Delta P_{p,i}^{\text{пост}}; \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}};$
- переменные потери для максимального режима элемента сети (линии, трансформатора) $\Delta P_{p,i \max}^{\text{пер}}; \Delta Q_{p,i \max}^{\text{пер}}.$

Величины этих потерь находят с использованием методов известных из курса «Электрические сети и системы».

Суммарные потери для любой ступени графика нагрузки подстанции могут быть найдены из выражения:

$$\Delta P_{p,n} = \Sigma \Delta P_{p,i}^{\text{пост}} + \Delta P_{p,i \max}^{\text{пер}} (S_{i,n} / S_{i \max})^2;$$

$$\Delta Q_{p,n} = \Sigma \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}} + \Sigma Q_{p,i \max}^{\text{пер}} (S_{i,n} / S_{i \max})^2.$$

где: $S_{i,n}$ - полная мощность i – ого элемента сети, соответствующая n – ой ступени суммарного графика нагрузки;

$S_{i, \max}$ - полная мощность i – ого элемента, соответствующая режиму

$$\Delta P_{i \max}^{\text{пер}}; \Delta Q_{i \max}^{\text{пер}}$$

$\Delta P_{p,i}^{\text{пост}}; \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}}$ - постоянные потери i – ого элемента сети.

7.3 Суточные графики нагрузки электростанций.

Если просуммировать графики нагрузки потребителей и потери электроэнергии в электрических сетях в целом по энергосистеме, получим результирующий график нагрузки электростанций энергосистемы.

График нагрузки генераторов энергосистемы получают из графика мощности, отпускаемой с шин станций, учитывая дополнительный расход на собственные нужды. При значительных колебаниях нагрузки электростанций необходимо учитывать переменный характер потребления собственных нужд.

$$P_{\text{сн}} = (0,4 + 0,6(P_i / P_{\text{уст}})) P_{\text{с.н. max}},$$

где: P_i - мощность, отдаваемая с шин электростанции;

$P_{\text{уст}}$ - установленная мощность генераторов;

$P_{\text{с.н. max}}$ - максимальный расход на собственные нужды, определяемый с учётом данных таблицы 1.

Коэффициенты 0.4 и 0.6 приближённо характеризуют соответствующую долю постоянной и переменной части расхода на собственные нужды $P_{\text{сн max}}$.

Таблица 7.1

Тип электростанций	$P_{с.н. max} / P_{уст}, \%$
ТЭЦ: пылеугольная	8 – 14
газо-мазутная	5 – 7
КЭС: пылеугольная	6 – 8
газо-мазутная	3 – 5
АЭС с водяным теплоносителем	6 – 12
ГЭС: малой и средней мощности	3 – 2
большой мощности	1 – 0,5
Подстанции: тупиковая	50 – 200 кВт
узловая	200 – 500 кВт

Следует сказать, что нагрузка между отдельными электростанциями распределяется таким образом, чтобы обеспечить максимальную экономичность работы в целом по энергосистеме. Исходя из этого, диспетчерская служба энергосистемы задаёт электростанциям суточные графики нагрузки. Однако на графики нагрузки электростанций оказывают существенное влияние и физические принципы выработки электроэнергии на электростанциях. Проблема участия АЭС в регулировании нагрузки возникла в связи с неприспособленностью тепловых электростанций к работе в условиях глубокой разгрузки энергоблоков со сверхкритическими параметрами.

Действующие в настоящее время АЭС могут легко участвовать в регулировании нагрузки. Однако, для них следует учитывать, что :

большие, чем на ТЭС, капитальные затраты на создание АЭС, малая топливная составляющая себестоимости электроэнергии делают экономически целесообразным использование их в режиме «базовой» нагрузки.

В последние годы были успешно проведены работы по:

- приспособлению энергоблоков ТЭС сверхкритических параметров к несению переменных нагрузок;
- реконструкции ряда ТЭС для их работы в пиковом и полупиковом режимах;
- сооружению в отдельных энергосистемах гидроаккумулирующих электростанций.

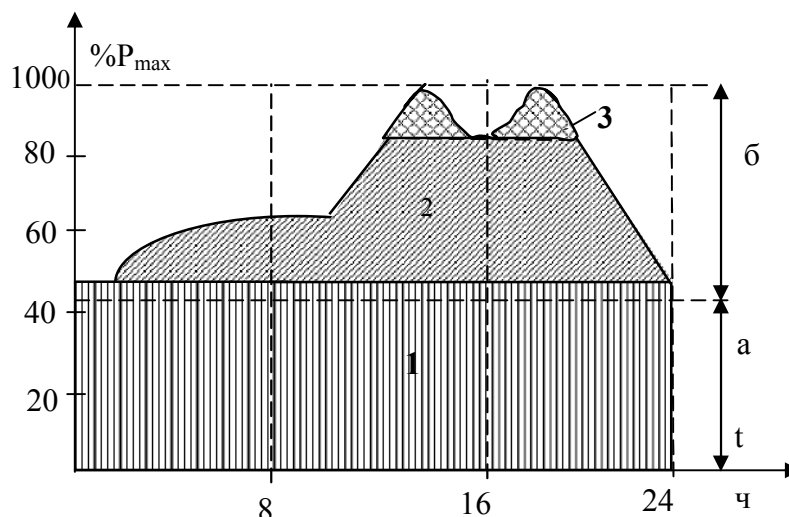


Рисунок 7.3. Суточный график нагрузки электроэнергетической системы.

С учётом этих обстоятельств на графике (7.3) показаны рекомендации покрытия графика электрических нагрузок. В качестве регулирующих электрических станций, покрывающих пиковую область переменной части графика (3), могут использоваться газотурбинные установки и гидроаккумулирующие станции, ГЭС. В полупиковой области переменных нагрузок работают тепловые и гидроэлектростанции (2).

В базовой (1) работают АЭС. Примером наиболее правильного использования АЭС в энергосистеме может служить сооружённый Южно-Украинский энергетический комплекс общей мощностью 6 млн. кВт. В его состав должны входить ЮУАЭС - 4 млн. кВт, Ташлыкская ГЭС мощностью 1.8 млн. кВт и Константиновская ГАЭС мощностью 0.38 млн. кВт. При этом полностью будет обеспечена работа ЮУАЭС в базовом режиме. Аналогичным образом построен комплекс, включающий Запорожскую АЭС (ЗАЭС – Зап ГРЭС – ДнепроГЭС).

Исходя из резервирования в системе и регулирования её нагрузки, считается, что единичная мощность реакторного блока не должна быть больше 10% мощности энергосистемы, в которую он включён. Такое требование к мощности энергоблока необходимо из следующих соображений: включение и отключение энергоблока АЭС должно относительно слабо влиять на работу всей энергосистемы.

7.4 Годовой график продолжительности нагрузок.

Годовой график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки, по оси абсцисс – часы от 0 до 8760 часов. Нагрузки на графике убывают от P_{\max} до P_{\min} .

Построение годового графика продолжительности нагрузки производится на основании известных суточных графиков зимнего (183 дня) и летнего (182 дня).

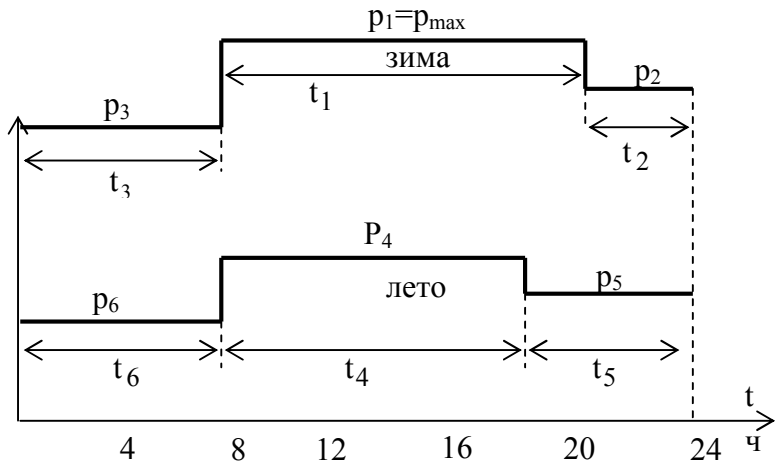


Рисунок 7.4. Суточные графики зимнего и летнего дня.

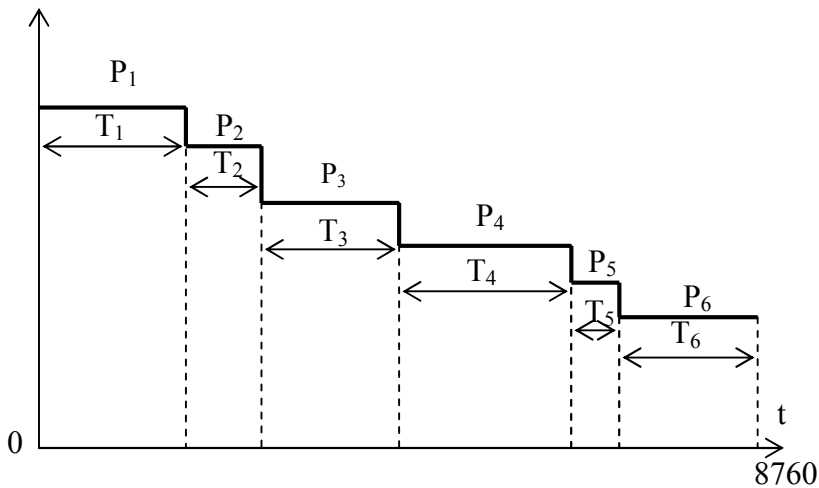


Рисунок 7.5. Годовой график нагрузки ЭЭС.

Годовой график продолжительности нагрузок применяют в расчётах технико – экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течении года.

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, произведенной или потребляемой электроустановкой за рассматриваемый период.

$$W_n = \sum P_i \cdot T_i .$$

Степень неравномерности графика работы оценивают коэффициентом заполнения

$$k_{zn} = W_n / (P_{max} \cdot T) = P_{cp} / P_{max} .$$

Коэффициент $k_{\text{зн}}$ - показывает, во сколько раз выработанное (потреблённое) количество электроэнергии за рассматриваемый период меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы установка работала с максимальной мощностью.

Ещё одна часто используемая величина – продолжительность использования максимальной нагрузки:

$$T_{\text{max}} = W_n / P_{\text{max}} = (P_{\text{ср}} \cdot T) / P_{\text{max}} = k_{\text{зн}} \cdot T.$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (обычно год) установка должна работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать действительное количество электроэнергии за этот период.

В практике применяют также коэффициент использования установленной мощности и время использования $P_{\text{уст}}$.

$$k_{\text{ис}} = W_n / (T_{\text{уст}} \cdot P_{\text{уст}}) = P_{\text{ср}} / P_{\text{уст}};$$

$$T_{\text{уст}} = W_n / P_{\text{уст}} = K_{\text{ис}} \cdot T;$$

В среднем для атомных электростанций продолжительность использования установленной мощности электростанций составляет около 5000-6000 часов.

Контрольные вопросы.

1. Назовите виды графиков электрических нагрузок.
2. Назначение и виды суточных графиков нагрузки потребителей.
3. Назначение и виды типовых суточных графиков нагрузки.
4. Суточные графики узловых и районных подстанций.
5. Суточные графики нагрузок электростанций.
6. Годовой график продолжительности нагрузок.

ЛЕКЦИЯ 8

ТЕМА: Общие сведения о главных схемах электроустановок.

8.1. Виды схем и их назначения.

Главная схема электрических соединений станции – это со-вокупность основного оборудования (генераторов, трансформаторов, линий), сборных шин, коммутационной аппаратуры со всеми выполненными соединениями. Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части станции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключённом положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы в рабочем положении. Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

При проектировании и эксплуатации электростанции используют различные виды схем.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется *структурная схема выдачи электроэнергии*, на которой показыва-ются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы и связи между ними).

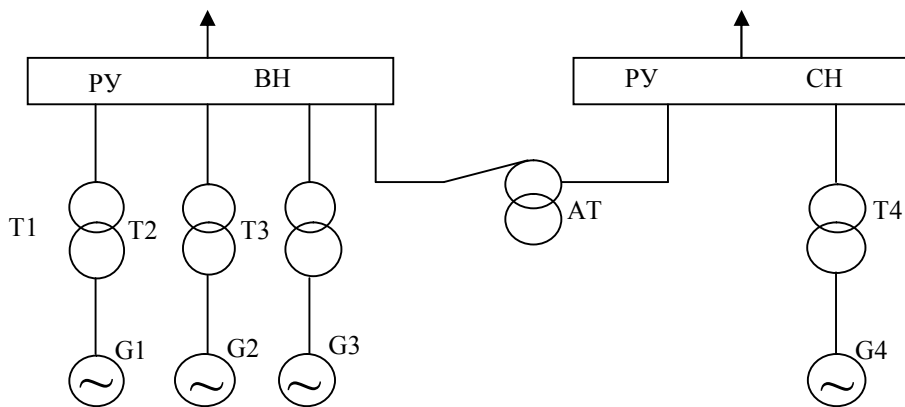


Рисунок 8.1. Структурная схема ЭС

Пример структурной схемы для ЭС представлен на рисунке 8.1.

Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подроб-ных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой элек-троустановки. На чертежах структурных схем функциональные части изобра-жаются в виде прямоугольников или условных графических изображений. Ни-какая аппаратура на схеме не показывается.

На этапе эксплуатации используют – *упрощённую принципиальную схему* (рисунок 8.2).

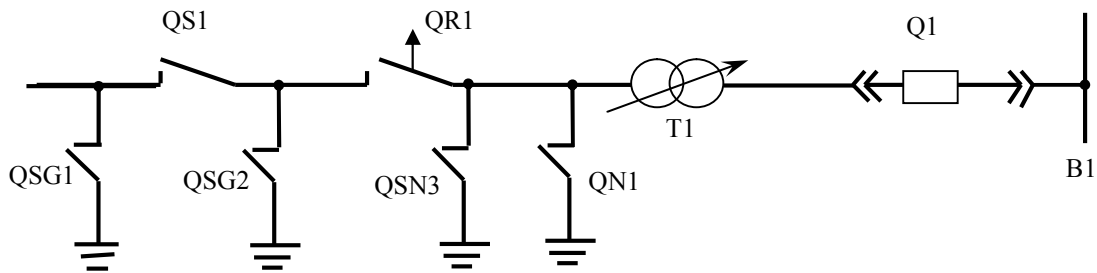


Рисунок 8.2. Упрощенная принципиальная схема участка главной схемы ЭС.

На этой схеме показывается главная схема без некоторых аппаратов – трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Согласно ГОСТ 2.710-81 буквенно-цифровое обозначение в электрических схемах состоит из трёх частей:

- указывает вид элемента;
- указывает его функцию;
- указывает порядковый номер;

На полных принципиальных схемах показывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают типы применяемых аппаратов. Типы применяемых аппаратов и их технические характеристики могут выноситься в спецификационную таблицу. Покажем полную принципиальную схему для нашего примера. (Рисунок 8.3)

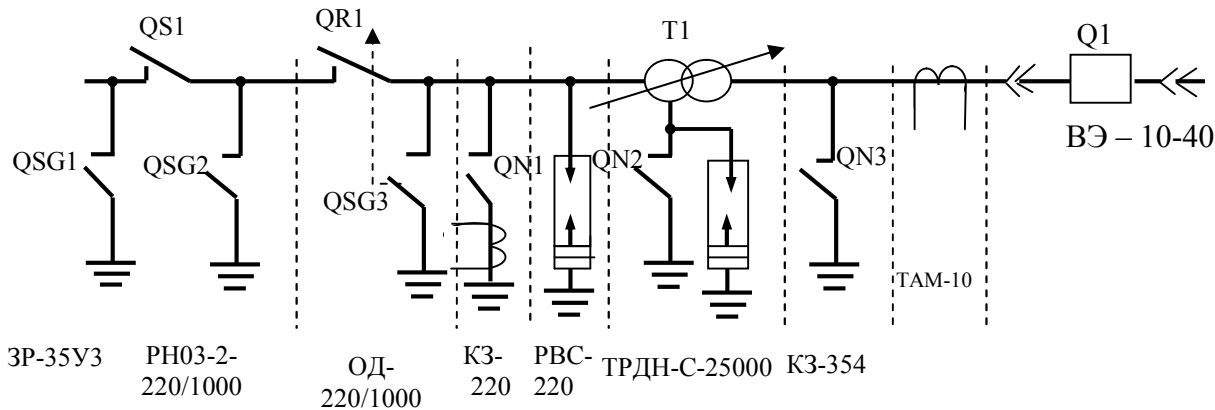


Рисунок 8.3. Полная принципиальная электрическая схема участка главной схемы ЭС.

Для оперативной работы используют *оперативные схемы* (рисунок 8.4). На этой схеме условно показываются разъединители и заземляющие ножи. Действительное положение этих аппаратов (вкл., откл.) показывается на схеме дежурным персоналом каждой смены. Покажем, как будет выглядеть оперативная схема для нашей полной принципиальной схемы.

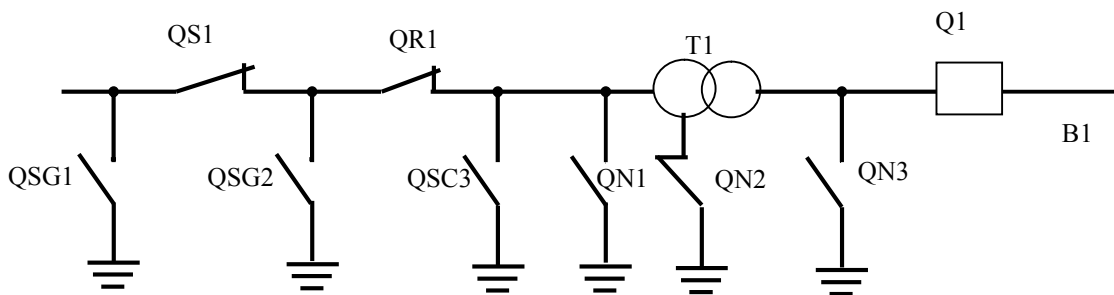


Рисунок. 8.4. Оперативная электрическая схема участка главной схемы ЭС

8.2. Основные требования к главным схемам электроустановок

При выборе главной схемы должен учитываться ряд факторов:

(А). Значение и роль электростанции для энергосистемы.

Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно различаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку. АЭС и КЭС относятся к этому типу станций. Другие – пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок. Таким образом могут работать, как мы показывали выше, ГЭС и ГАЭС. Третьи – несут тепловую и электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями. Это – ТЭЦ.

Разное предназначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений. Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или района; для связи частей энергосистемы или различных энергосистем.

(Б). Положение электростанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей.

Шины высшего напряжения электростанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины проходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую, то есть транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

(В). Категория потребителей по степени надёжности электроснабжения.

Все потребители, согласно ПУЭ разделяют на три категории:

Электроприёмники 1 категории - электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, расстройство сложного технологического процесса. Электроприёмники этой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, перерыв допускается на время автоматического восстановления питания.

Из состава электроприёмников 1 категории выделяется особая группа, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электро-

снабжения этой особой группы используется третий независимый источник. Это могут быть местные электростанции, агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи. *Все потребители собственных нужд (с.н.) АЭС относятся к потребителям 1 категории.*

Электроприёмники 2 категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям механизированного и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности большого количества жителей. Эти электроприёмники рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых источников. Для них допустимы перерывы питания на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприёмники 3 категории – все остальные электроприёмники, не попадающие в 1 и 2 категории.

(Г). Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции.

Схема и компоновка распределительного устройства должна выбираться с учётом возможного увеличения количества присоединений для развития электросистемы. Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы, можно выделить основные требования к схемам:

- надёжность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Надёжность - свойство установки, 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 систему, транзит мощности. Надёжность схемы должна соответствовать категории потребителей и может оцениваться частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительным уровнем аварийного резерва, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы.

Приспособленность электроустановки к проведению ремонта – возможность проведения ремонта без нарушения и ограничения электроснабжения потребителей. Приспособленность установки к ремонтам можно оценить количественно частотой и средней продолжительностью отключения потребителей и источников питания для ремонтов оборудования.

Оперативная гибкость электрической схемы – приспособленность схемы для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений. Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если все операции по переключениям осуществляются автоматически. Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность оценивается приведёнными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки: капиталовложения, её эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

8.3. Структурные схемы и выбор числа и мощности трансформаторов связи ТЭЦ и подстанций

Структурные схемы ТЭЦ и подстанций зависят от состава оборудования, распределения генераторов и нагрузок между РУ разного напряжения.

Наиболее часто встречающиеся схемы ТЭЦ представлены на рис. 8.5.

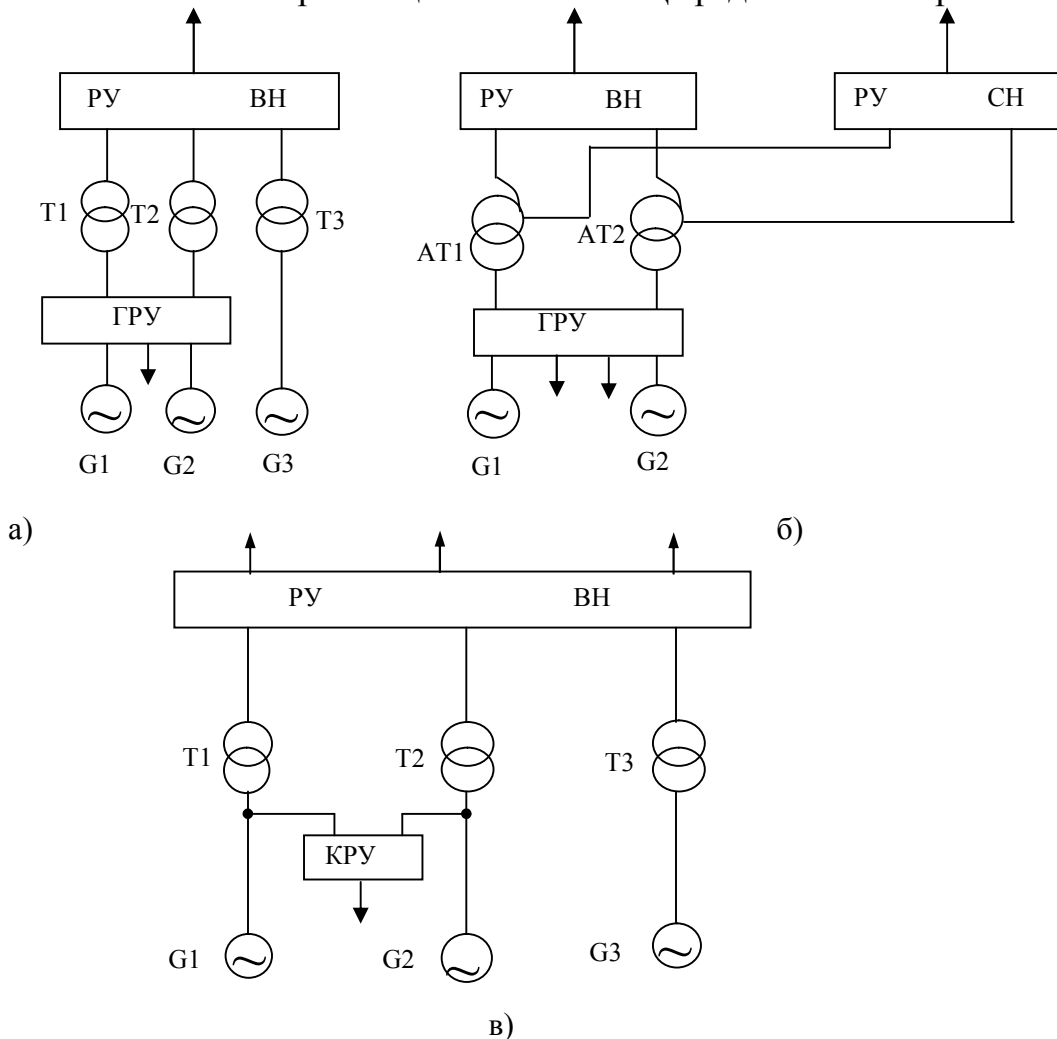


Рисунок 8.5. Структурные схемы ТЭЦ.

Ранее указывалось, что ТЭЦ сооружается вблизи большой группы потребителей 6 ... 10 кВ. Поэтому на этой электростанции и создаётся генераторное РУ (ГРУ). Количество генераторов, подключённое к ГРУ, определяется величиной нагрузки ГРУ. На схеме рисунок 8.5(а) два генератора подключены непосредственно к ГРУ, а один, наиболее мощный, к РУ ВН. Для связи с энергосистемой предусматривается РУ ВН. Трансформаторы связи Т1, Т2 и АТ1, АТ2 (на рисунке 8.5 б) предназначены для выдачи избыточной мощности в энергосистему. Если вблизи ТЭЦ предусмотрено

расположение энергоёмких производств, то предусматривается РУ среднего напряжения 35 ... 110 кВ. Связи между РУ разного напряжения осуществляется трансформаторами или автотрансформаторами (рисунок 8.5 б).

Если мощность потребителя 6 ... 10 кВ незначительна, то блочное соединение генераторов с трансформаторами осуществляется без поперечной связи на генераторном напряжении. И вместо дорогостоящего ГРУ применяют комплектное РУ (рисунок 8.5в). Мощные энергоблоки 100 ... 250 МВт присоединяют к РУ ВН без отпаек для питания потребителей. Современные мощные ТЭЦ имеют блочную структуру.

В зависимости от назначения подстанции различают разные структурные схемы подстанции.

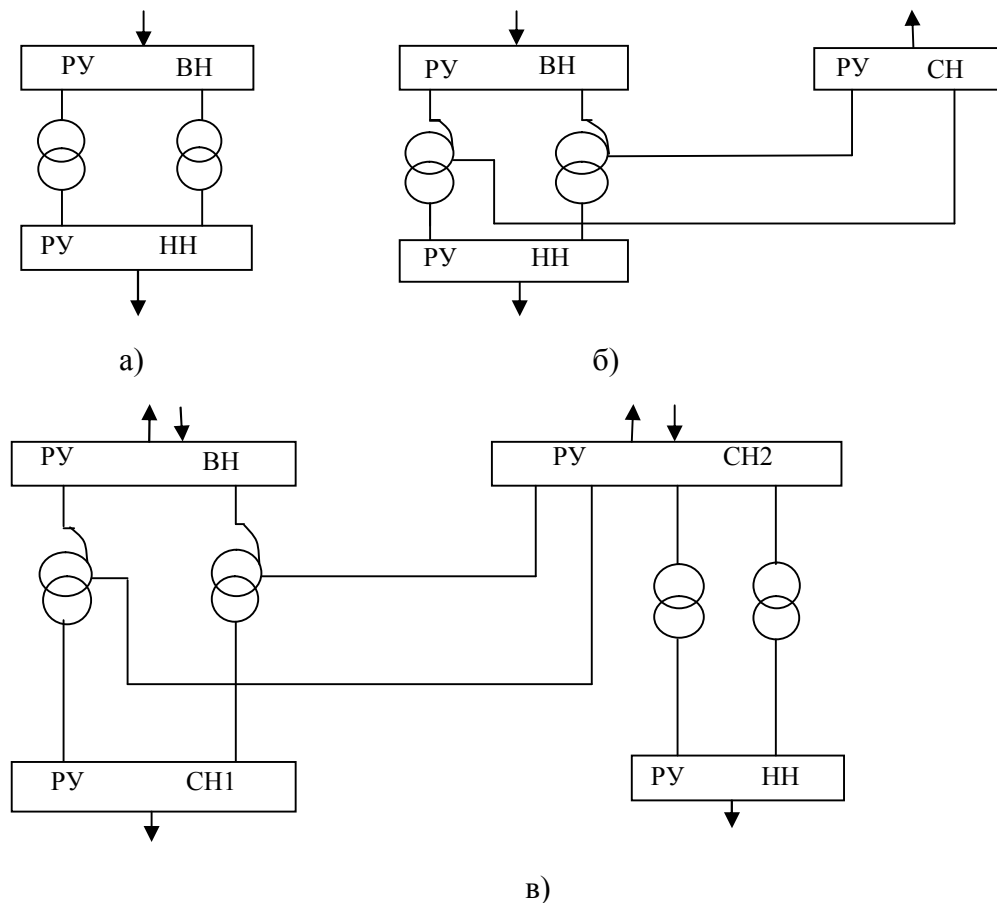


Рисунок 8.6(а, б, в). Структурные схемы подстанции

На подстанции с двухобмоточными трансформаторами электроэнергия поступает из энергосистемы в РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора или два трансформатора (смотри рисунок 8.6 а, б).

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

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, связь этих шин с шинами высокого напряжения осуществляется трансформаторами связи. Назначение трансформаторов связи на ТЭЦ:

- выдача избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы;
- резервирование питания нагрузки ГРУ при плановом или аварийном отключении одного генератора.

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

- а) При трёх и более секций ГРУ устанавливаются два трансформатора. Это позволяет уменьшить перетоки мощности между секциями при отключении одного генератора.
- б) При выдаче в энергосистему значительной мощности, соизмеримой с мощностью вращающегося резерва (10 – 12% мощности энергосистемы), устанавливается два трансформатора.
- в) В остальных случаях, когда ГРУ имеет одну или две секции и ими выдаётся в систему небольшая мощность, допустима установка одного трансформатора.

Выбор мощности трансформаторов производится из следующих соображений: *- трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности, кроме мощности собственных нужд и нагрузки ГРУ, в период минимума нагрузки, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.*

Расчётная формула определения мощности:

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{(P_{\text{Г}} - P_{\text{Н}} - P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{Г}} - Q_{\text{Н}} - Q_{\text{сн}})^2}, \quad (8.1)$$

где: $P_{\text{Н}}, Q_{\text{Н}}$ - активная и реактивная мощности нагрузки, включенной на ГРУ;

$P_{\text{сн}}, Q_{\text{сн}}$ - активная и реактивная мощности потребителей собственных нужд.

Передаваемая через трансформатор мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и нагрузки потребителей, которые можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторов и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд.

При отсутствии графиков нагрузки мощность, передаваемую через трансформатор, определяют для трёх режимов:

- а) когда нагрузка на шинах ГРУ минимальна

$$P_{\text{Н min}}; Q_{\text{Н min}};$$

- б) когда нагрузка на шинах ГРУ максимальна

$$P_{\text{Н max}}; Q_{\text{Н max}};$$

- в) в аварийном режиме при отключении самого мощного генератора (в формуле изменяется величина $P_{\text{Г}}$ и $Q_{\text{Г}}$).

Затем выбирают наибольшее из трёх значений мощности. По наибольшей расчётной нагрузке определяется мощность трансформатора связи. Если трансформаторов связи два, то мощность одного трансформатора:

$S_{\text{расч. max}} / k_n$, где коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийных режимах.

Если на ТЭЦ имеется РУ среднего напряжения 35 ... 110кВ, то выбор мощности трёхобмоточных трансформаторов производится по загрузке обмоток низшего напряжения, которая определяется для трёх указанных режимов.

На ТЭЦ с блочным соединением генераторов мощность блочного трансформатора выбирается по формуле:

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{(P_{\text{Г}} - P_{\text{Н}} - P_{\text{СН}})^2 + (Q_{\text{Г}} - Q_{\text{Н}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (8.2)$$

где $P_{\text{Н}}$ — нагрузка, подключённая к ответвлению энергоблока (например, на КРУ). Если нагрузка подключена к двум энергоблокам, то при определении $S_{\text{расч.}}$ следует принять $P_{\text{Н}}/2, Q_{\text{Н}}/2$.

Рассмотрим теперь вопросы выбора числа и мощности трансформаторов на подстанциях. Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. В этом случае, при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное питание потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания ответственных потребителей 3 категории, если замена повреждённого трансформатора или его ремонт производится в течение суток. Сооружение однотрансформаторных подстанций для потребителей 2 категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или при наличии другого резервного источника питания от сети СН или НН, включаемого вручную или автоматически. Установка четырёх трансформаторов возможна на подстанциях с двумя средними напряжениями.

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

- при установке одного трансформатора $S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{max}};$ (8.3)

- при установке двух трансформаторов $S_{\text{НОМ}} = 0,7 S_{\text{max}};$ (8.4)

- при установке n трансформаторов $S_{\text{НОМ}} = 0,7(S_{\text{max}}/(n-1)).$ (8.5)

Трансформаторы, выбранные по условиям (8.4) и (8.5) обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке $(0,6 - 0,7) S_{\text{НОМ}}$, а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей с учётом допустимой аварийной или систематической перегрузки ($K_n = 1,3 \div 1,4$).

Контрольные вопросы.

1. Виды главных схем и их назначение.
2. Основные требования к главным схемам электроустановок.
3. Категории потребителей по степени надёжности электроснабжения.
4. Основные требования, предъявляемые к выбору главной схемы при проектировании.
5. Структурные схемы ТЭЦ.
6. Структурные схемы подстанций.
7. Основные соображения и расчётные формулы при выборе трансформаторов связи для ТЭЦ.
8. Выбор числа и мощности трансформаторов для подстанций.

ЛЕКЦИЯ 9

ТЕМА: Структурные схемы АЭС

9.1. Структурные схемы АЭС

Значение и роль АЭС в энергосистеме, её удалённость (или близость) от узлов нагрузки определяют величину напряжения, на котором выдается мощность в ЭЭС, а также структурную схему ЭС. Основные структурные схемы АЭС с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении представлены на рисунке 9.1. Все генераторы АЭС объединяются в блоки с повышающими трансформаторами. Параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении (рисунок 9.1.а).

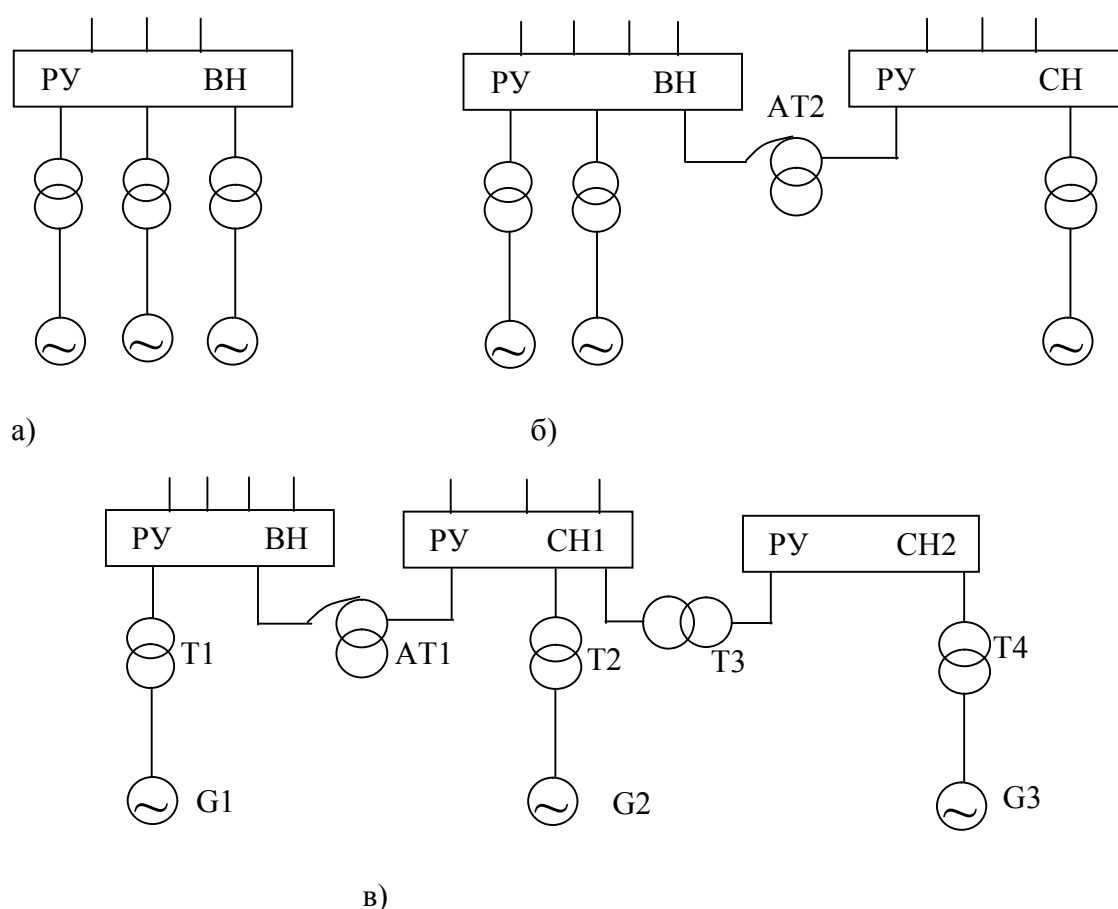


Рисунок 9.1. Структурные схемы атомных электростанций

Если энергия выдаётся в ЭЭС на двух напряжениях (сверхвысоком и высоком (ВН и СН), то связь между РУ этих двух напряжений осуществляется автотрансформаторами связи АТ1, АТ2 (рисунок 9.1.б., в.) или трансформаторами (Т3) связи (рисунок 9.1.в.). О достоинствах АТ указано выше. Мощность АТ выбирается по максимальному перетоку полной мощности S между шинами ВН и СН.

9.2. Порядок выбора схемы выдачи мощности ЭС.

Схема выдачи мощности любой электростанции определяет распределение генераторов между РУ разных напряжений, трансформаторную и автотрансформаторную связь между РУ, способ соединения генераторов с блочными трансформаторами, точки подключения пускорезервных и резервных трансформаторов собственных нужд.

При проектировании схемы выдачи мощности ЭС на первом этапе намечаются варианты её исполнения. Исходными данными для выбора вариантов являются:

- $P_{эс}$ – мощность суммарная, отдаваемая в энергосистему;
- n – количество генераторных агрегатов;
- $P_{с\ max}$ – максимальная мощность, включаемых потребителей на шинах среднего напряжения;
- $P_{сн\ max}$ – максимальная мощность потребителей собственных нужд;
- $P_{с\ min}$ – минимальная мощность потребителей, включаемых на шины среднего напряжения;
- $P_{сн\ min}$ – минимальная мощность потребителей собственных нужд.

Для упрощения здесь и в дальнейшем будем рассматривать блочные ЭС с выдачей мощности на двух повышенных напряжениях. На первом этапе варианты подключения генераторов к РУ СН и РУ ВН выбираются путем логического анализа, исходящего из необходимости обеспечения $P_{с\ max}$ и $P_{с\ min}$ при минимальных перетоках мощности между РУ СН и РУ ВН.

На втором этапе для каждого варианта определяются перетоки мощности через блочные трансформаторы и автотрансформаторы связи, осуществляется выбор их по каталогам, вычисляются потери энергии в блочных трансформаторах и автотрансформаторах связи, определяется ущерб от ненадежности работы элементов схемы выдачи мощности, находятся капитальные, эксплуатационные и приведенные затраты. В результате сравнения вариантов схемы выдачи мощности ЭС по критерию минимума приведенных затрат выявляется рациональный вариант.

Исходными данными для выбора схемы выдачи мощности на втором этапе являются следующие:

- значения повышенных напряжений;
- стоимость потерь 1 кВт×час электроэнергии β ;
- графики нагрузок или время использования максимальной нагрузки;
- установленное время работы генераторов в году и др.

При двух и более РУ повышенного напряжения варианты схемы выдачи мощности формируются путем варьирования количества блоков, подключаемых к разным РУ повышенного напряжения, а также путем изменения вида связи между РУ. При этом, если мощность ЭС выдается через шины РУ в электрические сети с эффективным заземлением нейтрали (110 кВ и выше), то для

связи РУ применяются один или два автотрансформатора связи без подключения или с подключением к их обмоткам низкого напряжения через генераторные выключатели одного или двух генераторов.

Для одной трехфазной группы из однофазных автотрансформаторов связи устанавливается резервный однофазный автотрансформатор, присоединение которого на место неисправного осуществляется путём перекачки. При двух группах однофазных автотрансформаторов резервная фаза может не устанавливаться, если исправная группа автотрансформаторов при отключении неисправной работает с допустимой перегрузкой в пределах допустимого времени.

На АЭС предусматривается по два автотрансформатора связи, если:

- 1) имеется транзит мощности через шины РУ СН;
- 2) нарушается электроснабжение потребителей местного промышленного района при установке одного автотрансформатора связи;
- 3) минимальная нагрузка потребителей, подключенных к шинам РУ СН, меньше технологического минимума блоков (принимают: для энергоблока с ВВЭР-1000 — 300 МВт, для ВВЭР-440 — (5,5–7)% от 440 МВт).

9.3. Выбор блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи.

Выбор мощностей блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи в каждом варианте схемы выдачи мощности осуществляется по максимальным перетокам мощности в нормальных режимах с учетом их допустимой перегрузки в аварийных режимах.

На рисунке 9.2 приведена обобщенная структурная схема выдачи мощности блочной ЭС с произвольным числом блоков и двумя РУ повышенного напряжения.

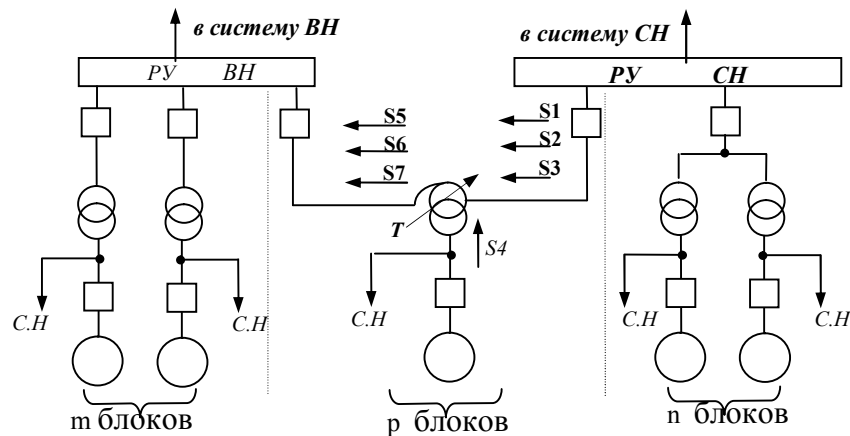


Рисунок 9.2. Обобщенная структурная схема выдачи мощности блочной ЭС

Для нахождения перетоков мощности для этой схемы составляется диаграмма баланса мощности (рисунок 9.3). Максимальные перетоки мощности определяются из условий нормальных и аварийных режимов работы ЭС. В ава-

рийных режимах рассматриваются случаи аварийного отключения одного (наиболее мощного) блока и одного автотрансформатора связи. Наложение этих двух отказов не рассматривается как маловероятное. Наложение отказа одного автотрансформатора на ремонт другого учитывается только в случае подключения к третичным обмоткам автотрансформаторов одного или двух генераторов.

Расчет перетоков мощности ведется с нахождением активных, реактивных и полных мощностей. При задании исходных нагрузок параметрами, характеризующими график нагрузки, нахождение перетоков мощности в схеме выдачи мощности ЭС осуществляется в аналогичной форме.

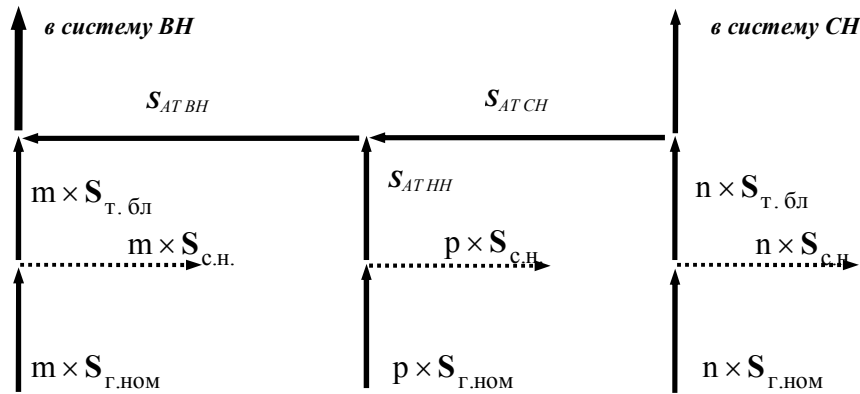


Рисунок 9.3. Диаграмма баланса мощности в схеме ЭС

Перетоки мощности через блочные трансформаторы определяются по выражению

$$S_{\text{Т.бл.р.}} = \sqrt{(P_{\text{Г.Н.}} - P_{\text{С.Н.}})^2 + (Q_{\text{Г.Н.}} - Q_{\text{С.Н.}})^2}, \quad (9.1)$$

где: $S_{\text{Т.бл.р.}}$ - расчетная мощность блочного трансформатора;

$P_{\text{Г.Н.}}, Q_{\text{Г.Н.}}$ - активная и реактивная номинальная мощность генератора;

$P_{\text{С.Н.}}, Q_{\text{С.Н.}}$ - активная и реактивная мощность, потребляемая на собственные нужды блока ЭС.

На этапе выбора схемы выдачи мощности ЭС можно принять $P_{\text{С.Н.}} = (0,06 - 0,12)P_{\text{Г.Н.}}$ и $\cos \varphi_{\text{С.Н.}} = 0,85$ для ЭС с водяным теплоносителем [2]. Из каталога выбирается $S_{\text{Т.бл.к.}}$. При работе электростанции в базовой части графика нагрузки ЭЭС мощность блочного трансформатора выбирается из условия

$$S_{\text{Т.бл.к.}} \geq S_{\text{Т.бл.р.}} \quad (9.2)$$

Перетоки мощности через обмотки СН и ВН автотрансформаторов связи определяется по следующим выражениям:

• при максимальной нагрузке на шинах РУ СН (смотри рисунок 9.4):

$$S_1 = \sqrt{[n \cdot (P_{\text{Г.Н.С.Н.}} - P_{\text{С.Н.}}) - P_{\text{с. max}}]^2 + [n \cdot (Q_{\text{Г.Н.С.Н.}} - Q_{\text{С.Н.}}) - Q_{\text{с. max}}]^2}; \quad (9.3)$$

- при минимальной нагрузке на шинах РУ СН

$$S_2 = \sqrt{[n \cdot (P_{Г.Н.С.Н.} - P_{С.Н.}) - P_{с.мин}]^2 + [n \cdot (Q_{Г.Н.С.Н.} - Q_{С.Н.}) - Q_{с.мин}]^2}; \quad (9.4)$$

- в аварийном режиме (отключение одного блока, подключенного к шинам РУ СН)

$$S_3 = \sqrt{[(n-1) \cdot (P_{Г.Н.С.Н.} - P_{С.Н.}) - P_{с.макс}]^2 + [(n-1) \cdot (Q_{Г.Н.С.Н.} - Q_{С.Н.}) - Q_{с.макс}]^2}; \quad (9.5)$$

где: n – число блоков генератор-трансформатор, подключенных к РУ СН;

$P_{Г.Н.С.Н.}, Q_{Г.Н.С.Н.}$ – номинальная активная и реактивная мощности генераторов, подключенных к РУ СН;

$P_{с.макс}, Q_{с.макс}$ – максимальные активная и реактивная мощности нагрузки, подключенной к РУ СН;

$P_{н.мин}, Q_{н.мин}$ – минимальные активные и реактивные мощности нагрузки, подключенной к РУ СН.

В случае подключения генераторов к третичным обмоткам автотрансформаторов связи перетоки мощности через обмотки НН зависят от мощности генераторов:

$$S_4 = \sqrt{[p \cdot (P_4 - P_{С.Н.4})]^2 + [p \cdot (Q_4 - Q_{С.Н.4})]^2}; \quad (9.6)$$

где: p – количество автотрансформаторов связи с генераторами, подключенными на третичные обмотки;

P_4, Q_4 – номинальная активная и реактивная мощности генераторов, подключенных к РУ НН автотрансформаторов связи;

$P_{С.Н.4}, Q_{С.Н.4}$ – активная и реактивная мощности потребителей собственных нужд блока, генератор которого подключен к РУ НН.

Перетоки мощности через обмотки ВН автотрансформаторов связи определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} S_5 &= \sqrt{(P_4 + P_1)^2 + (Q_4 + Q_1)^2}; \\ S_6 &= \sqrt{(P_4 + P_2)^2 + (Q_4 + Q_2)^2}; \\ S_7 &= \sqrt{(P_4 + P_3)^2 + (Q_4 + Q_3)^2}. \end{aligned} \quad (9.7)$$

Ориентировочно мощность автотрансформаторов связи выбирается по максимальной мощности, полученной в результате расчета нормальных режимов эксплуатации автотрансформаторов, т.е.

$$S_{АТр} \geq S_{\max} \text{ из } S_1, S_2 \text{ или } S_5, S_6.$$

Затем по справочным материалам предварительно выбираются автотрансформаторы связи [4,5]. После выбора автотрансформатора связи по справочным материалам необходимо проверить его на перегрузку в аварийных режимах:

$$K_{п1} = \frac{S_{АТр\max 1}}{S_{АТк}} \leq (1,3 - 1,5),$$

$$\text{и } K_{п2} = \frac{S_{АТр\max 2}}{0,5S_{АТк}} \leq (1,3 - 1,5).$$
(9.8)

где: $S_{АТр\max 1}$ - максимальная расчетная мощность перетока через автотрансформатор связи при отключении одного генератора, питающего шины СН;

$S_{АТр\max 2}$ - наибольшая расчетная мощность перетока через автотрансформатор в нормальных режимах (S_1 или S_2 для двухобмоточных, S_5 или S_6 для трехобмоточных автотрансформаторов).

Примечание: 1. $K_{п2}$ - считается только в случае использования двух параллельно включенных автотрансформаторов связи (двух групп однофазных АТ связи); Если получен $K_{п2} > 1,5$, то следует устанавливать одну резервную фазу, готовую к перекачке.

2. Если $K_{п1} > 1,5$, то необходимо выбрать по справочным материалам ближайший больший по мощности автотрансформатор и снова проверить его на перегрузку в аварийном режиме.

9.3. Определение потерь активной мощности в блочных трансформаторах и автотрансформаторах связи.

При задании исходной нагрузки параметрами, характеризующими график нагрузки, потери энергии в блочном трансформаторе

$$\Delta W_{т.бл.} = P_x \cdot (8760 - T_{р.бл.}) + P_k \cdot \left(\frac{S_{т.бл.р}}{S_{т.бл.к}} \right)^2 \cdot \tau_t, \quad (9.9)$$

где: $T_{р.бл.}$ - средняя продолжительность планового ремонта блочного трансформатора;

τ_t - время максимальных потерь (рисунок 9.4), соответствующее времени максимальной нагрузки блочного трансформатора;

P_x - потери холостого хода трансформатора;

P_k - потери короткого замыкания трансформатора.

Потери активной мощности (энергии) в двухобмоточных автотрансформаторах связи

$$\Delta W_{АТ} = q \cdot P_x \cdot (8760 - T_{р.АТ}) + q \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_1}{q \cdot S_{АТк}} \right)^2 \cdot \tau_{\max} +$$

$$+ q \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_2}{q \cdot S_{АТк}} \right)^2 \cdot \tau_{\min}, \quad (9.10)$$

где: q – количество автотрансформаторов связи (число однофазных, соединенных в группу);

$T_{p.AT}$ – продолжительность планового ремонта АТ;

τ_{max}, τ_{min} – время максимальных и, соответственно, минимальных потерь в АТ при перетоках мощности S_1, S_2 .

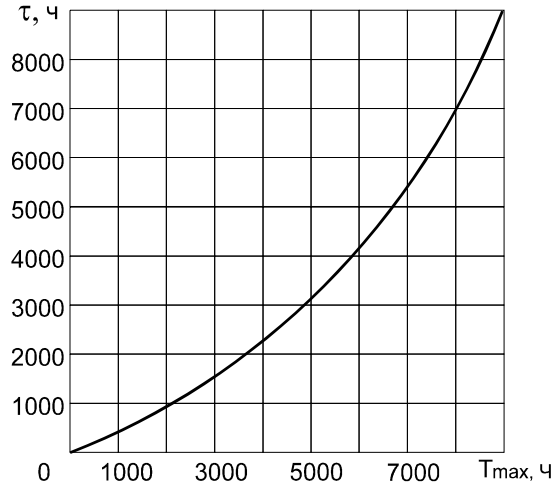


Рисунок 9.4. Зависимость времени максимальных потерь от продолжительности нагрузки

Потери энергии в трехобмоточных автотрансформаторах связи

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = & q \cdot P_x \cdot (8760 - T_{p.AT}) + q \cdot P_{кВН} \cdot \left(\frac{S_{ВН max}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{ВН} + \\ & + q \cdot P_{кСН} \cdot \left(\frac{S_{СН max}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{СН} + q \cdot P_{кНН} \cdot \left(\frac{S_{НН max}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{НН}. \end{aligned} \quad (9.11)$$

где: $\tau_{ВН}, \tau_{СН}, \tau_{НН}$ – время максимальных потерь в обмотках АТ;

$P_{кВН}, P_{кСН}, P_{кНН}$ – потери короткого замыкания соответственно в обмотках высокого (ВН), среднего (СН) и низкого (НН) напряжений автотрансформаторов.

В каталогах для трехобмоточных трансформаторов обычно даны потери короткого замыкания между обмотками каждой из трех пар обмоток. Если в каталоге приведены потери КЗ только для одной пары обмоток (например, для ВН-СН $P_{кВН-СН}$), то мощности каждой обмотки равны $100\% \cdot S_{T.ном}$ и потери отдельных обмоток определяются

$$P_{кВН} = P_{кСН} = P_{кНН} = 0,5 \cdot P_{кВН-СН}. \quad (9.12)$$

Для определения времени максимальных потерь обмоток необходимо знать время использования максимальной нагрузки каждой из обмоток автотрансформаторов $T_{ВН max}, T_{СН max}, T_{НН max}$. Далее по кривым $\tau = f(T_{max})$ определяются $\tau_{ВН}, \tau_{СН}, \tau_{НН}$.

Полные потери активной мощности за год в каждом варианте схемы выдачи мощности вычисляются суммированием потерь в блочных трансформаторах (с учетом их количества на ВН и СН) и автотрансформаторах связи.

9.5. Определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат

Экономическая целесообразность различных вариантов схемы выдачи мощности определяется минимальными приведенными затратами

$$Z = p_n \cdot K + I + Y, \quad (9.13)$$

где: K – капиталовложения на сооружение электроустановки, тыс. грн.;
 $p_n=0,12$ – нормативный коэффициент экономической эффективности;
 I – годовые эксплуатационные издержки, тыс грн/год;
 Y – ущерб от недоотпуска электроэнергии за счет ненадежности элементов схемы выдачи мощности, при учебном проектировании обычно не учитывается.

При расчете капиталовложений K учитывают: стоимость блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи, стоимости ячеек ОРУ с выключателями, стоимости резервных трансформаторов (РТСН). На момент выбора схемы выдачи мощности ЭС схемы ОРУ повышенного напряжения неизвестны. Поэтому определяется лишь общее количество РТСН и места их подключения с учетом требований, предъявляемых к их подключению для обеспечения безопасности АЭС. Кроме того, условно принимается, что присоединение блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи к шинам ОРУ осуществляется через один выключатель.

При определении экономической целесообразности схемы выдачи мощности ЭС стоимость ячеек ОРУ с выключателями для присоединения высоковольтных линий электропередачи не учитываются.

Расчет капиталовложений по каждому варианту целесообразно представлять в виде таблицы 9.1.

Таблица 9.1.

Наименование оборудования	Стоимость единицы (тыс. грн.)	Количество единиц	Общая стоимость (тыс. грн.)
1 вариант			
Блочные трансформаторы типа _____			
Ячейки ОРУ с выключателями _____			
Автотрансформаторы типа _____			
Резервные трансформаторы _____			
Капиталовложения ЭС для 1 варианта			
2 вариант			
Блочные трансформаторы типа _____			
Ячейки ОРУ с выключателями _____			
Автотрансформаторы типа _____			
Резервные трансформаторы _____			
Капиталовложения ЭС для 2 варианта			

Годовые эксплуатационные издержки И определяются

$$И = \frac{P_a + P_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \cdot 10^{-5} \text{ тыс. грн.}, \quad (9.14)$$

где: $p_a = 6,4\%$; $p_o = 2,0\%$ - отчисления на амортизацию и обслуживание соответственно;

β - стоимость 1кВт·Ч потерь электроэнергии;

ΔW - суммарные потери электроэнергии в основных элементах схемы выдачи мощности рассматриваемого варианта.

По результатам расчета приведенных затрат каждого из вариантов выбирается в качестве основного для дальнейших расчетов тот, у которого приведенные затраты меньше.

Контрольные вопросы.

1. Структурные схемы АЭС.
2. Выбор мощности и числа трансформаторов связи.
3. Определение потерь в 2-х обмоточных трансформаторах.
4. Определение потерь в 3-х обмоточных трансформаторах.
5. Определение потерь в АТ и параллельно работающих трансформаторах.
6. Каковы этапы и общий порядок выбора схемы выдачи мощности ЭС?
7. Как выбирается блочный трансформатор?
8. Порядок расчета и выбора автотрансформатора связи.
9. Как определяются потери энергии в блочном трансформаторе?
10. Как определяются капитальные, эксплуатационные и приведенные затраты?

ЛЕКЦИЯ 10

ТЕМА: Электрические соединения главных схем

10.1 Схемы электрических соединений на стороне 6-10кВ

Схемы электрических соединений должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к главным схемам *по надежности, возможности проведения ремонта, оперативной гибкости, экономической целесообразности, возможности опробования и вывода в ремонт выключателей без нарушения работы присоединения*. Различают два основных типа схем электрических соединений с $U_{\min} = 6 \dots 10 \text{ кВ}$.

- схемы с одной системой сборных шин,
- схемы с двойной системой сборных шин.

Схема с одной системой сборных шин.

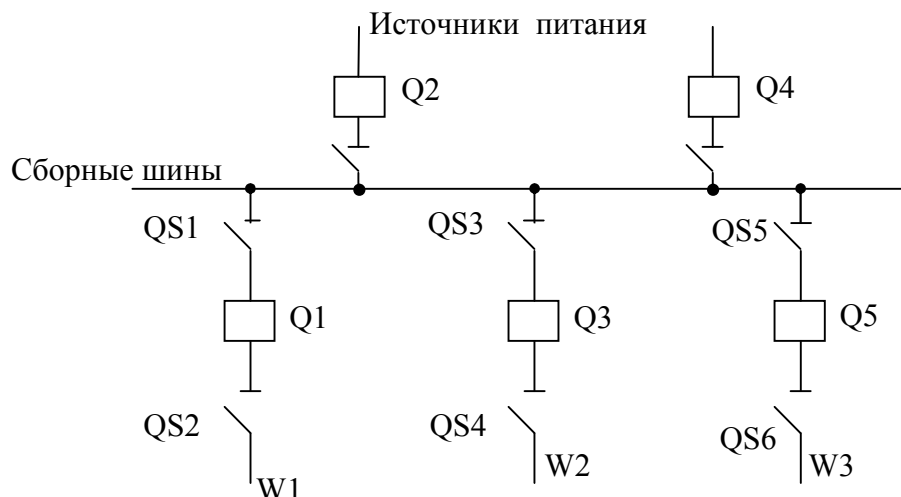


Рисунок 10.1. Схема с одной несекционированной системой сборных шин.

Наиболее простой схемой электроустановок на 6-10кВ является схема с одной *несекционированной* системой сборных шин (рисунок 10.1). Источники питания в схеме присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. Для отключения присоединения используется один выключатель.

Если же выключатель выводится в ремонт, то *алгоритм отключения следующий*:

- отключается выключатель Q5,
- отключается шинный разъединитель QS5,
- отключается линейный разъединитель QS6.

Операции с разъединителями необходимы только для обеспечения безопасности при ремонтных работах.

Основные достоинства схемы.

1. Однотипность и простота операций с разъединителями, благодаря чему снижается аварийность из-за неправильных действий персонала.
2. Возможность использования комплектных РУ, что позволяет снизить **стоимость монтажа, широко использовать механизацию.**

Недостатки схемы.

1. При ремонте сборных шин или шинных разъединителей необходимо снять напряжение с шин, что приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей.
2. КЗ на сборных шинах вызовет отключение всех источников питания, следовательно, потерю электроснабжения всех потребителей.

Указанные недостатки частично устраняются разделением сборных шин на секции. Рассмотрим одну секционированную систему сборных шин на примере рисунка 10.2.

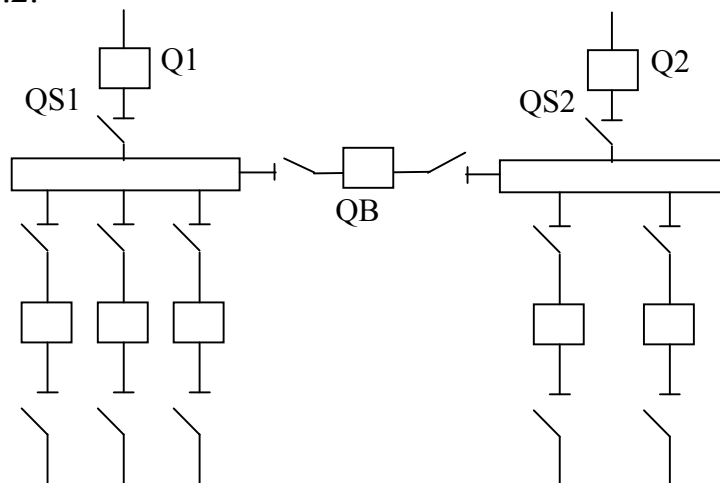


Рисунок 10.2. Схема с одной секционированной системой шин.

Схема имеет те же достоинства и недостатки, что и схема с одной несекционированной системой шин. Вместе с тем, авария на сборных шинах приводит к отключению лишь части шин и половины потребителей, а вторая половина присоединений остается под питанием. В этой схеме секционный выключатель QB в нормальном режиме может быть включен, если надо обеспечить параллельную работу источников. Выключатель QB может быть в нормальном режиме и отключен. Тогда секции сборных шин получают питание каждая от своего источника. При выходе из строя одного источника или коротком замыкании на линии соответствующий выключатель Q и разъединитель QS отключаются, а секционный выключатель QB включается.

Недостатки схемы.

1. При ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от двух секций, остаются без резерва.
2. Потребители, нерезервированные по питанию, отключаются на всё время ремонта секции.

Схема с одинарной секционированной системой шин получила широкое распространение в системе питания собственных нужд АЭС.

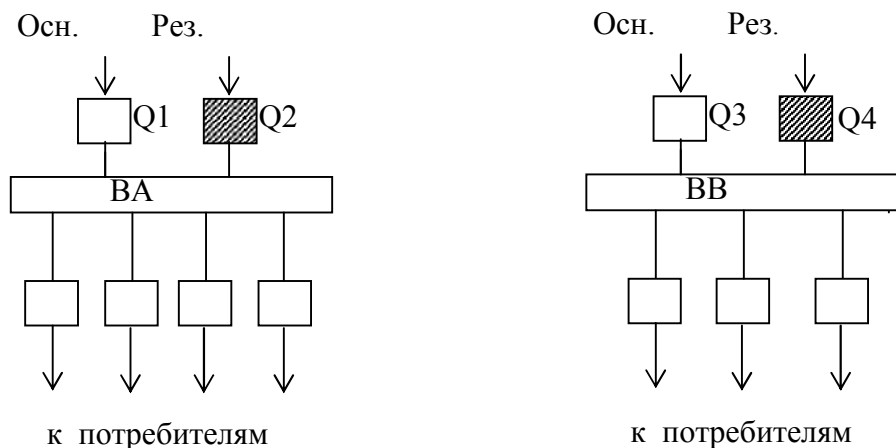


Рисунок 10.3. Две секции шин нормальной эксплуатации.

1. *Шины нормальной эксплуатации* выполняются секционированными. Каждая секция получает питание от основного и резервного источников (рисунок 10.3). Резервный источник подключается при отключении основного источника. Число секций определяется требованиями к надежности и безопасности технологического процесса на АЭС. В качестве основного и резервного источников используются трансформаторы.

Взаимное резервирование между секциями одинарной системы сборных шин в рассматриваемом случае не предусматривается, то есть секционные выключатели QV не предусматриваются.

2. *Шины надежного питания потребителей 2 группы* выполняются одинарными секционированными. Между секциями, к которым подключены потребители систем аварийного расхолаживания (CAOЗ), резервирование не предусматривается. Число секций шин надежного питания CAOЗ определяется количеством систем CAOЗ, которых для реакторов ВВЭР и РБМК устанавливается по три на блок.

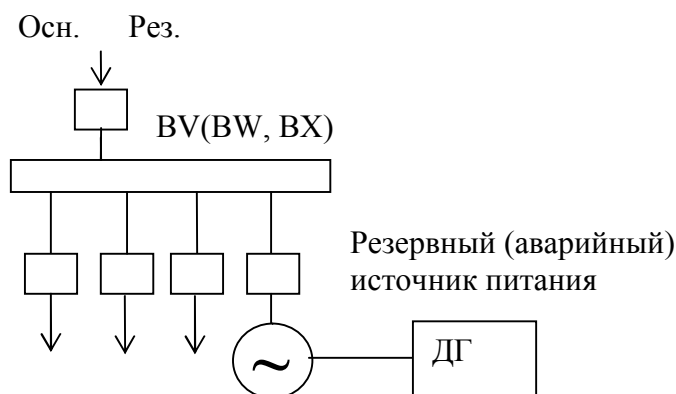


Рисунок 10.4. Одна секция надежного питания потребителей второй группы системы безопасности.

Каждая секция имеет два источника питания:

- источник основной – шины нормальной эксплуатации;
- источник резервный – дизель генератор.

На АЭС секции шин надежного питания потребителей машинного зала ВJ (паротурбинной установки и вспомогательного оборудования генератора) и реакторного отделения ВК связываются (рисунок 10.5) между собой секционными выключателями (QB1, QB2). В нормальных режимах питание на эти шины подается от шин нормальной эксплуатации через выключатели Q1 и Q3. При отключении одного из выключателей (Q1 или Q3) включаются секционные выключатели QB1 и QB2, обеспечивая резервирование питания потребителей шин ВJ и ВК. Если включение секционных выключателей не произойдет, то в качестве резервного источника питания секций ВJ и ВК будут использоваться дизель генераторы.

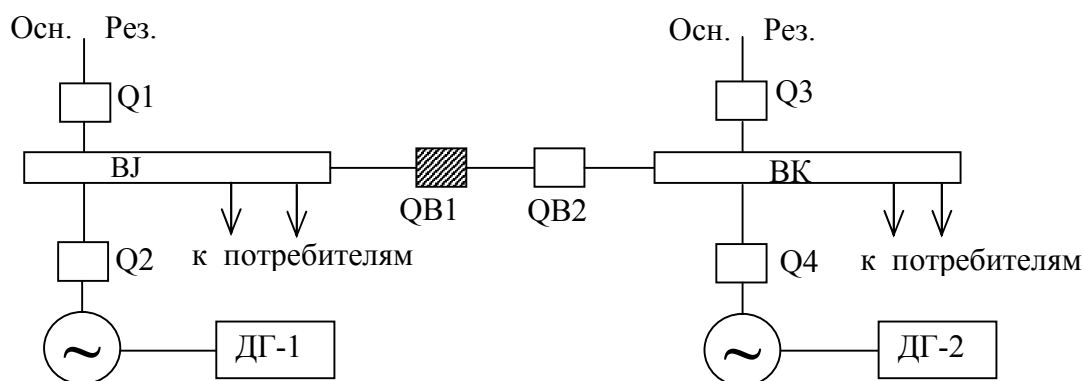


Рисунок 10.5. Секции надежного питания общешлюзовых потребителей второй группы.

10.2. Схема с двумя системами сборных шин

С учетом особенностей электроприемников и схем их электроснабжения на некоторых типах ЭС может предусматриваться схема с двумя системами сборных шин (рисунок 10.6).

На рисунке 10.6. схема представлена в рабочем состоянии. Генераторы G1 и G2 подключены на первую систему сборных шин A1, от которой получают питание групповые реакторы и трансформаторы связи T1, T2. Рабочая система шин секционирована выключателем QB и реактором LRB, назначение которого – ограничить токи коротких замыканий при коротком замыкании на одной из секций рабочей системы шин. Вторая система шин A2 является резервной. Напряжение на ней в нормальном режиме отсутствует. В схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как от одной, так и от другой системы шин. Обе системы шин могут быть соединены между собой шиносоединительными выключателями QA1 и QA2, которые в нормальном режиме отключены. Возможен и другой режим работы, когда обе системы шин находятся под напряжением и все присоединения распределяются между

ними равномерно. Такой режим называется с фиксированным присоединением цепей.

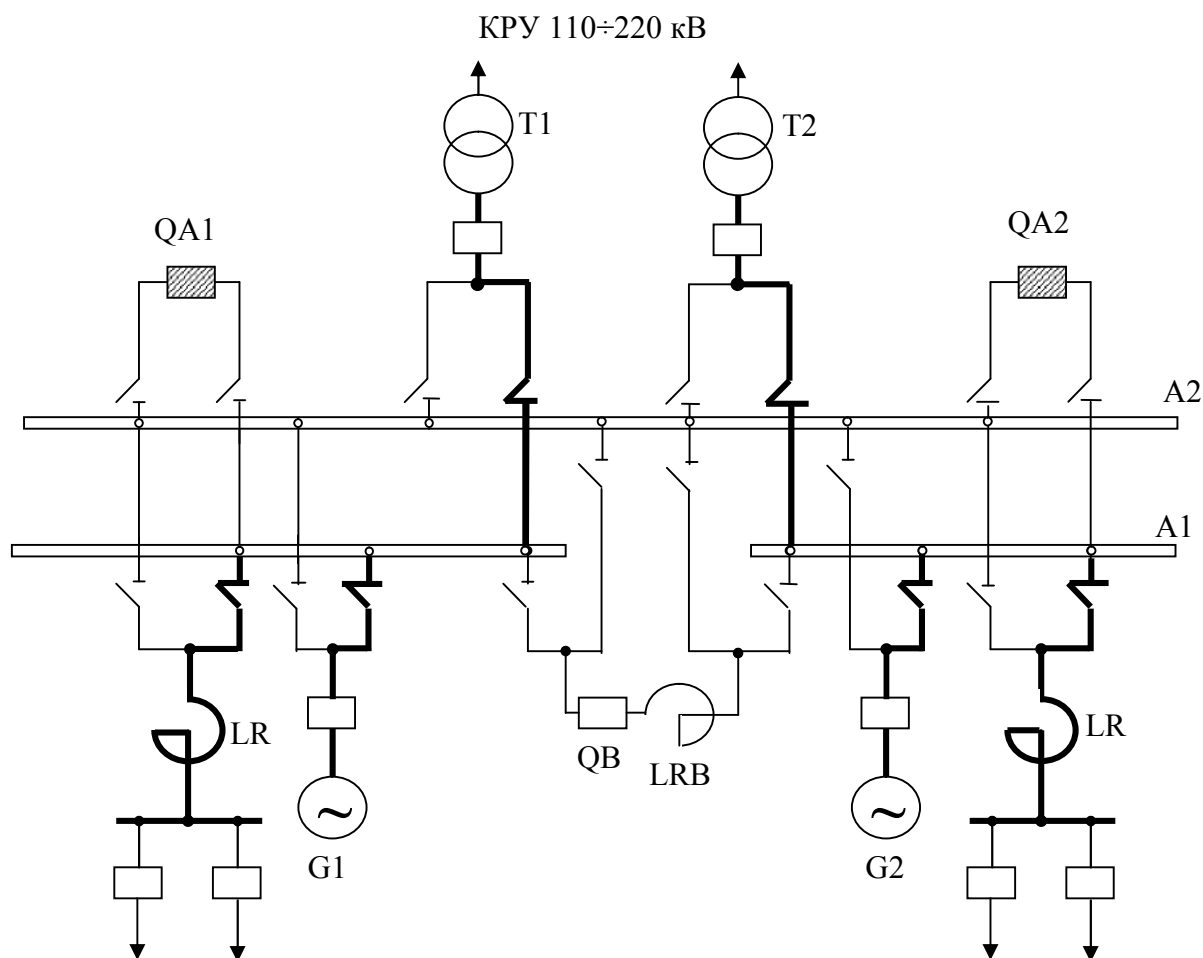


Рисунок 10.6. Схема с двумя системами сборных шин.

Достоинства схемы:

- гибкость схемы, возможность отключения для ремонта любого элемента без отключения других присоединений,
- достаточно высокая надежность схемы.

Недостатки схемы:

- большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов;
- более сложная конструкция РУ по сравнению с предыдущей схемой;
- большие капитальные затраты;
- использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов;
- большое количество операций с разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями допускает возможность ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями;
- вероятность аварий из-за ошибок обслуживающего персонала больше, чем в схемах с одной системой шин.

Иногда используется на расширяемых ТЭЦ.

Контрольные вопросы.

1. Схема РУ с одной несекционированной системой шин. Достоинства и недостатки, пример применения.
2. Схема РУ с одной секционированной системой шин. Достоинства и недостатки, пример применения.
3. Схема РУ с двумя системами сборных шин. Достоинства и недостатки.

ЛЕКЦИЯ 11

ТЕМА: Схемы электрических соединений РУ на стороне 35 кВ и выше

Главная схема станции при $U > 35\text{кВ}$, как правило, является частью электрической системы и потому она не может выбираться без учета режимов и особенностей ЭЭС в целом. Поэтому не существует универсальной схемы электрических соединений при напряжении на высоковольтной стороне станции или подстанции выше 35кВ.

Среди большого набора вариантов главных схем наибольшее распространение получили: кольцевые схемы; схемы с одной рабочей и обходной системами шин; схемы с двумя рабочими и обходной системами шин; схемы с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи; схемы с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи.

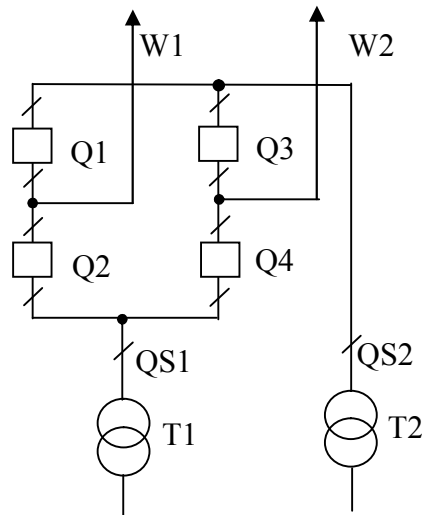


Рисунок 11.1. Кольцевая схема с четырьмя присоединениями.

11.1. Кольцевые схемы

В кольцевых схемах (рисунок 11.1) выключатели соединяются между собой, образуя кольцо. Каждый элемент — линия, трансформатор — присоединяется между двумя выключателями. В кольцевых схемах ревизия любого выключателя производится без перерыва электроснабжения какого-либо элемента. Так, при ревизии выключателя Q1 отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. При этом обе линии и трансформаторы остаются в работе, однако схема становится менее надежной из-за разрыва кольца. В кольцевых схемах надежность работы выключателей выше, чем в схемах с одинарной и двойной системой сборных шин, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя путем его отключения не нарушает работу присоединения и не требует никаких переключений в схеме.

В цепях присоединения линий разъединители не устанавливают, что упрощает схему ОРУ. Вместе с тем, отказ от установки разъединителей в цепях линий приводит к сложным работам по реконструкции ОРУ в случае добавления хотя бы одной линии. На рисунке 11.1. приведена схема с четырехугольником, но может быть с трех- и шестиугольником и их вариантами.

Достоинства кольцевых схем:

- высокая надежность электроснабжения. Отключение всех присоединений маловероятно. Оно может произойти при ревизии одного из выключателей, например Q1, коротком замыкании на линии W2 и одновременном отказе Q4;
- использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

Недостатки кольцевых схем:

- более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей, разъединителей, устанавливаемых в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии Q1 в цепи Q2 ток возрастает в два раза;
- релейная защита должна выбираться в этих схемах с учетом возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Область применения: схема четырехугольника применяется в РУ 330 кВ и выше на электростанциях как один из этапов развития схем. Например, по схеме 4-х угольника включен блок №4 на ПАЭС.

11.2. Схемы с одной рабочей и обходной системами шин

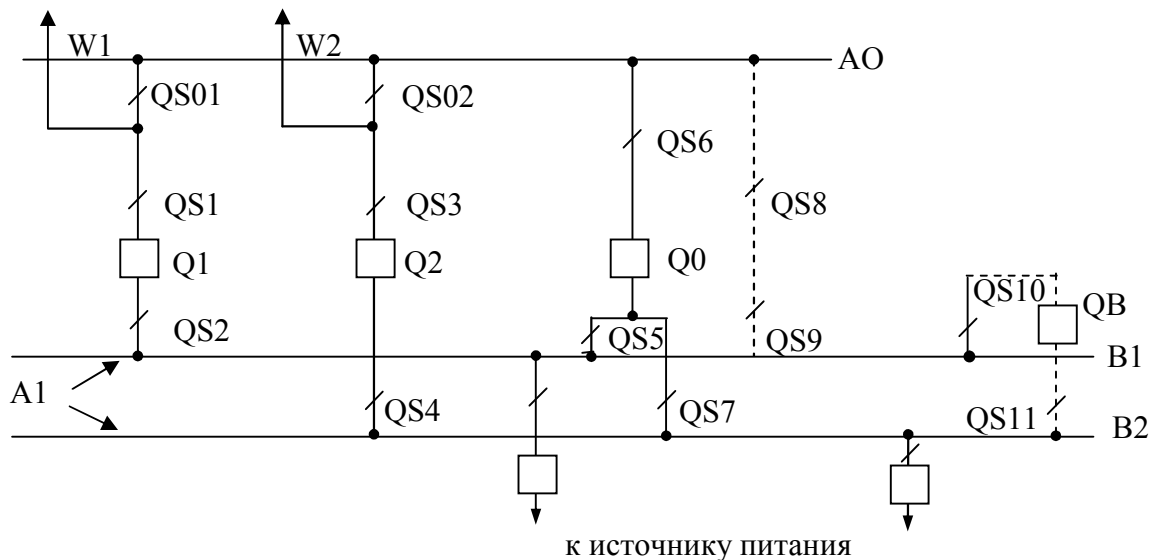


Рисунок 11.2. Схема с одной рабочей и обходной системами шин

В нормальном режиме работы обходная система шин АО находится без напряжения, разъединители QSO1, QSO2, соединяющие линии с АО, отключены.

В схеме предусмотрен обходной выключатель QO, который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей QS5 и QS7.

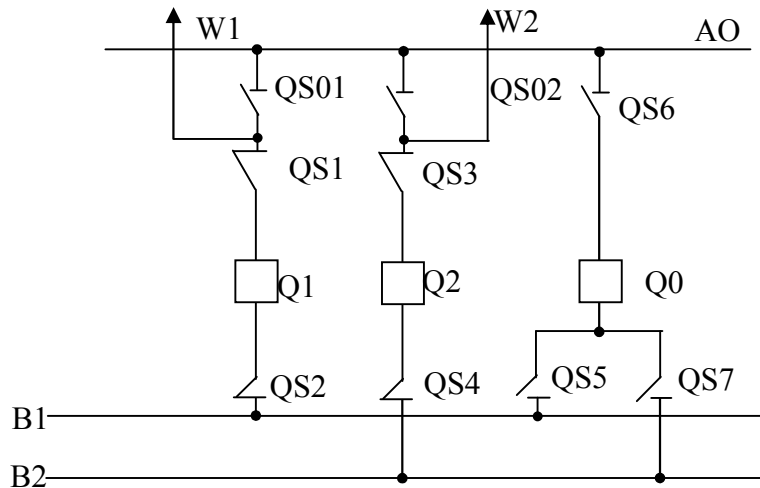


Рисунок 11.3. Часть схемы с одной рабочей и обходной системами шин.

Выключатель QO может заменить любой другой выключатель. Для этого надо провести следующие операции (например, для замены выключателя Q1, если он включен и включены QS1, QS2 как на рисунке 11.3):

- 1 включить обходной выключатель QO при включённых QS6 и QS5 для проверки исправности обходной системы шин;
- 2 отключить QO;
- 3 включить QS01;
- 4 включить QO;
- 5 отключить Q1;
- 6 отключить QS1 и QS2.

После этих операций линия W1 получает питание через обходную систему шин через QO от секции B1. Все операции производятся без перерыва питания присоединений.

С целью экономии стоимости ОРУ, схема может выполняться таким образом, что функции обходного и секционного выключателей в ней могут быть совмещены. Для этого в схеме может устанавливаться переключатель с разъединителями QS8 и QS9 (см. рисунок 11.2) В нормальном режиме работы QS8 и QS9 включены, выключатель QO включен и присоединен разъединителем QS7 к секции B2. Секции B1 и B2 соединяются между собой через QO, QS6, QS7, QS8, QS9, а выключатель QO выполняет функции секционного. При замене линейного выключателя обходным выключатель QO отключается, затем отключают

разъединители QS8, QS9, и поступают далее как и в ранее описанном случае по пп. 3-6. При большом числе присоединений (7-15) рекомендуется схема с отдельным обходным QO и секционным QV выключателями. Это позволяет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей.

Достоинства схем с одной рабочей и обходной системами шин:

- малое число выключателей (один на одно – два присоединения);
- относительно малые массы, габариты и стоимость РУ.

Недостатки схем:

- на все время ремонта секционного выключателя параллельная работа секций (и линий) нарушается;
- ремонт одной из секций связан с отключением всех линий, присоединенных к этой секции и одного трансформатора.

Область применения схем с одной рабочей и обходной системами шин: рекомендуется для ВН подстанций 110 кВ при числе присоединений до шести включительно (с учетом трансформаторов), когда нарушение параллельной работы линий допустимо и отсутствует перспектива дальнейшего расширения подстанции. Если ожидается расширение РУ, то в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели. Схемы с трансформаторными выключателями могут применяться для напряжений 110кВ и 220кВ на стороне высокого напряжения и с.н. подстанций.

11.3. Схема с двумя рабочими и обходной системой шин

Для РУ 110кВ ... 220кВ с большим числом присоединений применяются схемы с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь (рисунок 11.4.).

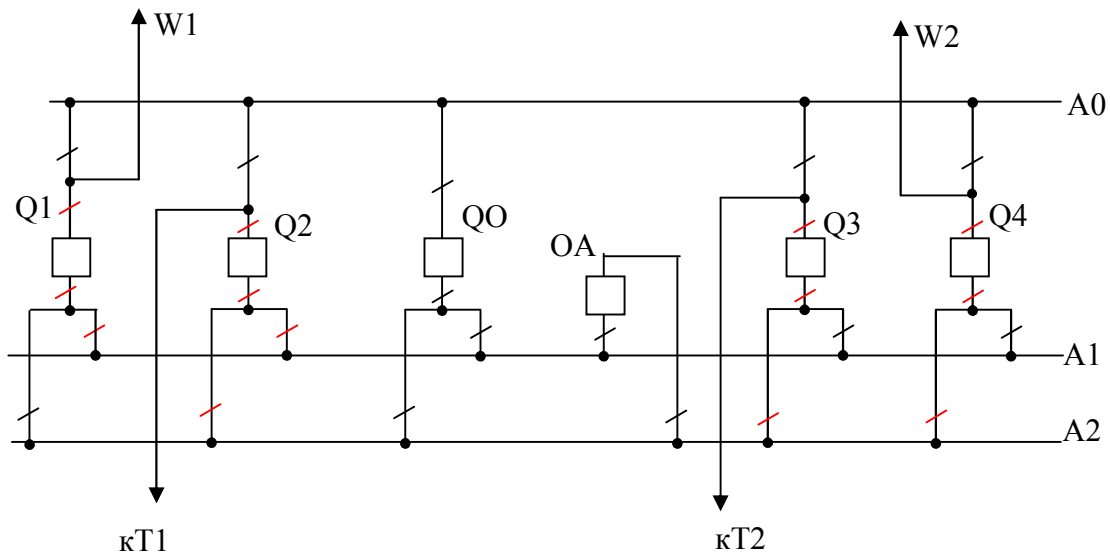


Рисунок 11.4. Схема с двумя рабочими и обходной системами шин

Как правило, обе системы шин находятся под питанием при фиксированном распределении присоединений: линия W1 и трансформатор T1 присоединены к первой системе шин A1, линия W2 и трансформатор T2 присоединены к системе шин A2; шиносоединительный выключатель QA включен. Такое соединение значительно увеличивает надежность схемы, так как при коротком замыкании на шинах отключается шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений теряет питание. Если замыкание устойчивое, то присоединения, потерявшие питание, переводятся на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения этой половины присоединений определяется длительностью переключения присоединений.

Достоинства схемы:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;
- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Недостатки схемы:

- повреждение шиносоединительного выключателя QA равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;
- усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;
- увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей.

Область применения: рекомендуется для ВН и СН РУ 110...220кВ электростанций при числе присоединений до 12 и подстанций при 7...15 присоединениях. При числе присоединений 12...16 секционируется одна система шин, при большем количестве присоединений секционируются обе системы шин.

11.4. Схемы с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения

В распределительных устройствах 330...750кВ применяется схема (рисунок 11.5.) с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения.

Как следует из схемы на шесть присоединений необходимо иметь в этой схеме 9 выключателей, т.е. на каждое присоединение приходится полтора выключателя (поэтому схема носит название «полуторной» или «3/2 выключателя на цепь»).

Каждое присоединение включено через два выключателя. Для отключения, например, линии W2 надо отключить выключатели Q5 и Q6, а для отключения трансформатора T2 – выключатели Q4 и Q5.

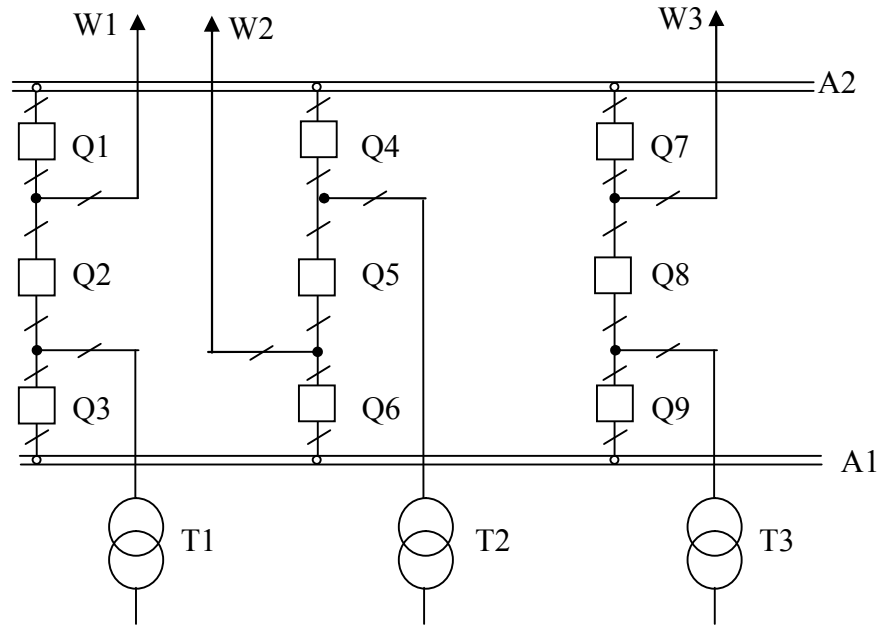


Рисунок 11.5. Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения

В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают выключатель и его разъединители, установленные с двух сторон выключателя. Таким образом, для вывода в ревизию нужно минимальное количество операций.

Разъединители служат только для отделения выключателя при ремонтах, никаких оперативных переключений ими не проводят.

Схема позволяет производить опробование выключателей в рабочем режиме без операций разъединителями.

Для увеличения надежности схемы одноименные элементы присоединяются к разным системам шин: трансформаторы T1, T3 и линия W2 к первой системе шин A1, трансформатор T2 и линии W1, W3 — ко второй системе шин — A2.

При таком состоянии 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.

Рассмотрим пример.

Пусть выключатель Q5 выведен в ремонт. На линии W1 происходит короткое замыкание и имеет место отказ выключателя Q1. При таком режиме по сигналу защиты отключаются выключатели Q2, Q4, Q7. В результате, кроме линии W1 будет отключен трансформатор T2.

Линия W1 отключается разъединителями, выключатель Q1 может быть выведен в ремонт, выключатели Q4 и Q7, трансформатор T2 включаются. Одновременное аварийное отключение двух линий или двух трансформаторов в рассмотренной схеме маловероятно.

Достоинства схемы:

- высокая надежность и гибкость. Например, произошло короткое замыкание на сборных шинах А2. По сигналам защиты отключатся выключатели Q1, Q4 и Q7. При этом все присоединения останутся в работе. При одинаковом числе источников и линий, линии останутся в работе даже при повреждении двух систем шин; при этом лишь нарушится параллельная работа линий;
- при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе;
- схема позволяет производить опробование выключателей в рабочем режиме без операций разъединителями;
- количество необходимых операций разъединителями в течение года для вывода в ревизию поочередно всех выключателей, разъединителей и сборных шин в этой схеме значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин.

Недостатки схемы:

- отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает количество ревизий выключателя;
- удорожание конструкций РУ в связи с увеличением числа выключателей, особенно при нечетном числе присоединений, так как каждая цепь должна присоединяться через два выключателя;
- снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В этом случае к одной цепочке из 3 выключателей присоединяется две линии, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий;
- номинальный ток выключателей определяется режимом ремонта одного из выключателей, когда по смежному с ремонтируемым выключателю может протекать ток двух присоединений;
- усложнение релейной защиты;
- увеличение количества выключателей.

Область применения: благодаря высокой надежности и гибкости схема находит широкое применение в РУ 330-750кВ на мощных электростанциях.

11.5. Схема с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три присоединения.

В этой схеме (рисунок 11.6) на 9 присоединений приходится 12 выключателей, т.е. на каждое присоединение по $4/3$ выключателя.

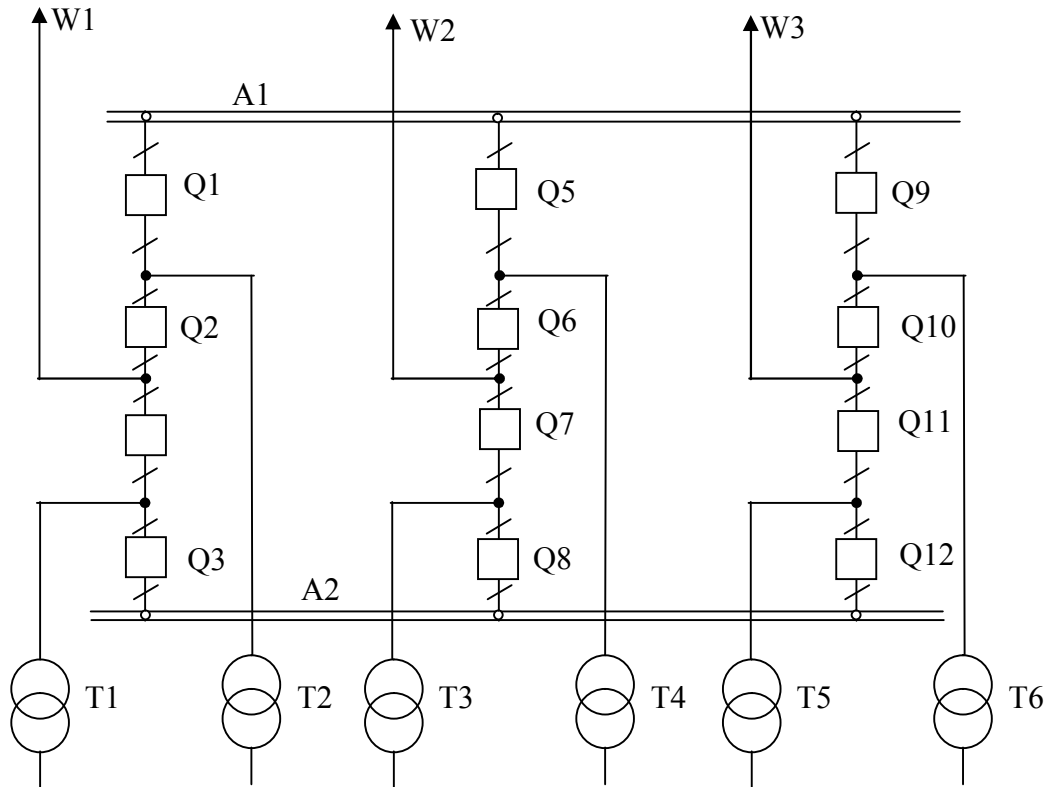


Рисунок 11.6. Схема с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три присоединения

Наилучшие показатели имеет схема, в которой число линий и трансформаторов отличается в два раза (см. рисунок 11.6).

Схема с $4/3$ выключателями на присоединение имеет все **достоинства** **схемы** $3/2$, а кроме того:

- схема более экономична (1,333 выключателя вместо 1,5 на присоединение);
- секционирование шин требуется только при 15-ти присоединениях и более;
- надежность схемы не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор, вместо двух трансформаторов и одной линии;
- конструкция ОРУ по рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании, если принять компоновку с двухрядным расположением выключателей.

Недостатки **схемы** аналогичны указанным в п. 11.4., кроме того:

- при ремонте любого из выключателей, примыкающего к шинам, отказ другого, примыкающего к шинам выключателя в той же цепочке приводит к

потере трех присоединений, поэтому присоединения не следует делать одноименными;

- при ремонте любого из выключателей и отключении в той же цепочке смежного с ремонтируемым выключателя происходит ложное отключение присоединения, коммутируемого ремонтируемым и отключившимся выключателем;
- при общем числе присоединений, не кратном трем, увеличивается число выключателей, то есть одну или две цепочки в РУ приходится включать по схеме 3/2 или даже включать одно присоединение через два выключателя;
- номинальный ток выключателей определяется режимом ремонта одного из выключателей, примыкающих к шинам, когда по не смежному с ремонтируемым выключателю среднего ряда рассматриваемой цепочки может протекать суммарный ток двух присоединений, а по другому, не примыкающему к шинам выключателю данной цепочки – суммарный ток трех присоединений.

Область применения: достаточно широко в РУ 330 ... 750кВ мощных КЭС и АЭС.

Из анализа недостатков схем 3/2 и 4/3 следует:

- 1) очень важно для снижения вероятностей ложного отключения присоединений держать замкнутыми все выключатели в РУ, в том числе и выключатели неработающих элементов, если хотя бы одно присоединение из этой цепочки остается включенным;
- 2) вероятность аварийного отключения блоков и линий, повреждений и отказов коммутационной аппаратуры в период ремонта выключателей и связанных с этим отключений неповрежденных присоединений зависит от продолжительности ремонта, повреждаемости линий и блоков, а также от числа цепей. Все это необходимо учитывать при выборе схемы РУ.

Контрольные вопросы.

1. Кольцевые схемы электрических соединений РУ. Достоинства и недостатки.
2. Схемы РУ с одной рабочей и обходной системами шин. Достоинства и недостатки.
3. Схемы РУ с двумя рабочими и обходной системами шин. Достоинства и недостатки.
4. Достоинства схемы с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи.
5. Достоинства схемы с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три присоединения.
6. Недостатки схемы с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения.
7. Недостатки схемы с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три присоединения.

ЛЕКЦИЯ 12

ТЕМА: Главные схемы атомных электростанций

12.1. Основные требования к главным схемам АЭС

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

Особенности технологического процесса АЭС, большая мощность реакторных энергоблоков, достигающая на электростанциях 1500 МВт, выдача всей мощности в энергосистему по линиям 330...750 кВ предъявляют ряд 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 станции.

Исходя из этих требований 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 мощности между РУ разных напряжений;
- токи коротких замыканий для каждого РУ и необходимость их ограничения;
- значения наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя;
- возможность присоединения одного или нескольких энергоблоков непосредственно к РУ ближайшей районной подстанции;
- возможность применения не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними;

Распределительные устройства 330...750 кВ должны быть выполнены исключительно надежно:

- повреждение или отказ любого выключателя, кроме секционного или шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключе-

нию более одного реактора энергоблока и такого числа линий, которое допустимо по условиям устойчивости системы;

- при повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателей, а также при совпадении повреждения или отказа одного выключателя с ремонтом другого, допускается отключение двух реакторных энергоблоков и такого числа линий, которое допускается по условиям 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 отвечает схема 4/3 и 3/2 выключателя на присоединение, схемы с одним или двумя многоугольниками (кольцевые схемы).

Распределительные устройства 110...220 кВ АЭС выполняются с одной или двумя рабочими и обходной системой шин. При числе присоединений более 12 рабочая система шин секционируется.

Распределительное устройство 330...750 кВ АЭС выполняется по схеме 3/2 или 4/3 выключателя на присоединение.

12.2. Схемы блоков АЭС и места присоединения рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд.

Как известно, исходя из особенностей технологического процесса производства электроэнергии на АЭС, последние строятся по блочному принципу.

Согласно нормам технологического проектирования АЭС в схемах блоков генератор-трансформатор устанавливается выключатель между генератором и трансформатором. На некоторых действующих АЭС (ЮУАЭС) генераторный выключатель в схеме некоторых энергоблоков не установлен, так как во время их ввода в эксплуатацию отсутствовали надежные выключатели на большие номинальные токи. В настоящее время в качестве генераторного выключателя широко применяется специальный аппарат КАГ-24, который используется при включении генератора, при синхронизации и для коммутации в нормальных режимах).

Рабочий трансформатор с.н. присоединяется отпайкой между генераторным выключателем и блочным трансформатором. *Никакой коммутационной аппаратуры в отпайке не предусматривается.*

Необходимость установки генераторного выключателя на АЭС объясняется следующими соображениями:

- при отключении генератора сохраняется питание собственных нужд от рабочего трансформатора с.н.;
- уменьшается количество операций выключателями ВН, так как при остановке и вводе генератора переключения могут осуществляться генераторным выключателем;

- уменьшается количество операций выключателями рабочего и резервного питания шин нормальной эксплуатации 6 кВ собственных нужд, так как основной (рабочий) трансформатор собственных нужд используется для пуска и останова блока;
- возможно применение схем блоков генератор-трансформатор – линия без выключателей на стороне высокого напряжения (т.е. без Q1 на рис. 12.1.) Основной вариант схемы блока с реакторами ВВЭР-1000 и генераторами Р=1000 мВт (моноблок) – это **РУ → Т → Г**.

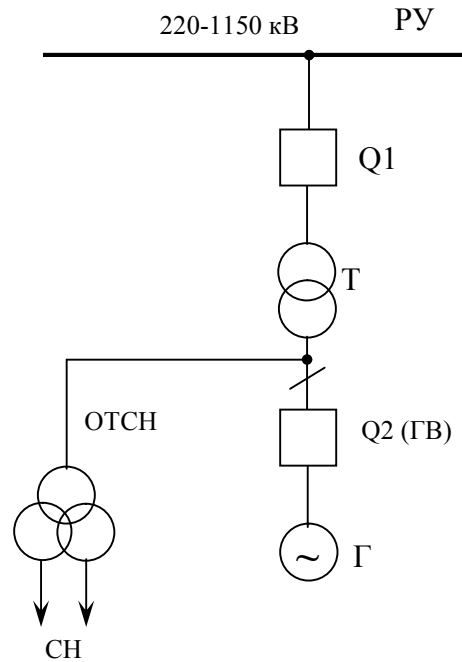
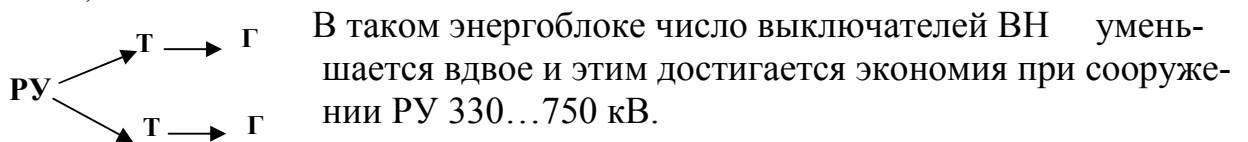


Рисунок 12.1. Схема включения моноблока.

На АЭС могут устанавливаться два генератора на один реактор (реактор ВВЭР-440 и два турбоагрегата по 220 МВт или один реактор и два турбогенератора по 500 МВт).

При такой схеме целесообразно применять укрупненный энергоблок (рисунок 12.2.).



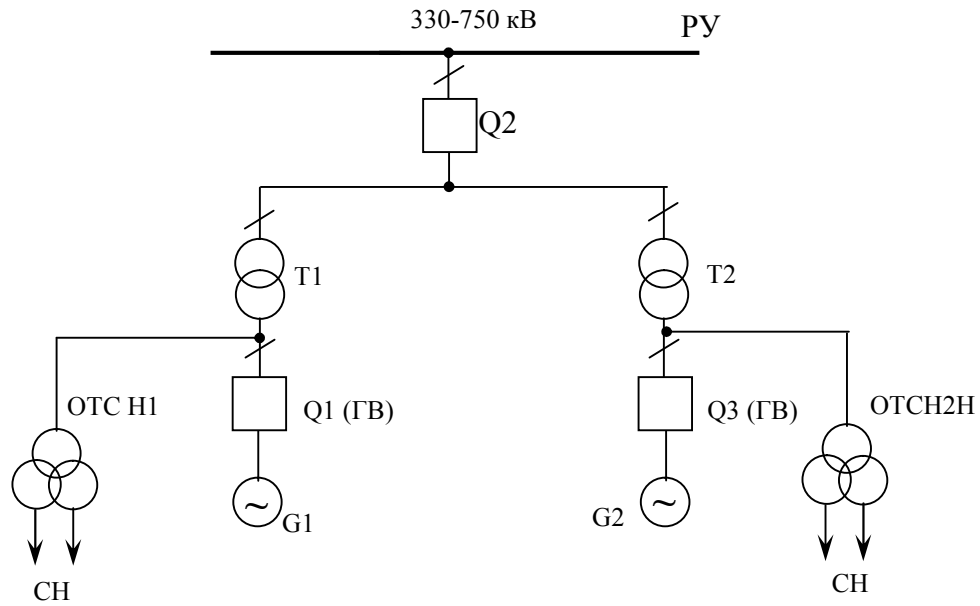


Рисунок 12.2.Схема укрупненного энергоблока.

На АЭС с водно-графитовыми реакторами канального типа РБМК может применяться объединенный энергоблок, когда два генератора присоединяются к одному трансформатору с расщепленными обмотками Н.Н. (низкого напряжения) (рис. 12.3.).

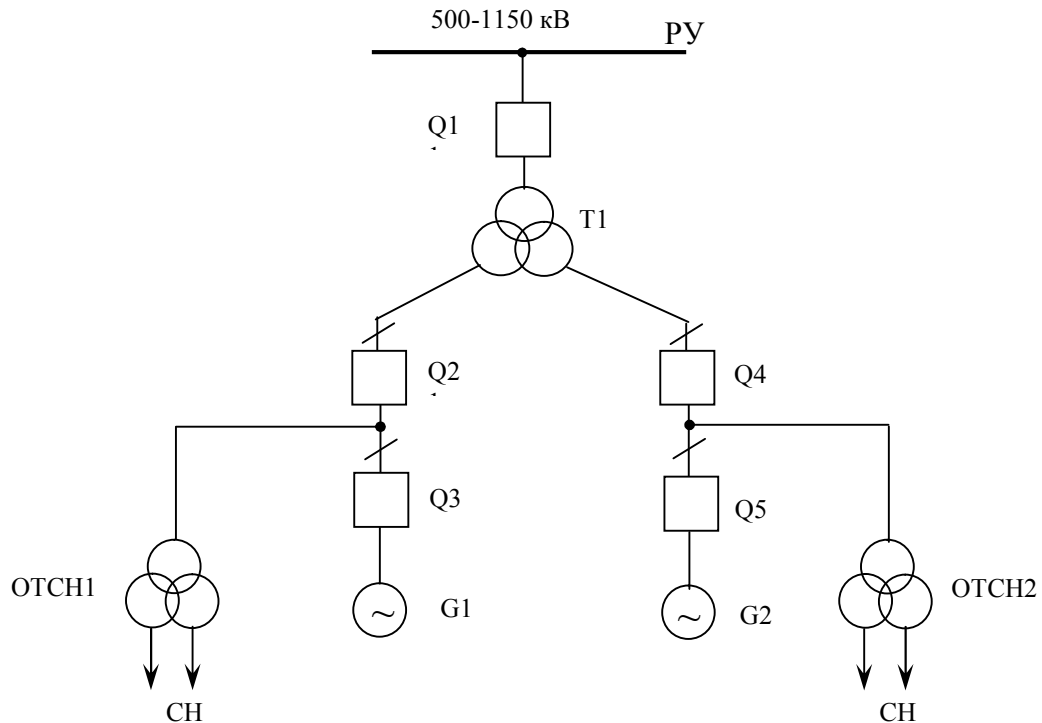


Рисунок 12. 3. Схема объединенного энергоблока.

В таком энергоблоке на генераторном напряжении могут устанавливаться по два выключателя Q2, Q3 и Q4, Q5 . Трансформатор собственных нужд при-

соединяется между этими выключателями. При повреждении в блочном трансформаторе отключается Q1, Q2 и Q4. При этом трансформаторы с.н. остаются присоединенными к генератору.

Следовательно, после срабатывания аварийной защиты реактора можно использовать энергию выбега турбоагрегата для электроснабжения собственных нужд.

Надежность работы и радиационная безопасность АЭС неразрывно связана с надежностью питания механизмов собственных нужд, на которую в свою очередь непосредственно влияет выбор места присоединения резервного трансформатора с.н. Резервные трансформаторы необходимо присоединять таким образом, чтобы при любой аварии в электрической части АЭС сохранялось питание секций с.н.

С этой целью РТСН присоединяются к разным источникам питания:

- РУ разных напряжений;
- разным секциям одного РУ;
- третичным обмоткам автотрансформаторов связи;
- РУ соседней электростанции или мощной подстанции.

При этом должна быть исключена вероятность одновременной потери питания энергоблока и соответствующего ему РТСН.

При питании от одного РУ двух РТСН должны быть исключена возможность потери обоих трансформаторов при повреждении или отказе выключателя, в том числе шиносоединительного и секционного. В случае ремонта или аварийного повреждения шин РТСН должны оставаться в работе.

РТСН может присоединяться к обмоткам НН трансформатора связи, если обеспечиваются необходимые условия напряжения.

Допускается присоединять РТСН к обмотке среднего напряжения автотрансформатора связи, при условии, что при повреждении или ремонте автотрансформатора, РТСН мог оперативно пересоединяться на одно из повышенных напряжений.

Практически на всех АЭС Украины часть РТСН присоединяются к посторонним источникам питания, расположенным рядом с АЭС (районная подстанция, ГЭС, ТЭЦ, ГАЭС).

Контрольные вопросы.

1. Особые требования, предъявляемые к выбору главных схем АЭС.
2. Основные факторы, которые учитываются при выборе главной схемы АЭС.
3. Основные требования к РУ на напряжения 330...750 кВ.
4. Почему необходимо устанавливать генераторные выключатели в главной схеме АЭС?
5. Какие варианты подключения генераторов к РУ могут использоваться на АЭС?

ЛЕКЦИЯ 13

ТЕМА: Особенности конструкции и эксплуатации схемы выдачи мощности ЗАЭС

13.1. Назначение и общая характеристика системы

Схемой выдачи мощности (главной схемой ЭС) АЭС называют схему электрических и трансформаторных соединений между основными её элементами (генераторами, трансформаторами, токопроводами, сборными шинами, коммутационным оборудованием, линиями передач и другими), связанными производством, передачей, преобразованием, распределением и выдачей электроэнергии в энергосистему. В схему выдачи мощности входит электрооборудование:

- генераторы с системой возбуждения;
- токопроводы 24 кВ с генераторным выключением КАГ-24;
- силовые трансформаторы блока;
- гибкие линейные связи 750 кВ;
- системы шин ОРУ 750 кВ; системы шин ОРУ 330 кВ и др.;
- воздушные выключатели, разъединители, автотрансформатор, установленные на ОРУ 750 кВ;
- линии электропередачи 750 кВ и 330 кВ;
- релейная защита и автоматика всего указанного оборудования.

Надежность, экономичность, маневренные свойства АЭС во многом определяются её схемой выдачи мощности.

Основные требования, предъявляемые к электрическим схемам выдачи мощности АЭС.

1. Главная схема АЭС выбирается на основе схемы сетей ЭЭС и того участка, к которому присоединяется данная АЭС.

2. Схема присоединения АЭС к ЭЭС должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности и сохранения устойчивости её работы без воздействия противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи.

3. В ремонтных режимах, а также при отказе выключателей, устройств релейной защиты и т.п., устойчивость АЭС должна обеспечиваться действием противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС.

4. Простота и наглядность схем для удобства эксплуатации, минимального количества переключений с изменением режима работы, создания и проведения безопасных условий ремонтных работ без нарушения режимных параметров.

5. Возможность расширения схемы выдачи мощности, подключения вновь вводимого в эксплуатацию оборудования.

6. Экономически обоснованная степень надежности (способность всех элементов схемы выполнять заданный график выдачи мощности, сохраняя требования к качеству электроэнергии).

При выборе схемы выдачи мощности АЭС учитываются:

- единичная мощность агрегатов и их число, напряжения, на которых выдается мощность в энергосистему,
- величина перетоков мощности между РУ разных напряжений;
- токи КЗ и необходимость их ограничения.

Электрические схемы АЭС строятся по блочному принципу. Параллельный режим работы турбогенераторов осуществляется только на повышенных напряжениях РУ станции. Турбогенераторы через повысительные группы однофазных трансформаторов присоединяются к РУ повышенного напряжения станции.

13.2. Построение схемы выдачи мощности ЗАЭС.

Из большого числа известных схем для ЗАЭС проектом выбрана схема выдачи мощности для шести энергоблоков по 1000 МВт на напряжении 750 кВ через три воздушные линии ЭП 750 кВ и автотрансформатор 750/330 и ЛЭП 330 кВ, с двумя системами шин под названием 4/3 (четыре выключателя на три соединения, представленная на рисунке 13.1).

Схема ОРУ 750 кВ состоит из трех одинаковых цепей, которые включают в себя по четыре воздушных выключателя с разъединителями, включенными последовательно один за другим и соединяют I и II системы шин. Между первым и вторым выключателем подключается блок №1 (3,5), между вторым и третьим выключателями подключается воздушная линия электропередач Днепропетровская (Запорожская, Южно-Донбасская), между третьим и четвертым выключателями подключается блок №2 (4,6). Кроме того, на ОРУ 750 имеется еще одно поле (цепь), которое состоит из двух выключателей между I и II системы шин. Между этими выключателями подключается автотрансформатор 750/330 кВ, который по ЛЭП 330 кВ выдает напряжение на подстанцию 330 кВ на ТЭС.

Принятая схема достаточно надежна, так как позволяет сохранить в работе блоки при отказе любого выключателя 750 кВ, аварии на ЛЭП или даже системе шин.

С надежностью остального электрооборудования есть проблемы. Например: так как на блок один генератор, то выход его из строя приведет к остановке блока. Проблема решается, если установить на группу однотипных генераторов резервный с тем, чтобы после аварийного выхода ТГ его не изготавливать, а заменить на резервный.

Подобным образом решается вопрос в отношении главного трансформатора блока, рабочих трансформаторов собственных нужд, КАГ-24, токопровода 24 кВ. По всему этому перечню на АЭС должно быть резервное оборудование.

По другому решается вопрос в отношении гибких линий связи между трансформаторами блока и ОРУ 750 кВ. Линия на каждый блок тоже одна и её выход из строя также приведет к останову блока. Резервную линию построить затруднительно, резервное оборудование для линии конечно можно предусмотреть, но это вряд ли снизит время простоя блока. Но гибкие линии связи можно сделать максимально надежными за счет увеличения воздушных промежутков между фазами и землей, за счет увеличения количества изоляторов, за счет повышения надежности опор этой ЛЭП.

ЗАЭС разрешено при работе всех линий электропередач выдавать в систему только 5000 МВт. Для того, чтобы обеспечить выдачу всей мощности, вырабатываемой 6 блоками, разработан проект расширения ОРУ 750 кВ с включением через два воздушных выключателя строящейся ЛЭП 750 кВ на подстанции Каховская. Распределительное устройство 750 кВ выполнено с однорядным расположением воздушных выключателей. Такое расположение удобно в эксплуатации, но имеет тот недостаток, что расположение шин, косых связей и перекидок в трех уровнях увеличивает напряженность электрического поля на ОРУ 750 кВ и усложняет проведение ремонтных работ.

13.3. Назначение основных элементов системы.

Турбогенераторы ТВВ-ЮОО-УУЗ с водородным охлаждением мощностью 1000 МВт предназначены для выработки электроэнергии частотой 50 Гц на напряжении 24 кВ.

Токопроводы 24 кВ, ТЭКНП-24-30000-560У1 предназначены для передачи электроэнергии, выработанной генератором к трансформатору. Токопроводы охлаждаются с помощью принудительной циркуляции воздуха по токопроводам от отдельной вентиляторной установки. Допустимый ток по токопроводу 30000 А.

Генераторный выключатель КАГ-24 встраивается в токопровод, охлаждается воздухом, циркулирующим по токопроводу, и предназначен для отключения токов нагрузки, но не предназначен для отключения токов короткого замыкания (КЗ). Наибольший ток отключения выключателя 30000 А.

Повышающий трансформатор 3 ОРЦ 417/750 состоит из трех однофазных трансформаторов, соединенных в одну группу. Предназначен для повышения напряжения с 24 кВ до 750 кВ.

Гибкие линейные связи (токопроводы) - линии 750 кВ, предназначены для передачи электроэнергии, выработанной генератором от трансформатора на распределительное устройство 750 кВ (ОРУ-750 кВ).

Две системы шин ОРУ-750 кВ предназначены для распределения и передачи электроэнергии в линии электропередач.

Воздушные выключатели ВНВ-750 - это коммутационные аппараты, предназначенные для включения и отключения подходящих и отходящих присоединений к системам шин ОРУ в нормальных и аварийных режимах. Номинальный

ток - 3150 А, ток включения и отключения - 40 кА, предельный ток термической устойчивости 63 кА.

Разъединители типа РПД-750/3200У1 - электрические аппараты, предназначенные для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи. Номинальный ток 3150 А.

Трансформаторы напряжения НДЕ-750-72У1 являются масштабными преобразователями и предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации, а также для обеспечения высокочастотной связи в электрических системах переменного тока. Номинальное вторичное напряжение 100В.

Заземляющие ножи ЗР 750 У1 предназначены для заземления неподвижных контактов отключенных подвесных разъединителей, установленных на шинных опорах или трансформаторах тока.

Трансформаторы тока ТФРМ 750А-У1 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в цепях переменного тока напряжением 750 кВ.

Автотрансформатор 3 АОДЦТН-333000/750/330 - предназначен для связи ОРУ 750 кВ ЗАЭС и ОРУ 330 кВ ЗаТЭС. Состоит из трех однофазных автотрансформаторов (АТ), соединенных в группу. Номинальная мощность каждого АТ - 333 МВА, группы - 999 МВА.

Шунтирующий реактор РОДЦ — 11000/750 предназначен для компенсации реактивной мощности, генерируемой ВЛ 750 и ограничения напряжения в режиме минимальных нагрузок. Количество включенных реакторов выбирается из условия поддержания номинального напряжения на шинах ОРУ-750 кВ при номинальной загрузке генераторов по реактивной нагрузке.

Ограничители напряжения ОПНО -750У1 предназначены для защиты электрооборудования сетей с эффективно заземленной нейтралью с $U_H=750$ кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Это нелинейный резистор с высоким коэффициентом нелинейности.

13.4. Эксплуатация схемы выдачи мощности

Режимы работы схемы выдачи мощности.

В нормальном режиме все выключатели и разъединители должны быть включены. Электроэнергия, выработанная генераторами по гибким токопроводам поступает на ОРУ-750 и (через выключатели и разъединители, системы шин, автотрансформатор) распределяется по линиям 750 и 330 кВ, через которые выдается в энергосистему.

При таком режиме работы выход из строя любого одного выключателя не приводит к останову энергоблока или отключению линии, так как вышедший из строя выключатель в этом случае можно отключить с помощью разъединителей и вывести в ремонт. Перетоки мощности будут осуществляться через вторую параллельную цепь.

При выводе оборудования ОРУ-750 в ремонт такой режим резервирования нарушается. Выход из строя выключателя, разъединителя или другого оборудования, как правило, будет приводить к останову блока, отключению ЛЭП. Поэтому вывод в ремонт выключателей и другого оборудования ОРУ-750 кВ должен совмещаться с выводом в ремонт связанного с этим оборудования энергоблока или ЛЭП.

Взаимосвязь схемы выдачи мощности с энергосистемой (ЭЭС) осуществляется с помощью ЛЭП-750 и через АТ 330 кВ. Каждая ЛЭП имеет номинальный ток, на который она рассчитана. Этот номинальный ток зависит от сечения проводов, длины ЛЭП, сети, к которой подключена ЛЭП.

Номинальные токи линий, отходящих от ЗАЭС:

- ВЛ Днепровская - 2940 А; $I_{\text{доп}} = 3675$ А, ограничение по проводу перехода через Каховское водохранилище;
- ВЛ Запорожская - 3200 А; $I_{\text{доп}} = 3500$ А, ограничение по линейному разъединителю (ЛР);
- ВЛ Южно-Донбасская-3200 А; $I_{\text{доп}} = 3500$ А, ограничение по ЛР;
- ВЛ - 330 кВ АТ ЗАЭС - п/станция ЗаГЭС - 1748 А.

Если перевести эти номинальные токи в мощность, то окажется, что существующие ЛЭП могут пропустить мощность более 6000 МВт. Почему же действует для ЗАЭС ограничение по выдаче мощности не более 5000 МВт? Потому что каждая ЛЭП имеет предел устойчивости работы. При передаче по ЛЭП нагрузки, превышающей этот предел, начинаются качания тока и передаваемой мощности. Возникшие качания распространяются по всем прилегающим линиям и могут привести к «развалу» системы. Поэтому ограничивают мощность, передаваемую по ЛЭП, поэтому и строится для ЗАЭС ЛЭП 750 кВ на п/станции Каховская.

Контролируемые параметры системы:

- напряжение на шинах 750 кВ — задается графиком напряжений;
- частота на шинах 750 кВ; стандарт 50 Гц $\pm 0,2$ Гц;
- величина нагрузки по всем ЛЭП;
- величина нагрузки на автотрансформатор связи;
- температурный режим автотрансформатора, шунтирующих реакторов;
- работа компрессорных установок, давление сжатого воздуха в ресиверах 40 кг/см²;
- температурный режим всего силового электрооборудования.

Все эти параметры контролируются по приборам ЦЦУ, местных щитов, по срабатыванию предупредительной сигнализации, при обходах оборудования согласно графиков обхода.

13. 5. Порядок вывода в ремонт ЭО системы.

Все оборудование АЭС находится в оперативном управлении и ведении оперативных руководителей. В частности ЭО ОРУ-750 находится в основном в оперативном управлении дежурного диспетчера энергосистемы и оперативном ведении диспетчера ЭЭС. Разрешение на вывод оборудования из работы производится по заявкам, подаваемым в диспетчерскую службу энергосистемы согласно графика подачи заявок. Ответы на заявки диспетчерская служба ЭЭС дает накануне дня вывода в ремонт. Непосредственно перед выводом оборудования в ремонт разрешение на вывод дает диспетчер ЭЭС, имея разрешенную заявку.

Как правило, диспетчер ЭЭС непосредственно руководит выводом оборудования, находящегося в его оперативном управлении. Операции, как правило, производятся по бланкам переключений.

Ввод оборудования после окончания ремонта и получения всех отписок также производится по разрешению, и под руководством дежурного диспетчера ЭЭС, как правило, по бланкам переключений. После ввода ЭО закрывается заявка на ремонт.

13.6. Правила техники безопасности при обслуживании схемы выдачи мощности (СВМ).

В СВМ входит разное оборудование: вращающиеся машины, силовые трансформаторы, воздушные выключатели, находящиеся под давлением воздуха от 20 до 230 кг/см², токоведущие части, находящиеся под напряжением до 750 кВ, панели релейной защиты оборудования. Все оно со сложным порядком производства операций.

Поэтому при эксплуатации СВМ необходимо соблюдать строгие Правила безопасной эксплуатации электроустановок (ПБЭЭ-2000), Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 2003 г., ПТБ при эксплуатации теплосилового оборудования и другие.

Высокое напряжение на ОРУ-750 кВ создает в распределительном устройстве высокую напряженность электромагнитного поля, которое неблагоприятно действует на организм человека, вызывая расстройства. Поэтому длительное нахождение на территории ОРУ-750 кВ без экранирующих устройств недопустимо.

Система представляет из себя сложнейшее оборудование, неправильные операции с которым могут привести к тягчайшим последствиям: отключениям энергоблоков, ЛЭП, коротким замыканиям, несчастным случаям.

Существующие экранирующие костюмы неудобны в эксплуатации и зачастую не защищают от электромагнитного излучения. Поэтому при обходах и осмотрах ЭО ОРУ необходимо, как можно дальше находится от ЭО, находящегося под напряжением 750 кВ. Время пребывания около такого ЭО должно быть минимальным. Маршрут обхода должен быть под экранами (кабельными коробками, экранными сетками).

При допуске ремонтного персонала для проведения ремонтных работ необходимо определять напряженность электромагнитного поля в месте производства работ с записью в наряде разрешенного времени пребывания персонала. Количество часов

(с напряженностью ЭМП в интервале от 5 до 20 кВ/м включительно) вычисляется по формуле

$$T = \frac{50}{E} - 2,$$

где E - напряженность действующего электрического поля в контролируемой зоне.

При этом должны быть исключены воздействия электрических разрядов.

Все переключения и операции с оборудованием СВМ необходимо производить по бланкам переключений, используя в первую очередь типовые бланки переключений. Если на операцию, которую необходимо выполнить, типового бланка нет, его необходимо составить. Для этого привлечь руководящий персонал группы эксплуатации электроцеха и, при необходимости, релейный персонал. Обычно все переключения в системе должны выполняться под непосредственным руководством диспетчера системы.

Контрольные вопросы.

1. Какое оборудование входит в систему выдачи мощности?
2. Какие требования предъявляют НТД к схеме выдачи мощности?
3. Какая принята для ЗАЭС схема РУ-750 кВ? основные достоинства и недостатки этой схемы.
4. Назначение основных элементов схемы выдачи мощности.
5. Почему на ЗАЭС существует ограничение по выдаче мощности в ЭЭС при работе 6-ти энергоблоков?
6. Как оформляется вывод в ремонт ЭО схемы выдачи мощности?
7. Какие параметры должны контролироваться по системе?
8. Допустимое время пребывания персонала в электрическом поле.
9. Какие требования необходимо выполнять при осмотре оборудования ОРУ-750 кВ.

I

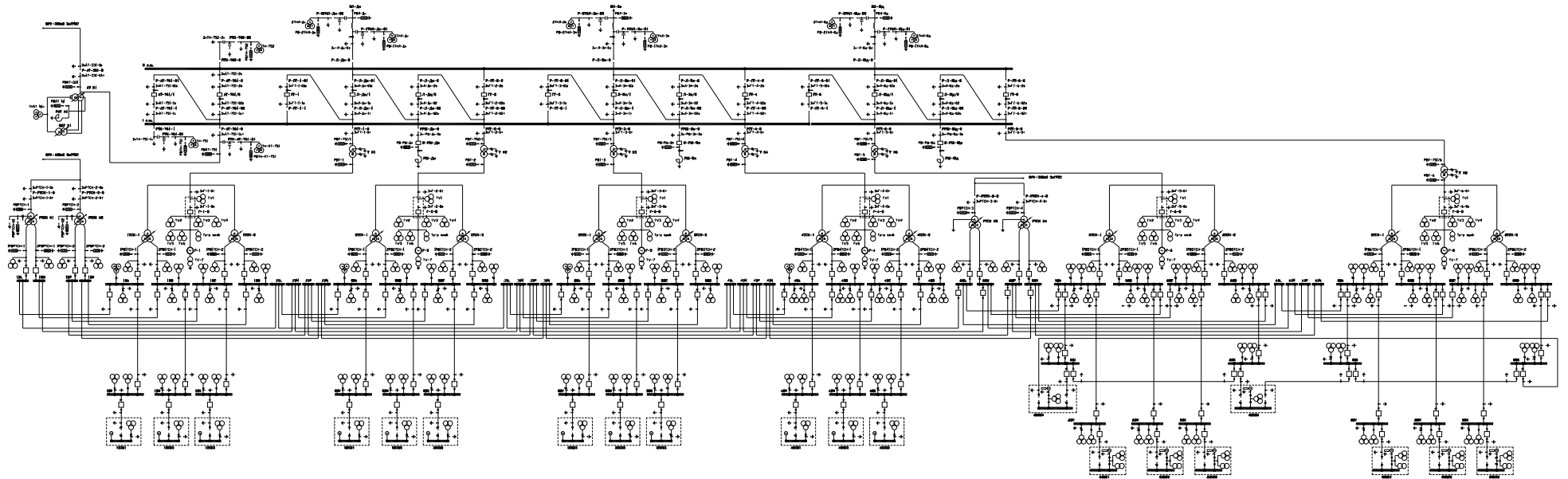


Рисунок 13.1. Главная схема ЗАЭС

ЛЕКЦИЯ 14

Тема: Особенности конструкции и эксплуатации схемы выдачи мощности ЮУАЭС.

Главная электрическая схема ЮУ АЭС.

Структура действующей главной схемы электрических соединений ЮУАЭС представлена на рисунках 14.1,2,3,4.

На Южно-Украинской АЭС эксплуатируется 3 энергоблока общей электрической мощностью 3000 МВт.

На энергоблоках в эксплуатации три турбогенератора: ТВВ-1000-4УЗ (на блоках №1, 2), ТВВ-1000-2УЗ (на блоке №3). Генераторы представляют собой трёхфазную неявнополюсную электрическую машину. Конструктивное исполнение генератора - закрытое герметичное. Дистиллят, охлаждающий обмотку статора, циркулирует под напором насосов и охлаждается теплообменниками, расположенными вне генератора. Водород, охлаждающий сердечник статора и обмотку ротора, циркулирует в генераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора и охлаждается газоохладителями, встроенными в корпус генератора. Циркуляция технической воды в газоохладителях и теплообменниках осуществляется насосами, расположенными вне генератора. Маслоснабжение опорных подшипников генератора и возбуждателя производится от масляной системы турбины. Маслоснабжение уплотнения вала осуществляется от автономной системы.

Работающие генераторы блоков № 1, 2, 3 оборудованы бесщеточными диодными системами возбуждения типа СБД-470-7000-2УХЛА4 (блоки №1, 2) и СБД-470-7800-2УХЛ4 (блок №3) состоящими из: трехфазного синхронного генератора обращенного исполнения частотой переменного тока 150 Гц; вращающегося выпрямителя VS; выпрямительного трансформатора типа ОСЗП-133/24; тиристорного преобразователя типа ТЕ-8-320/460; 2 шкафов регуляторов возбуждения СВ типа АРВ-СДП1. Величина напряжения ротора регулируется АРВ, имеющего 2 канала – основной и резервный.

На блоках № 1, 2 между турбогенератором и блочным трансформатором коммутационные аппараты отсутствуют, на блоке №3 между турбогенератором и блочным трансформатором установлен выключатель КАГ-24. Блочные трансформаторы повышают напряжение с 24 кВ до 330 кВ (блоки №1, 2), до 750 кВ (блок №3). Трансформаторы собственных нужд, по 2 трансформатора на каждый блок, запитывают 4 секции 6 кВ нормального питания. Кроме того, резервные трансформаторы собственных нужд: 0ВТ01, 0ВТ02 (блоки №1, 2), 0ВТ03, 0ВТ04 (блок №3) служат резервным источником питания секций 6 кВ нормального питания. На каждом блоке к трем из четырех секций подключены, через два последовательно включенные выключателя, секции 6кВ трех независимых каналов системы безопасности.

На каждом из трёх блоков имеются по 3 резервных дизель - генераторных станций (РДЭС), которые служат автономным источником электропи-

тания для секций систем безопасности, в случае их обесточения. Кроме того, на блоке №3 установлены 2 общеблочных РДЭС, служащих источником питания для общеблочных секций ВJ и ВК напряжением 6 кВ, важных для безопасности эксплуатации АЭС.

Блоки № 1, 2 подключены к открытому распределительному устройству 330 кВ (**ОРУ-330кВ**), **блок №3 - к ОРУ-750 кВ**. Выдача электроэнергии в энергосистему осуществляется по 6 ЛЭП 330 кВ: «Кварцит-1», «Кварцит-2», «Трихаты», «Украинка», «Побужье», «Аджалык» и по 2 ЛЭП 750 кВ: «Винница», «Днепр». Кроме того, между собой ОРУ-750 кВ, ОРУ-330 кВ, ОРУ-150 кВ связаны посредством автотрансформаторов 3АТ и 1АТ соответственно. К шинам ОРУ-150 кВ подключено 6 линий электропередач, служащих для передачи электроэнергии местным потребителям: «Фрегат», «Вознесенск-1», «Вознесенск-2», «Доманёвка», «Еланец», «Кавуны».

Шины ОРУ – 150 кВ, кроме того, через два трехобмоточные трансформатора 1Т и 2Т подключены на шины **ОРУ – 35 кВ**. Последнее представляет собой две системы шин (I с.ш и II с.ш), к которым подключено 14 присоединений: два трансформатора связи с ОРУ – 150 (1Т, 2Т), шиносоединительный выключатель ШСВ-35 и одиннадцать ЛЭП, служащих для передачи электроэнергии местным потребителям (Рисунок 14.1).

Каждое присоединение подключается к шинам с помощью линейного разъединителя, выключателя и развилки из двух шинных разъединителей (например, 1ШР – I и 1ШР – II), с помощью которых это соединение может подключаться либо к одной, либо к другой системе шин. Это повышает надежность электроснабжения потребителей.

Все основные элементы ОРУ – 35 снабжены заземлениями, которые подключаются заземляющими ножами при обесточенных ЭТУ (например, 3Н-1ШР-I и 3Н-1ШР-II – это заземляющие ножи первого и второго шинных разъединителей).

Открытое распределительное устройство ОРУ-150 кВ (Рисунок 14.2) выполнено по схеме с двумя рабочими (1 с. ш и 2 с. ш) и обходной системой шин (ОСШ).

Каждое присоединение подключается к рабочим шинам (как и в схеме ОРУ-35) с помощью линейного разъединителя, выключателя и развилки из двух шинных разъединителей. Кроме того, каждое присоединение может быть соединено через свой шинный разъединитель (например, 1РО на рисунке 14.2) с обходной системой шин. Это позволяет отключать любой выключатель для ревизии или ремонта, заменяя его на период ревизии (или ремонта) обходным выключателем, без перерыва электроснабжения потребителей.

Обходной выключатель (13В-ОВ на рисунке 14.2) может подключаться с одной стороны разъединителем 13 РОС к обходной системе шин ОСШ, а с другой стороны через вилку из шинных разъединителей 13 ШР-II и 13 ШР –I к одной из рабочих систем шин. Это в значительной степени повышает гибкость использования ОРУ-150 кВ и надежность электроснабжения потребителей.

Предусмотрен в этой схеме и **шиносоединительный выключатель** (6В-ШСВ на рисунке 14.2), который при необходимости может быть использован и как второй обходной выключатель. В первом случае (как шиносоединительный) он соединяет шины I с.ш. и II с.ш. через дополнительный шинный разъединитель (ДШР) и шинный разъединитель 5 ШР-I. Во втором случае (как обходной) – через разъединитель 6РО обходную систему шин с одной из рабочих через развилку из шинных разъединителей 6ШР-II и 5ШР-I (см. рисунок 14.2).

Все основные элементы ОРУ-150 кВ снабжены заземлениями, которые подключаются заземляющими ножами при обесточенных ЭТУ.

Открытое распределительное устройство ОРУ-330 кВ (Рисунок 14.3) выполнено по схеме 3/2 – электрические соединения двух рабочих систем шин: I с. ш. и II с. ш. **Каждая цепь**, соединяющая обе системы шин, включает **три выключателя** и **два присоединения**, а также шесть разъединителей и необходимое количество заземляющих устройств (см. рисунок 14.3). Исключение составляют две неполные цепи: четвертая, где установлено всего один выключатель и три разъединителя; тринадцатая, где установлено два выключателя и три разъединителя. Очевидно, при развитии ЮУАЭС эти цепи будут заполнены до полного комплекта выбранной для ОРУ-330 кВ схемы.

Открытое распределительное устройство ОРУ-750 кВ (рисунок 14.4) ЮУАЭС предназначено для распределения и передачи электроэнергии, выработанной генератором и преобразованной блочным трансформатором (из 24 кВ в 750 кВ) в энергосистему по линиям электропередачи (ЛЭП).

В состав ОРУ-750 входят:

- воздушные выключатели типа ВНВ-750 кВ (5В, 6В и т.д.);
- воздушные выключатели - отключатели типа ВО-750 кВ (например, 6ВОР, 8ВОР на рисунке 14.4);
- автотрансформатор типа АОДЦТН - 333000/750/330;
- трансформаторы тока типа ТФРМ – 750А – У1;
- трансформаторы напряжения типа НДЕ – 750;
- разъединители высоковольтные трехполюсные подвесные типа РПД-750/3200 У1;
- заземлители (заземляющие ножи) типа ЗР-750-1 У1;
- разрядники типа РВМК-750, РВМГ-750 и др. (см. рисунок 14.4);
- магистральные воздуховоды и системы шин.

Для энергоблока №3 ЮУАЭС 1000 МВт проектом выбрана схема распределительного устройства для выдачи мощности в энергосистему на напряжении 750 кВ, с двумя системами шин, однорядным расположением выключателей, со схемой «два выключателя на одно присоединение» (кроме ВЛ 750 «Днепр» и ЭБ №3, где применена схема «три выключателя на два присоединения»), с тремя отходящими линиями электропередачи 750 кВ (ВЛ «Винница», ВЛ «Днепр», ВЛ «Исакча») и одной ЛЭП 330 кВ, подключенной через автотрансформатор ЗАТ и два выключателя (10 В и 11 В на рисунке 14.4) к шинам 750 кВ.

Примененная схема позволяет сохранить в работе энергоблок при фиксированной схеме распределительного устройства и выводе в ремонт (или ревизию) любого выключателя.

Контрольные вопросы.

1. Какое оборудование входит в главную схему ЮУАЭС?
2. Какая схема принята для ОРУ-35 кВ, ОРУ-150 кВ, ОРУ-330 кВ, ОРУ-750 кВ? Достоинства и недостатки этих схем электрических соединений.
3. Назначение и особенности основных элементов схемы выдачи мощности ЮУАЭС.

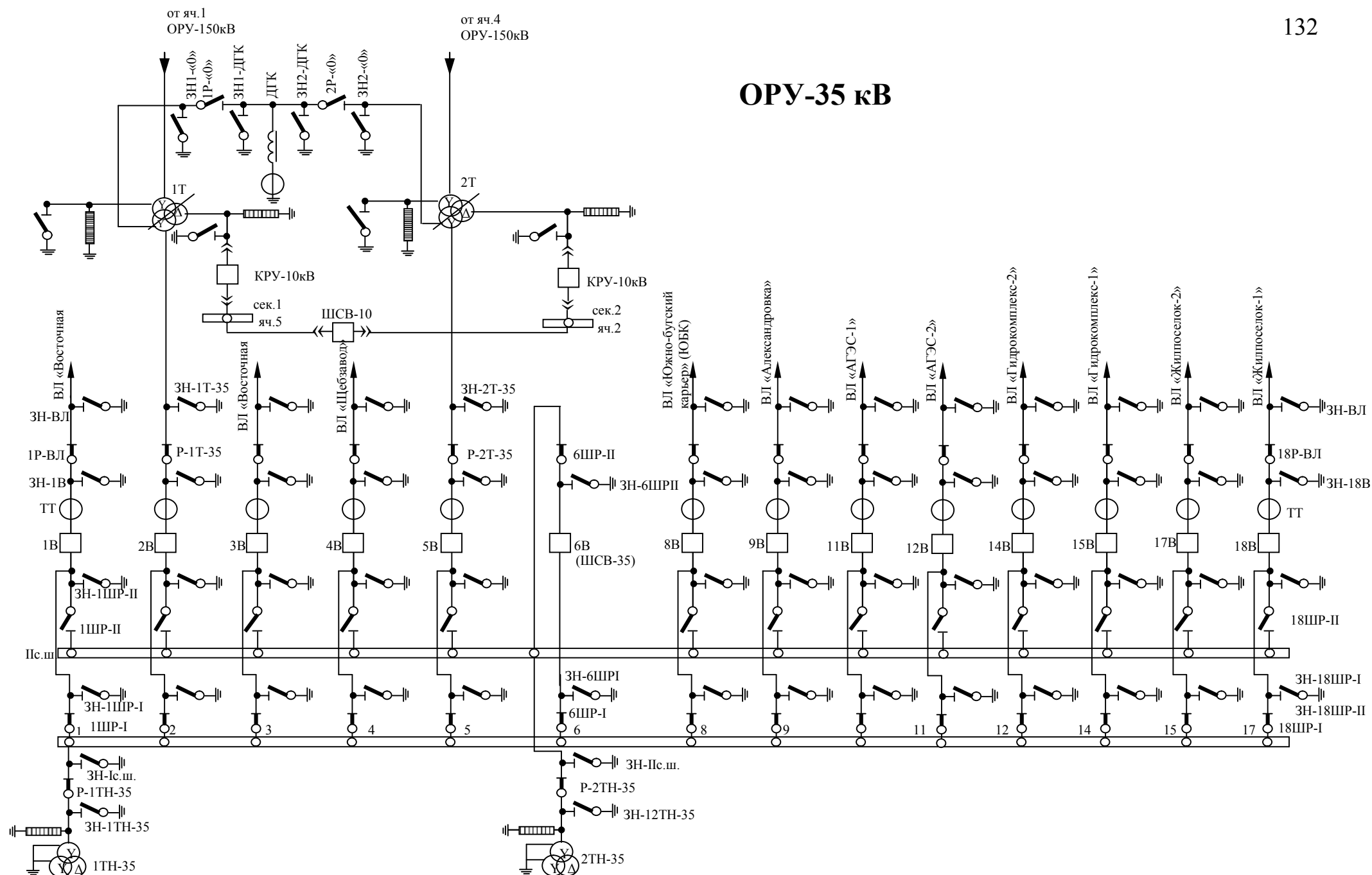


Рисунок 14.1. Схема ОРУ-35 кВ ЮУАЭС.

ОРУ-150 кВ

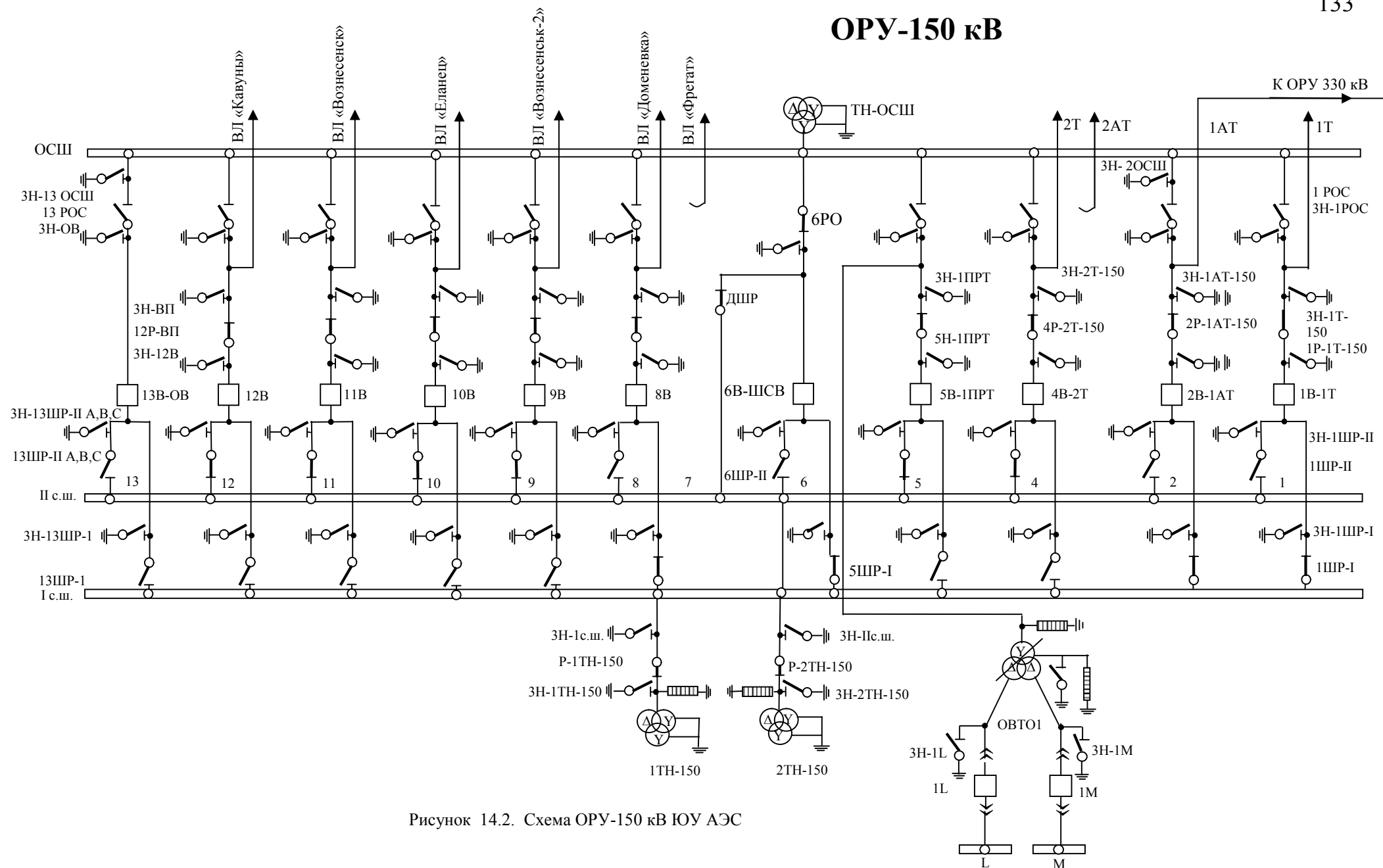


Рисунок 14.2. Схема ОРУ-150 кВ ЮУ АЭС

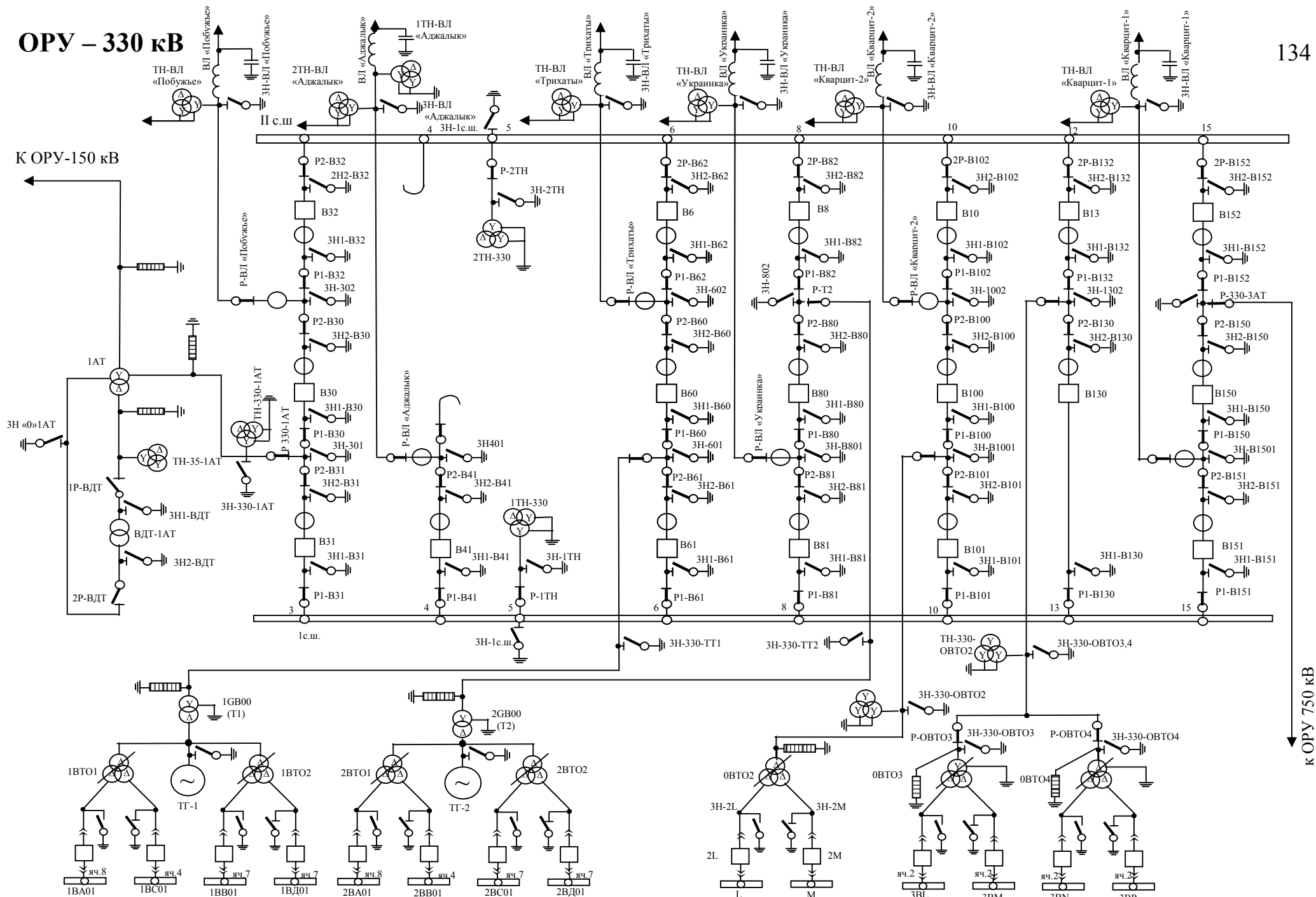
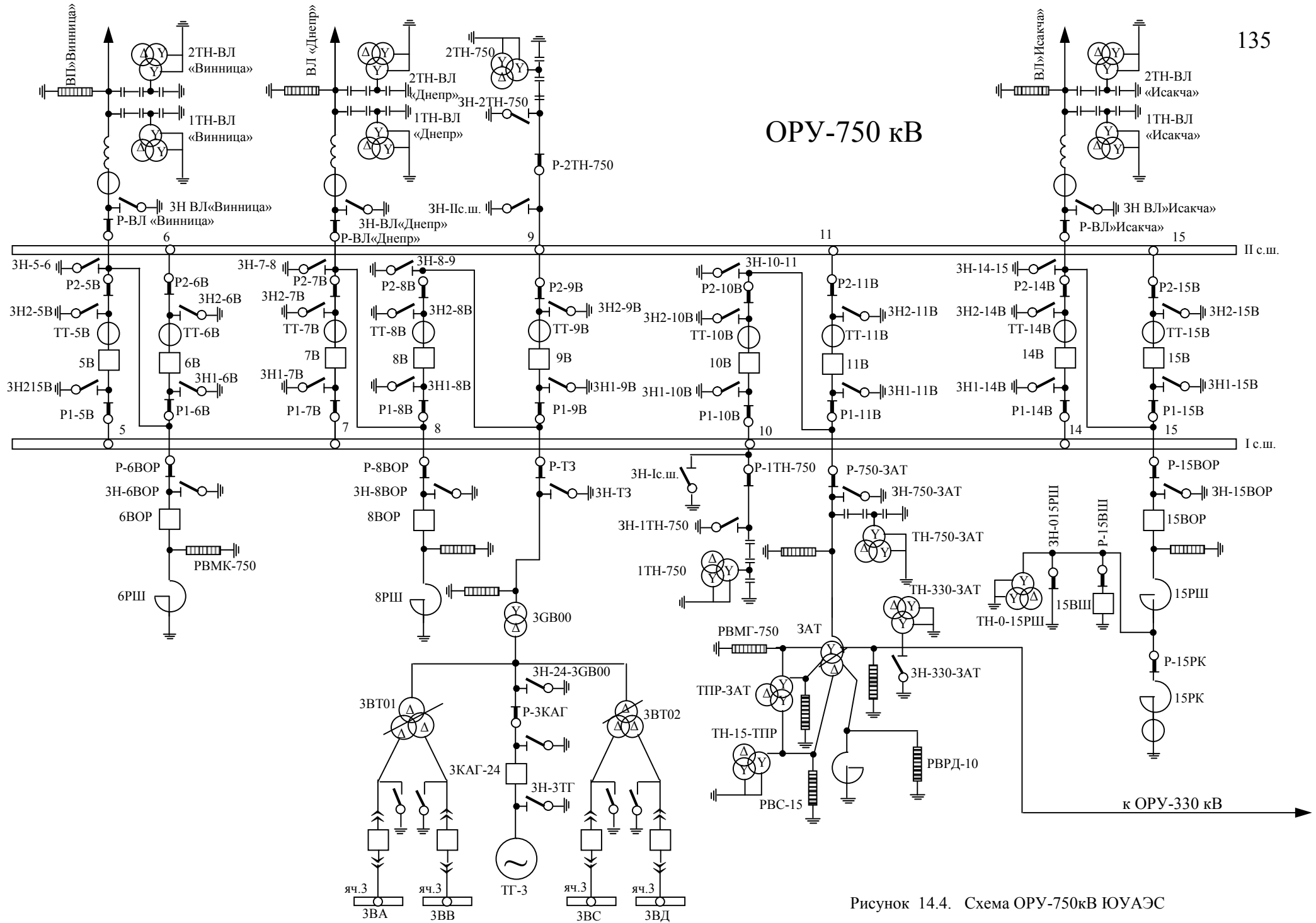


Рисунок 14.3. Схема ОРУ – 330 кВ ЮУ АЭС



ЛЕКЦИЯ 15

ТЕМА: Особенности конструкции и эксплуатации схемы выдачи мощности РАЭС

15.1 Основные требования, предъявляемые к схемам РУ повышенного напряжения

Выбор главных схем АЭС обоснован технико-экономическими расчетами. Кроме общих, к главным электрическим схемам предъявляют особые требования. Так, повреждение или отказ одного из выключателей (кроме секционного, шиносоединительного) не должны приводить к отключению более одного реакторного блока и такого количества линий, которое допустимо по условию устойчивости энергосистемы.

При повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадении повреждения или отказа одного из выключателей с ремонтом другого допускается отключение двух реакторных блоков и такого количества линий, которое допустимо по условию устойчивой работы энергосистемы.

Отключение линий производят одним или двумя выключателями, а блочных, рабочих или резервных трансформаторов — одним — тремя. Ремонт любого выключателя напряжением 110 кВ и выше производят без отключения присоединения от системы шин.

Таким требованиям отвечает главная электрическая схема РУ напряжением 110 кВ с двумя основными и третьей обходной системами сборных шин с одним выключателем на цепь (**ОРУ-110 кВ РАЭС**), и имеет 12 ячеек (рисунок 15. 1, а,б).

В РУ напряжением 330-750 кВ применяются следующие схемы:

-с двумя системами сборных шин, тремя выключателями на два присоединения (**ОРУ-330 кВ РАЭС**); имеет 9 ячеек (смотри рисунок 15.1, а,б).

-четыреугольник – (**ОРУ-750 РАЭС**).

15. 2 Схема РУ на напряжение 110 кВ

Распределительные устройства с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин относятся к радиальным схемам, в которых каждое присоединение (W1, W2, W3) имеет выключатель (В) и разъединители: два шинных (ШР-1, ШР-2), один линейный (ЛР) и один обходной (ОР) (см. рисунок 15. 1, а).

Обе системы шин (1СШ и 2СШ) являются рабочими, режим их параллельной работы создается нормально включенным шиносоединительным выключателем (ШСВ). Все присоединения к РУ по возможности равномерно распределяют между шинами 1СШ и 2СШ для повышения надежности электроустановки.

Два шинных разъединителя каждого присоединения позволяют производить их перегруппировку между рабочими системами шин и поочередно выводить сборные шины в ремонт без перерыва в работе присоединений (ВЛ 110 кВ).

Наличие обходной системы шин позволяет произвести вывод в ремонт выключателя любого из присоединений без потери питания соответствующего присоединения, предварительно запитав его через обходной выключатель ОВ и обходную систему шин ОСШ (см. рисунок 15.1,а).

15.3 Схема главных соединений блоков №1, 2

В схемах блоков 1,2 применена схема объединенных энергоблоков (два спаренных энергоблока генератор – трансформатор). На стороне 330кВ трансформаторов Т1, Т2, Т3, Т4 объединенный блок подключается к ОРУ – 330 кВ (блок 1 между выключателями В-20, В-21, а блок 2 между выключателями В-40, В-42).

Связь ОРУ-330 и ОРУ-110 кВ выполнена через два автотрансформатора связи (7 АТ, 8 АТ на рисунке 15.1,а), трансформаторы рабочего питания собственных нужд каждого блока подключены со стороны ВН к токопроводам 15 кВ между блочным трансформатором и генераторным разъединителем. От этих трансформаторов (11Т, 12Т для блока 1 и 23Т, 24Т для блока 2) через выключатели рабочих вводов секций питаются четыре секции собственных нужд нормальной эксплуатации (для блока 1 - 1РА, 1РБ, 2РА, 2РБ; для блока 2 – 3РА, 3РБ, 4РА, 4РБ).

Между генератором и блочным трансформатором установлен генераторный выключатель (В – ТГ-1, В – ТГ-2, В – ТГ-3, В – ТГ-4) с разъединителем (Р – ТГ-1, Р – ТГ-2, Р – ТГ-3, Р – ТГ-4). При отключенном генераторном выключателе имеется возможность питания секций 6 кВ собственных нужд нормальной эксплуатации от ОРУ – 330 кВ через соответствующий блочный трансформатор и рабочие трансформаторы с.н. Резервное питание на секции 6 кВ с.н. нормальной эксплуатации подается по резервным токопроводам от резервного трансформатора 1ТР, который со стороны ВН подключен к ОРУ – 110 кВ. (наличие только одного РТСН безусловно снижает надежность электроснабжения потребителей с.н. в аварийных ситуациях).

Электрические связи между блочными трансформаторами и генераторами, с трансформаторами с.н. выполнены экранированными токопроводами 15 кВ, между блочными трансформаторами и ОРУ – 330 кВ выполнены по ЛЭП – 330 кВ.

Электрические связи между рабочими трансформаторами с.н. и выключателями рабочего питания секций 6 кВ с.н. выполнены экранированными токопроводами 6 кВ.

Выдача электроэнергии, вырабатываемая блоками № 1, 2 РАЭС в энергосистему осуществляется (см. рисунок 15.1,а) по ВЛ – 330 кВ: «Ко-

вель», подключенной между В10 – В11; «Луцк» - В20 – В22; «Ровно» - В40 – В41; «Грабов» - В60 – В61; «З.У.» - В90 – В92; по ВЛ – 110 кВ для питания местного района («Ровнооблэнерго», «Волыньоблэнерго»): сл «Владимирец», сл «Хиночи», сл «Кузнецовск», сл «Маневичи», сл «Комарово».

15.4 Схема РУ на напряжение 330 кВ

Для РУ с двумя системами сборных шин и тремя выключателями на два присоединения применяют кольцевые схемы с коммутацией через три выключателя. Принцип построения таких схем основан на создании замкнутых через сборные шины полей (цепей) из выключателей (смотри рисунок 11.5). Между двумя соседними в цепи выключателями включается присоединения. Такая схема, как известно (см. лекцию №11), обладает высокой степенью надежности, эксплуатационной гибкостью.

Ремонт выключателей, шин, шинных разъединителей производят без отключения присоединений. Даже при одновременном отключении обеих систем шин не нарушается работа присоединений РУ. Схема приобретает вид: генератор-трансформатор-линия системы, с выключателями среднего ряда (Q2 ,Q5 ,Q8), так как при отключении обеих систем шин (1СШ и 2СШ) отключаются выключатели первого (Q3 ,Q6 ,Q9) и третьего (Q1,Q4 ,Q7) рядов, а генераторные блоки и линии остаются в работе. Это возможно только при равном количестве блочных G1-G3 и линейных W1-W3 присоединений.

Другая особенность такой схемы заключается в том, что требуется чередование подключения генераторных блоков и линий в каждой цепочке. Так, первая линия W1 подключена к шинам 2СШ, а первый генераторный блок G1-T1- к шинам 1СШ; в другой цепочке - второй генераторный блок G2-T2- к шинам 2СШ, а вторая линия W2 - к шинам 1СШ. Это предотвращает отключение одноименных цепей: генераторных блоков или линий при ремонтах выключателей одного ряда и отказах выключателей другого.

В схеме РУ (названной 3/2) разъединители используют только для обеспечения безопасности ремонтных работ. В нормальном режиме все выключатели и обе системы шин находятся под напряжением.

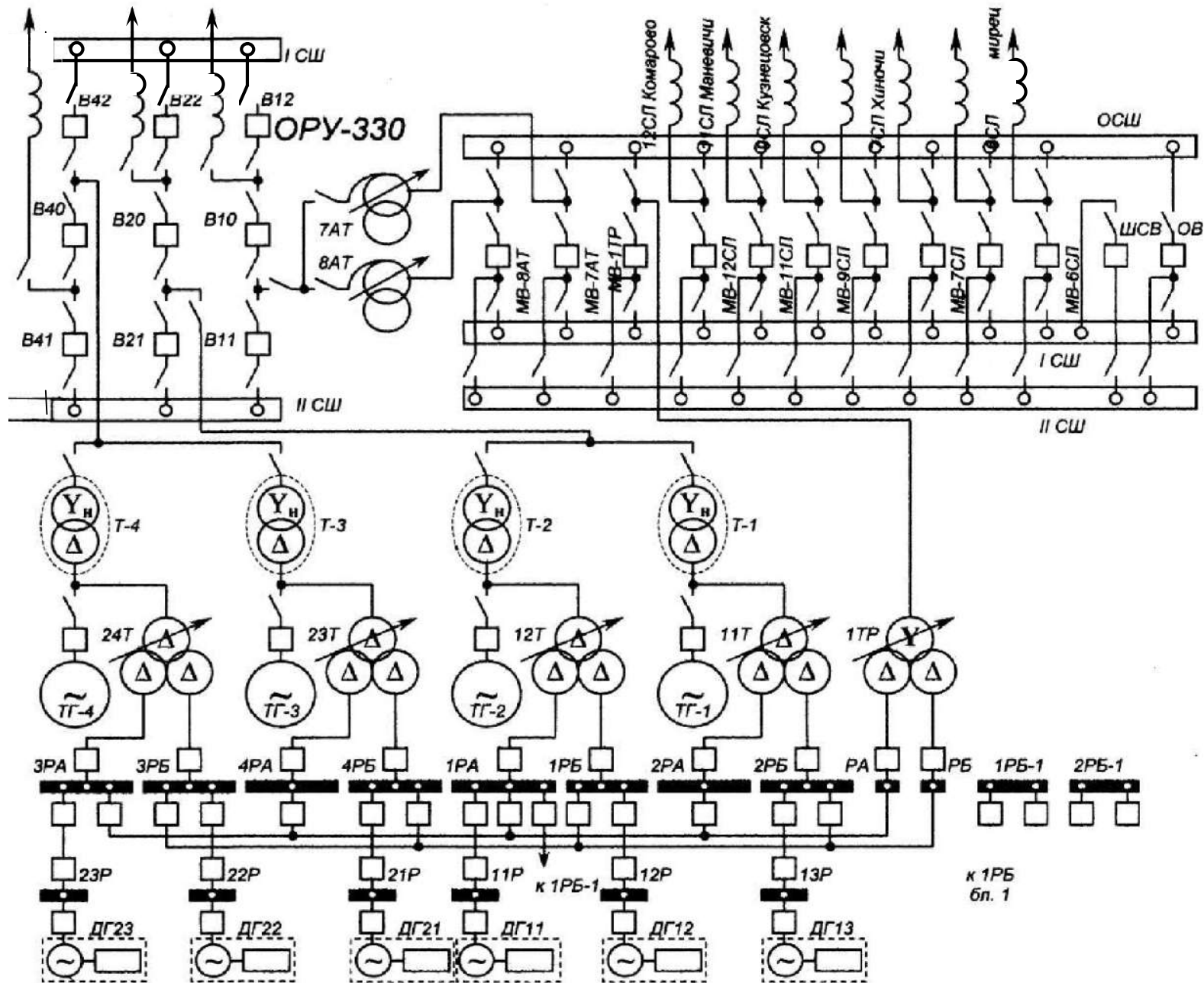


Рисунок 15.1,а. Принципиальная электрическая схема выдачи мощности РАЭС, блоки 1, 2.

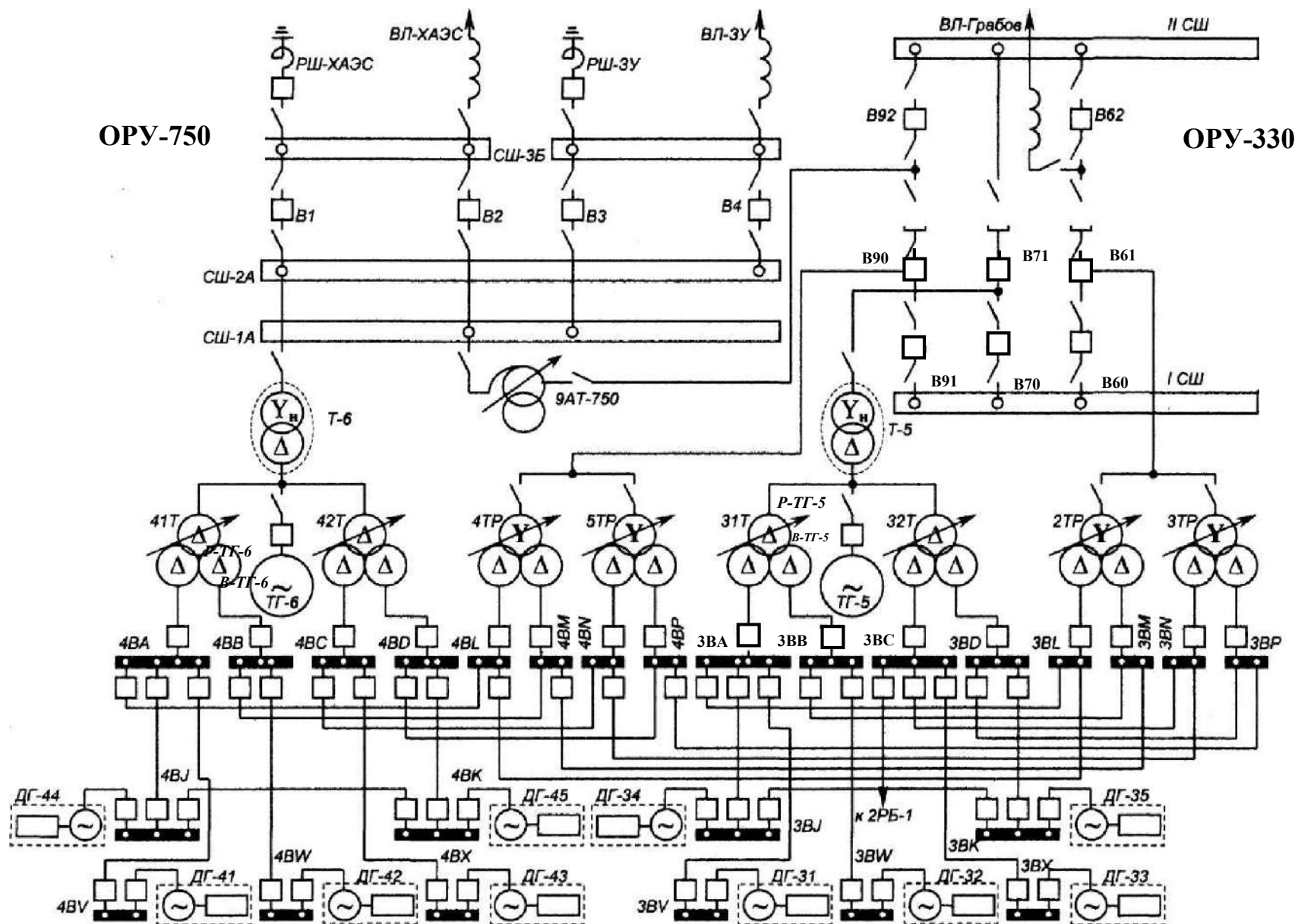


Рисунок 15. 1, б. Принципиальная электрическая схема выдачи мощности РАЭС, блока № 3, № 4.

15. 5. Схема первичных соединений блока 3

В схеме блока №3 применена схема моноблока (генератор-трансформатор). На стороне 330 кВ через ошиновку 330 кВ блок № 3 подключен к ОРУ-330 кВ в ячейке 7(между выключателями В-70, В-71 на рисунке 15.1,б).

Ячейка 7 ОРУ-330 кВ выполнена неполной (для полуторной схемы) и имеет два выключателя на одно присоединение (Рисунок 15.2).

Имеется связь ОРУ-330 кВ и ОРУ-110 кВ через автотрансформаторы связи (7АТ, 8АТ). Два трансформатора рабочего питания собственных нужд блока (31Т, 32Т) отпайками подключены к токопроводу 24 кВ между блочным трансформатором (Т-5) и выключателем нагрузки (КАГ-24.)

От этих трансформаторов через рабочие вводы 6 кВ (В-31Т-А, В -31-Т-В, В-32Т-С, В-32Т-Д) питаются четыре рабочие секции собственных нужд (3ВА, 3ВВ, 3ВС, 3ВД).

Между генератором и блочным трансформатором установлен генераторный выключатель с разъединителем КАГ-24 (комплектный аппарат генераторный).

При отключенном генераторном выключателе нагрузки (В-ТГ-5) имеется возможность питания секций 6 кВ от ОРУ-330 кВ через блочный трансформатор (Т-5) и трансформаторы рабочего питания с.н. (31Т, 32Т).

Трансформаторы резервного питания с.н. (2ТР, 3ТР) подключены в ячейку 6.

ОРУ-330 кВ (между выключателями В-60,В-61) и питают магистральные секции резервного питания 6 кВ (3ВЛ,3ВМ,3ВН,3ВР), через них, при необходимости, рабочие секции 6 кВ, через резервные вводы (Вр-3ВА, Вр-3ВВ, Вр-3ВС, Вр-3ВД).

Выключатель нагрузки (КАГ-24) расположен в машзале бл.3, трансформатор блока Т-5, трансформаторы рабочего (31Т, 32Т) и трансформаторы резервного питания с.н. (2ТР, 3ТР) расположены на пристанционном узле бл.3. На ОРУ-330 кВ установлены воздушные выключатели, подвесные разъединители, трансформаторы тока, заземляющие ножи.

Ошиновка блока генератор-трансформатор и рабочих трансформаторов с.н. (31 Т, 32 Т) выполнена экранированными токопроводами 2 кВ.

Связь пристанционного узла с ОРУ-330 кВ выполнены по двухцепной воздушной ЛЭП-330 кВ.

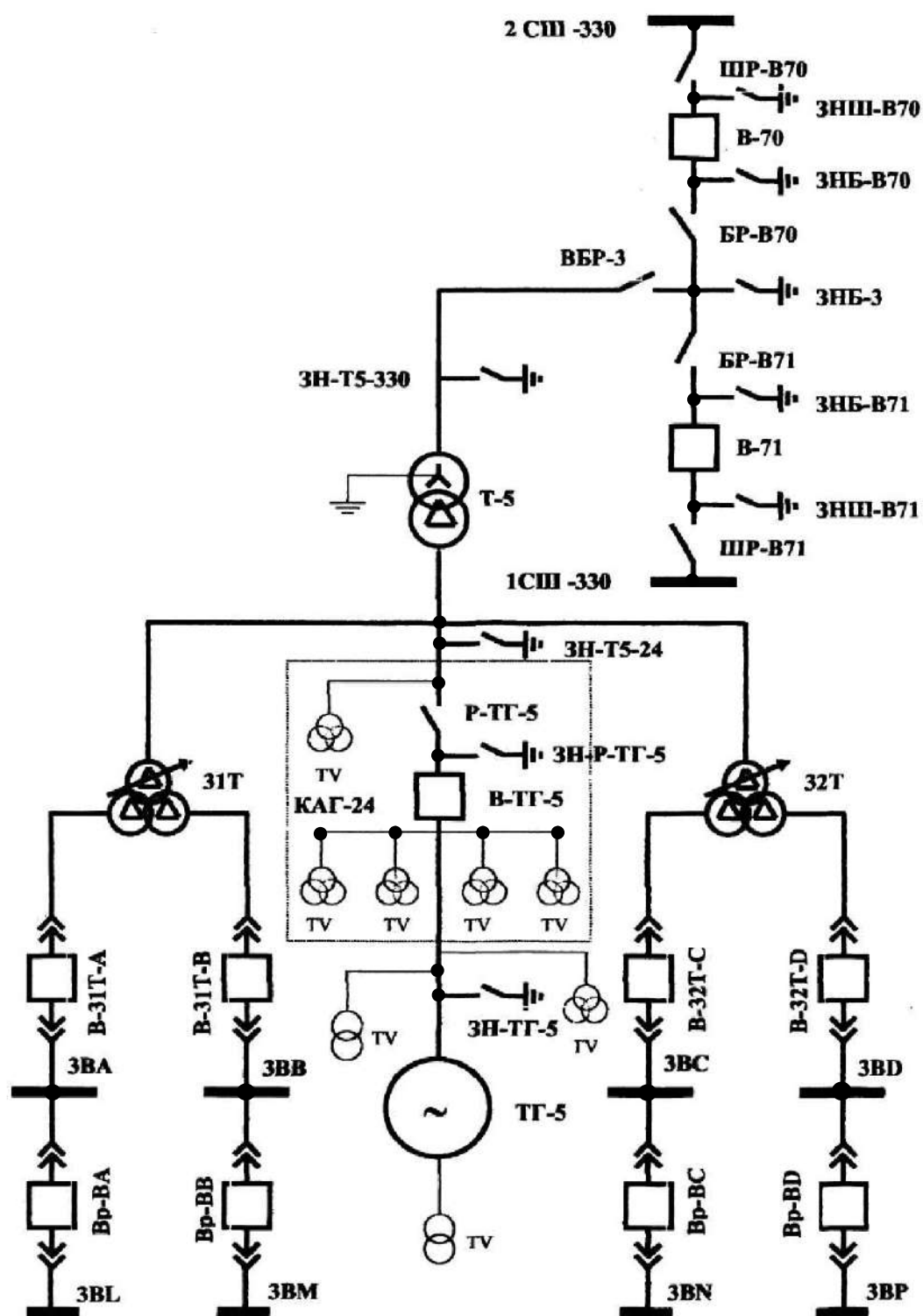


Рисунок 15. 2. Схема первичных соединений блока 3.

15. 6. Схема первичных соединений блока 4

ОРУ блока 4 выполнено по кольцевой схеме в виде четырехугольника с перспективой дальнейшего расширения АЭС (смотри рисунок 15.1, б, 15.4).

Между выключателями В1 и В2 подключены через ошиновку 750 кВ линия ВЛ-ХАЭС и шунтирующий реактор РШ-ХАЭС.

Между выключателями В2 и В3 подключен автотрансформатор связи 9АТ-750 с ОРУ-330 кВ, который на ОРУ-330 кВ подключен в ячейку 8 между выключателями В92 и В90.

Между выключателями В1 и В4 подключены через ошиновку 750 кВ линия ВЛ-ЗУ и шунтирующий реактор РШ-ЗУ.

Между выключателями В1 и В4 подключен блок генератор-трансформатор ТГ-6-Т6. Два трансформатора рабочего питания собственных нужд блока (41Т, 42Т) отпайками подключены к токопроводу 24 кВ между блочным трансформатором Т6 и выключателем нагрузки КАГ-24. От этих трансформаторов через рабочие вводы 6 кВ питаются четыре рабочие секции собственных нужд (4ВА, 4ВВ, 4ВС, 4ВД).

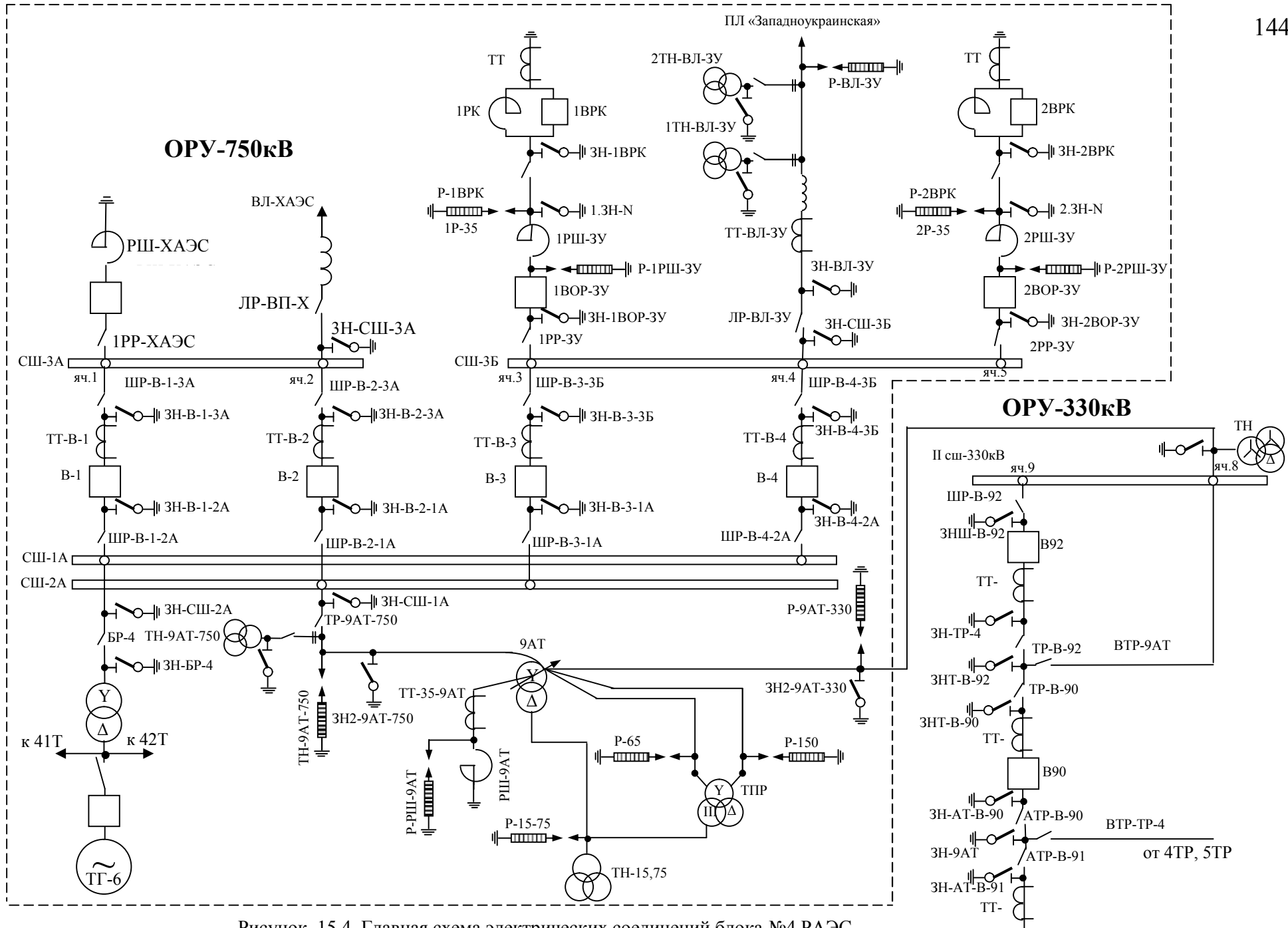
Между генератором и блочным трансформатором установлен генераторный выключатель нагрузки с разъединителем КАГ-24 (комплектный аппарат генераторный).

При отключенном генераторном выключателе нагрузки имеется возможность питания секций 6 кВ от ОРУ-750 кВ через блочный трансформатор Т6 и трансформаторы рабочего питания с.н. (41Т, 42Т).

Трансформаторы резервного питания потребителей с.н. этого блока (4ТР, 5ТР) подключены в ячейку 8 ОРУ-330 кВ между выключателями В90, В91 и питают магистральные секции резервного питания 6 кВ (4ВЛ, 4ВМ, 4ВН, 4ВР), а через них, при необходимости, рабочие секции 6 кВ через резервные вводы. Кроме того, секции резервного питания 6кВ 4ВЛ, 4ВМ, 4ВН, 4ВР через выключатели соединены с секциями резервного питания 6кВ блока №3 (3ВЛ, 3ВМ, 3ВН, 3ВР).

На ОРУ-750 кВ установлены воздушные выключатели, подвесные разъединители, трансформаторы тока, заземляющие ножи.

Ошиновка блока генератор-трансформатор и рабочих трансформаторов с.н. 41Т, 42Т выполнены экранированными токопроводами 24 кВ и 6 кВ.



Контрольные вопросы.

1. Каковы основные требования, предъявляемые к главным электрическим схемам?
2. Каковы элементы АЭС составляют главную схему?
3. Каковы требования, предъявляемые к схемам РУ повышенного напряжения АЭС?
4. Какие схемы РУ применяют на напряжение 110 кВ?
5. Какие схемы РУ применяют на напряжение 330-750 кВ?
6. Чем определяется выбор места подключения резервных трансформаторов СН в главной электрической схеме АЭС?
7. Каков принцип построения схем:
 - две системы шин с обходной,
 - полуторной схемы,
 - кольцевой схемы четырехугольником.

ЛЕКЦИЯ 16

ТЕМА: Особенности конструкции и эксплуатации схемы выдачи мощности ХАЭС

16.1 Назначение и общая характеристика системы

Хмельницкая АЭС является классическим примером строящейся электростанции, на которой выполняются все основные требования, предъявляемые к электрическим схемам выдачи мощности.

Главная схема ХАЭС выбрана на основе анализа перспектив развития электроэнергетики Украины, сетей ЭЭС и того участка, к которому присоединяется данная АЭС. Это и определило выдачу мощности на двух напряжениях: 330 кВ и 750 кВ.

Схема присоединения ХАЭС к ЭЭС обеспечивает на всех стадиях сооружения её выдачу полной введенной мощности и сохранения устойчивости её работы без воздействия противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи. Это достигнуто сооружением и подключением трех ЛЭП на ОРУ-330 кВ (ВЛ-330-«Ровно», ВЛ-330-«Шепетовка», ВЛ-330-«Хмельницкая») и трех ЛЭП на ОРУ-750 кВ (ВЛ-750-«ЧАЭС», ВЛ-750-«З.Укр-1» и ВЛ-750-«Жешув»), которые введены в работу одновременно с соответствующими блоками.

В ремонтных режимах, а также при отказе выключателей, устройств релейной защиты и т.п. устойчивость ХАЭС обеспечивается действием противоаварийной автоматики на разгрузку АЭС.

Особое внимание при разработке главной схемы ХАЭС уделено таким важным вопросам как: простота и наглядность для удобства эксплуатации, минимальное количество переключений с изменением режима работы, создание безопасных условий ремонтных работ без нарушения режимных параметров. Предусмотрена возможность расширения схемы выдачи мощности, подключения вновь вводимого в эксплуатацию оборудования.

Всё это вместе предопределило высокую надежность, экономичность, маневренность ХАЭС.

Электрические схемы ХАЭС построены по блочному принципу. Турбогенераторы через повысительные группы однофазных трансформаторов присоединены к РУ повышенного напряжения станции.

16.2 Построение схемы выдачи мощности ХАЭС

Для ХАЭС проектом выбрана схема выдачи мощности с двумя системами шин под названием «полуторная» или «3/2» (три выключателя на два присоединения).

В схеме ОРУ-330 кВ (Рисунок 16.1) две системы шин соединены между собой тремя цепями (полями), в каждой из которых установлено по три выключателя, со своими разъединителями (по шесть в каждой цепи) и заземляющими ножами.

Кроме того, в каждом присоединении установлены по одному разъединителю (например, ЛР-330-«Ровно») с заземляющим ножом (ЗН-Р-330-«Ровно»).

Между выключателями В-92 и В-90 присоединён блок №1 в первой цепи (крайней левой на рисунке 16.1), а между выключателями В-90 и В-91 присоединена высоковольтная линия ВЛ-330-«Ровно» в этой же цепи.

Во второй цепи между выключателями В-82 и В-80 присоединена линия ВЛ-330-«Шепетовка», а между выключателями В-80 и В-81 резервные трансформаторы ТСН-330/6 кВ.

В третьей цепи между выключателями В-72 и В-70 присоединена линия ВЛ-330-«Хмельницкая», а между выключателями В-70 и В-71 автотрансформатор АТ связи с ОРУ-750 кВ.

В схеме ОРУ-330 кВ установлено необходимое количество: разъединителей, трансформаторов тока (например, ТТ-ВЛ-«Ровно», ТТ-90 и др.) для измерительных приборов, систем релейной защиты и автоматики; разрядников (например, РВ-ТН-330-ИСШ) для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений; трансформаторов напряжения для измерительных приборов, систем автоматического управления и регулирования (например, ТН-330-ИСШ, ТН-ВЛ-«Хм.» или TV2, TV3 и др.).

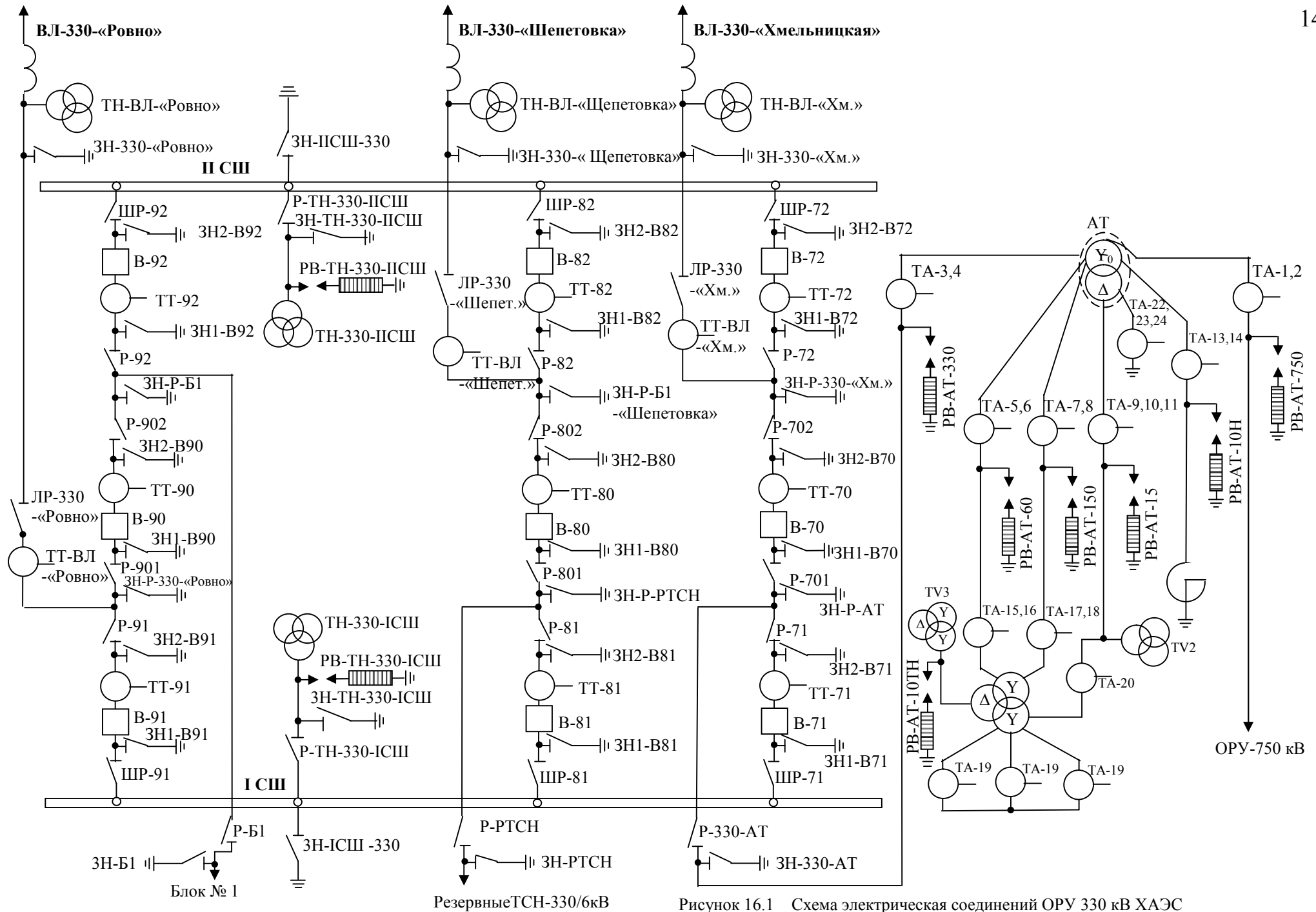
В схеме ОРУ-750 кВ (рисунок 16.2) предусмотрено даже три системы шин (СШ-1А, СШ-2А, СШ-2Б) соединенных по принципу «полуторных схем».

Фактически в настоящее время по схеме 3/2 собрана только одна цепь ОРУ-750 кВ: между выключателями В-21 и В-20 присоединены ВЛ-750-«ЧАЭС» (см. рисунок 16,2) и шунтирующий реактор РШ-«ЧАЭС», а между выключателями В-20 и В-22 этой же цепи присоединены ВЛ-750-«З.Укр.-1» и шунтирующий реактор РШ-«З.Укр. – 1».

Остальные присоединения ОРУ-750 включены в неполные цепи, состоящие из двух выключателей. Между выключателями В-11 и В-12 включено присоединение к автотрансформатору связи АТ-750/330 кВ (см. рисунок 16.2); между выключателями В-32 и В-31 включено присоединение блока №2, между выключателями В-40 и В-42 присоединение ВЛ-750 –«Жешув» и шунтирующий реактор РШ-«Жешув».

Все шунтирующие реакторы включены через разъединители и выключатели –отключатели (ВОР-«ЧАЭС», ВОР-«З.Укр.-1», ВОР-«Жешув»).

В схеме ОРУ-750 кВ установлено необходимое количество: разъединителей (с учетом дальнейшего расширения АЭС), трансформаторов тока (ТТ-11, ТТ-12, ТТ-ВЛ и др.) для измерительных приборов, систем релейной защиты и автоматики; разрядников (например, РВ-ЧАЭС, РВ-РШ-«ЧАЭС» и др.) для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений; трансформаторов напряжения для измерительных приборов, систем автоматического управления и регулирования (ТН-750-АТ, ТНШ-1А и др.).



16.3 Основные элементы системы ОРУ-330 кВ, 750 кВ

На ХАЭС установлено электрооборудование, аналогичное рассмотренное ранее для других АЭС Украины. В частности, на ОРУ-330 кВ установлены:

- ошиновка систем шин – 2 (АСО-500);
- выключатели - ВНВ – 330Б-3200;
- разъединители - РПД-330/2000;
- заземляющие ножи - 3Р-330-2У1;
- трансформаторы тока - ТФРМ-330Б;
- трансформаторы напряжения – НКФ-33.

В присоединениях ВЛ-330 кВ используются:

- провод ВЛ-330 кВ - АСО-240;
- разрядники - РВМК-330;
- трансформаторы напряжения - НКФ-330.

На ОРУ-750 кВ установлены следующие элементы:

Система шин подвешена на порталах, высота которых 32м и ширина 38м. Ошиновка выполнена проводом 4(ПА-500), расстояние между фазами равно 10м.

Воздушные выключатели ВНВ-750 кВ изготовлены в климатическом исполнении для эксплуатации на открытых площадках и предназначены для коммутационных операций (включений и отключений) при нормальных и аварийных режимах присоединений к системам шин ОРУ-750 кВ.

Воздушные выключатели-отключатели ВОР-750 кВ предназначены для коммутационных операций (включение и отключение) при нормальных и аварийных режимах присоединений шунтирующих реакторов к системам шин ОРУ-750 кВ.

Шунтирующие реакторы – типа РОДЦ 111000/750 предназначены для: компенсации реактивной мощности, генерируемой ВЛ-750 кВ; уменьшения внутренних перенапряжений (наибольших в переходных режимах) и ограничения напряжения на шинах ОРУ-750 кВ при холостом ходе или малых нагрузках на ВЛ, повышения устойчивости блоков АЭС.

Автотрансформатор (на рисунке 16.1) представляет собой группу из трёх однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-333000/750/330 и предназначен для связи ОРУ-330 кВ и ОРУ-750 кВ. Имеет устройство встроенного продольного регулирования напряжения под нагрузкой и трансформатор поперечного регулирования ТПР типа ОДЦТНП-92000/150, предназначенный для распределения мощности между сетями 330 кВ и 750 кВ способом сдвига угла между фазами.

Разъединители РПД-750/3200 У1, трёхполюсные, подвесные, предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи и создания видимого разрыва отключенной цепи.

Заземлители ЗР-750-1У1 предназначены для заземления участков электросети на время производства ремонтных работ.

Разрядники высоковольтные РВМК-750 предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений линий и оборудования ОРУ-750 кВ.

Трансформаторы тока ТТ типа ТФРМ - 750А –У1 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в цепях переменного тока напряжением 750 кВ частоты 50 Гц.

Трансформаторы напряжения ТН, ёмкостные, типа НДЕ-750 являются масштабными преобразователями и предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации.

Контрольные вопросы.

1. Как выполнены на ХАЭС основные требования к схемам выдачи мощности?
2. По какому принципу выполнены электрические соединения схемы выдачи мощности?
3. Как (и какие) включены присоединения в схем ОРУ-330 кВ?
4. Как (и какие) включены присоединения в схем ОРУ-750 кВ?
5. Основные элементы ОРУ-330 кВ.
6. Основные элементы ОРУ-750 кВ.

ЛЕКЦИЯ 17

ТЕМА: Схема электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС нормальной эксплуатации.

17.1. Характеристика групп потребителей и структурная схема питания С.Н. АЭС.

Нормальная работа, пуск, останов, аварийное расхолаживание реакторных установок АЭС обеспечивается многочисленными механизмами. Для обеспечения безаварийной работы АЭС к этим механизмам предъявляются различные требования по надежности.

В зависимости от требований надежности электроснабжения потребителей с.н. АЭС разделяют на три группы в соответствии с нормами технологического проектирования АЭС.

Потребители первой группы: к этой группе относятся потребители, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, не допускающие по условиям безопасности перерыва питания более, чем на доли секунды, во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, и требующие обязательного наличия питания после срабатывания аварийной защиты реактора.

К ним относятся :

а) потребители, допускающие перерыв питания на время не более чем доли секунды и требующие длительное время надежного питания после срабатывания АЗ реактора (системы контрольно-измерительных приборов и автоматики защиты реактора, приборы технологического контроля реактора и его системы, БРУ-А, некоторые системы дозиметрии, некоторые технологические механизмы, преимущественно арматура), постоянно горящая часть аварийного освещения. Эти потребители должны обеспечиваться питанием даже в аварийном режиме (полной потери напряжения переменного тока). Они не допускают перерыва питания.

б) потребители, допускающие перерыв питания на время не более чем доли секунды, но не требующие длительного времени питания после срабатывания АЗ реактора (группа электроприводов задвижек и отсечной арматуры, осуществляющих переключение аварийных и локализирующих систем в аварийных ситуациях, а также БРУ-К);

в) потребители, требующие при переходных режимах в энергосистеме гарантированного питания в течении двух секунд (для предотвращения срабатывания АЗ реактора), но не требующие питания в режиме обесточения и после срабатывания АЗ реактора (электромагниты приводов СУЗ, удерживающие стержни управления в заданном положении).

Для питания этой группы используются АБ и инверторы, подключенные к АБ.

Потребители второй группы - это потребители, требующие повышенной надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время, определяемое условиями безопасности (от десятков секунд до нескольких минут), и требующие обязательного питания после срабатывания АЗ реактора.

К этой группе относятся: механизмы расхолаживания реактора и локализации аварии, включая МПА; насосы системы САОЗ и САОР, спринклерные насосы, насосы борного регулирования и другие; аварийные питательные насосы; насосы ответственных потребителей системы технического водоснабжения; нагреватели компенсаторов объема; механизмы, обеспечивающие сохранность основного оборудования при обесточивании АЭС; маслонасосы турбин и уплотнений вала генератора; системы биологической и технологической дозиметрии; насосы гидроуплотнений ГЦН; противопожарные насосы. Для питания потребителей этой группы в аварийных ситуациях используется автоматизированные дизель-генераторные установки, обеспечивающие начало принятия нагрузки через 15 сек. после подачи импульса на запуск.

Третья группа - потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время автоматического ввода резерва и не требующие обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора.

К этой группе относятся: ГЦН с большой инерционной массой; конденсатные и циркуляционные насосы; сетевые насосы; насосы технической воды неответственных потребителей; дренажные насосы и другие потребители.

Учитывая высокую ответственность ГЦН, обеспечивающих охлаждение активной зоны, и необходимость снижения мощности ЯР при потере питания у части ГЦН принимают меры по повышению надежности питания ГЦН:

- каждый ГЦН подключается к отдельной секции 6 кВ;
- устанавливаются дополнительные комплекты быстродействующих резервных защит на АЭС, позволяющих снизить время отключения КЗ до 1 сек.
- предусматривается ускорение действия релейных защит в высоковольтных сетях;
- включение резерва автоматизируется.

Перечисленные меры позволяют в большинстве аварийных режимов в электрической части предотвратить погашение реактора или снижение его мощности.

Основными напряжениями потребителей с.н. являются 6 и 0,4 кВ с перспективой перехода на более высокие напряжения 10 и 0,66 кВ. Эти напряжения используются для питания потребителей переменного тока 1, 2 и 3 групп. Для питания потребителей постоянного тока 1 группы ис-

пользуется напряжением 220 В. Структурная схема электроснабжения потребителей с.н. АЭС представлена на рисунке 17.1.

Применение напряжения 3 кВ для потребителей переменного тока не оправдало себя, так как стоимость ЭД на 3 и 6 кВ мало отличается, а расход цветных металлов и потери электроэнергии в сетях 3 кВ значительно больше, чем в сетях на 6 кВ.

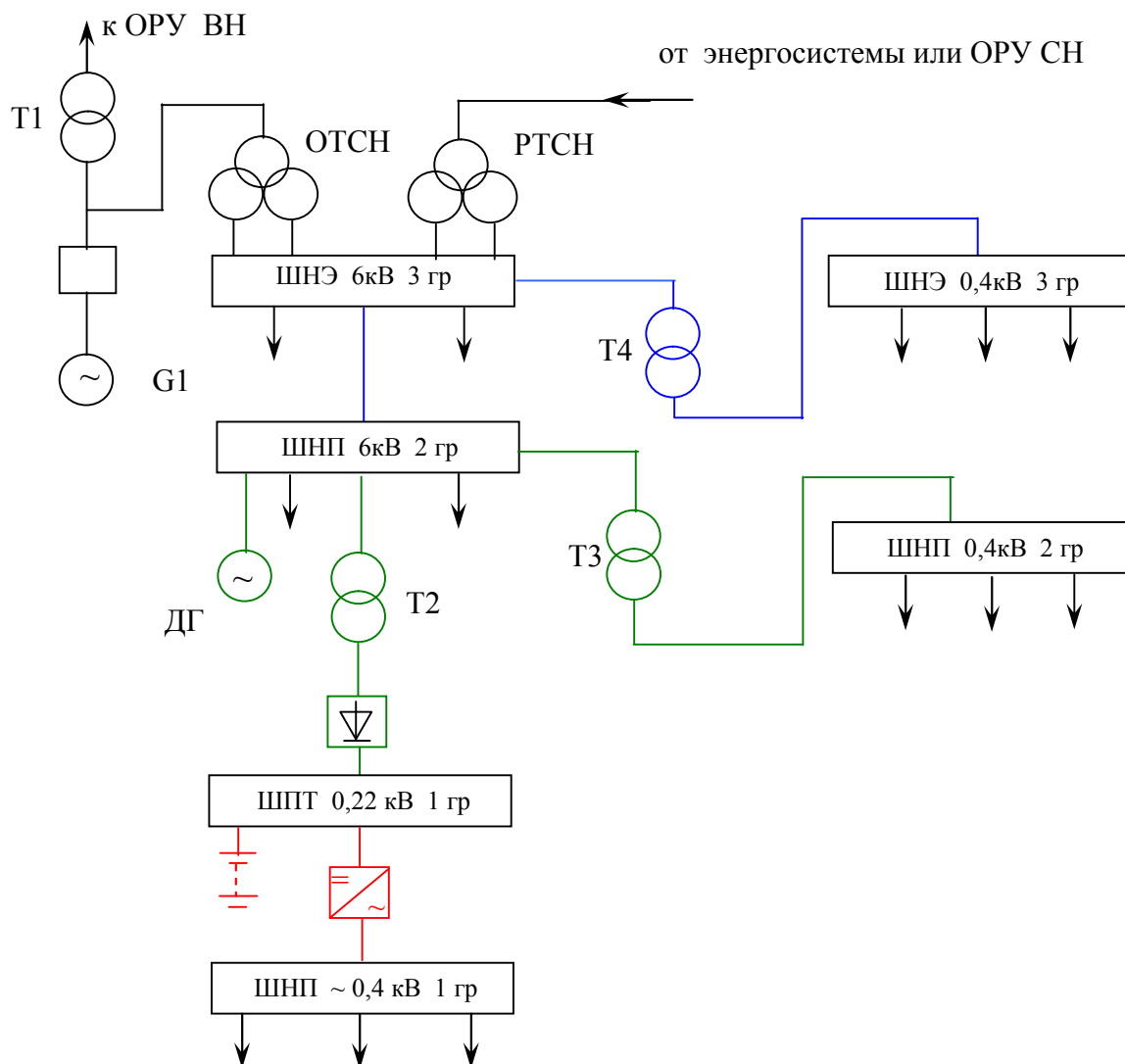


Рисунок 17.1. Структурная схема электроснабжения с.н.

17.2. Схемы электроснабжения потребителей с.н.

Приведенные ранее характеристики механизмов с.н. определяют построение схем и выбор сетей питания собственных нужд. На АЭС должны предусматриваться следующие сети электроснабжения потребителей с.н.:

- сеть 0,4 кВ 50 Гц надежного питания потребителей первой группы, т.е. потребителей, допускающих перерыв питания на время, не более чем доли секунды. Эта сеть получает питание от шин надежного пи-

тания 0,4 кВ от автономных инверторов, питающихся от шин постоянного тока 220 В. В нормальных режимах шины постоянного тока получают питание через управляемые выпрямители от шин надежного питания потребителей 2 группы. Так как потребители 1 группы не допускают перерывов питания более чем на доли секунды, то в качестве резервного питания шин постоянного тока используют аккумуляторные батареи;

- сеть 220 В, 110 В, 48 В, 24 В постоянного тока для питания потребителей, не допускающих перерыв питания или допускающие кратковременный перерыв в питании, в основном это потребители СУЗ и аварийное освещение;
- сети 6 кВ и 0,4 кВ, 50 Гц надежного питания потребителей второй группы, т.е. потребителей, допускающих перерыв питания от 15 секунд до нескольких минут. В нормальном режиме потребители 2 группы получают питание от шин нормальной эксплуатации. Учитывая, что потребители этой группы допускают перерывы питания на время, определяемое условиями аварийного расхолаживания и требуют обязательного питания после срабатывания аварийной защиты реактора, для питания потребителей этой группы в условиях полного обесточения шин нормальной эксплуатации используются дизель-генераторы, находящиеся в режиме «горячего» резерва и готовые к автоматическому пуску и принятию нагрузки через 15 секунд;
- сети 6 кВ и 0,4 кВ, 50 Гц для питания потребителей, которые не предъявляют специальных требований к питанию, то есть потребителей 3 группы. Для питания потребителей этой группы предусматриваются рабочий и резервные трансформаторы. Трансформаторы выполняются с расщепленными обмотками низкого напряжения для ограничения токов короткого замыкания. В нормальном режиме питание шин происходит от рабочего трансформатора. При повреждениях в основном ТСН и срабатывании защит блока генератор-трансформатор питание шин нормальной эксплуатации от ОТСН отключается и напряжение на шины подается от резервного трансформатора – РТСН.

Все электродвигатели *мощностью 200 кВ и выше*, а также понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ и 6/0,23 кВ подключаются к соответствующим *сетям 6 кВ*.

Электродвигатели менее 200 кВт, а также сети сварки и освещения, электродвигатели задвижек подключаются к сетям 0,4 и 0,23 кВ. Вместе с тем для электродвигателей 800 кВт и выше допускается применение напряжений 10 кВ. В этом случае для электродвигателей мощностью 630 кВт и ниже применяются напряжение 0,66 кВ.

17.3. Схемы электрических соединений собственных нужд

Для потребителей с.н. АЭС должно предусматриваться нормальное рабочее и резервное питание от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, а также питание потребителей первой и второй группы от специально устанавливаемых аварийных источников питания. В качестве аварийных источников питания собственных нужд АЭС применяются:

- 1) АБ, а также АБ со статистическими преобразователями;
- 2) автоматизированные ДГ, а также газотурбинные установки.

Распределительные устройства с.н. выполняются с одной системой сборных шин.

Схема электрических соединений 6 кВ для потребителей 3-й группы надежности.

Среди ЭД с.н. особое место на АЭС всех типов занимают ГЦН, характеристики и свойства которых во многом определяют не только схему с.н. и выбор источников питания, но и эксплуатационные характеристики АЭС в целом. В частности, если ГЦН обладает инерцией, достаточной для предотвращения срабатывания аварийной защиты реактора при кратковременном (3 с) исчезновении напряжения на всех двигателях ГЦН или глубоко (ниже 60%) снижении U на всех ГЦН или их части, то такие меры, как быстродействующие защиты, АВР трансформаторов и механизмов с.н., предотвращают остановку АЭС при авариях в электрической части. Даже длительная потеря питания части ГЦН не вызывает срабатывания аварийной защиты реактора, а требует лишь ограничения мощности блока станции.

В схеме присоединений ЭД ГЦН с большой инерционностью это вышеописанное свойство позволяет подключать их к шинам нормальной эксплуатации, т.е. отнести их к потребителям 3 группы.

Сборные шины 6 кВ для потребителей 3 группы должны разделяться на секции, количество которых выбирается в каждом конкретном случае в зависимости от количества ГЦН энергетического реактора, допускаемого количества одновременно отключаемых ГЦН (без срабатывания аварийной защиты ядерного реактора), а также от количества устанавливаемых трансформаторов собственных нужд. Как правило, к одной секции не должно подключаться более двух ГЦН при шести насосах на энергоблок и не более одного ГЦН при четырех и менее ГЦН на энергоблок. Общее число секций должно быть не менее двух на реактор, при этом каждая секция присоединяется к рабочему источнику через свой выключатель. Для энергетической установки с реактором ВВЭР-1000 количество таких секций принято четыре – ВА, ВВ, ВС, ВД (Рисунок 17.2).

Рабочее питание потребителей с.н. 6 кВ третьей группы должно осуществляться от ОТСН, подключаемого к ответвлению от линии генератор-трансформатор. При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление присоединяется между выключателем и трансформатором.

В качестве ТСН целесообразно использовать трансформатор с расщепленными обмотками низкого напряжения. Количество этих обмоток определяется допустимым количеством одновременно отключаемых ГЦН (без срабатывания аварийной защиты ядерного реактора). При этом к обмотке низкого напряжения трансформатора должно присоединяться не более одной секции питания потребителей третьей группы 6 кВ.

Вместе с тем, на каждую из этих секций предусматривается ввод от магистралей резервного питания. Количество магистралей резервного питания принимается равным числу секций 6 кВ, питающих потребители третьей группы надежности. Так для энергоблока ВВЭР-1000 количество магистралей резервного питания принимают равным четырем – ВL, ВМ, ВР, ВN. Резервные магистрали подключаются к резервным трансформаторам собственных нужд. Резервные ТСН выполняются с расщепленными обмотками низкого напряжения. При этом каждая обмотка низкого напряжения подключается к одной магистрали резервного питания. Так, для схемы электроснабжения собственных нужд реактора ВВЭР-1000 каждый резервный *трансформатор выполняется в виде группы, состоящей из двух трансформаторов.*

Магистрали резервного питания собственных нужд 6 кВ *секционируются* выключателями при двух и более резервных трансформаторах через 2-3 блока генератор-трансформатор. *В нормальном режиме работы* выключатели резервных вводов шин ВА, ВВ, ВС и ВД отключены.

При пропадании питания от основных ТСН1, ТСН2 с выдержкой времени автоматики включения резерва, включаются выключатели резервных вводов и шины нормальной эксплуатации получают питание от резервных трансформаторов. Такое включение возможно, если на резервных РТСН1 и РТСН2 есть напряжение.

Основными потребителями шин нормальной эксплуатации 6 кВ являются: ГЦН, двухскоростные циркуляционные насосы, насосы технологической воды неответственных потребителей, насосы подогревателя низкого давления, насосы замкнутого контура охлаждения генератора, трансформаторы 6,3 / 0,4 кВ для питания потребителей 0,4 кВ нормальной эксплуатации и магистрали к секциям надежного питания систем безопасности ВV, ВW, ВX; магистрали к секциям надежного питания общецелочных потребителей ВJ, ВK.

Сборные шины 6 кВ нормальной эксплуатации выполняются по схеме с одной рабочей секционированной системой шин.

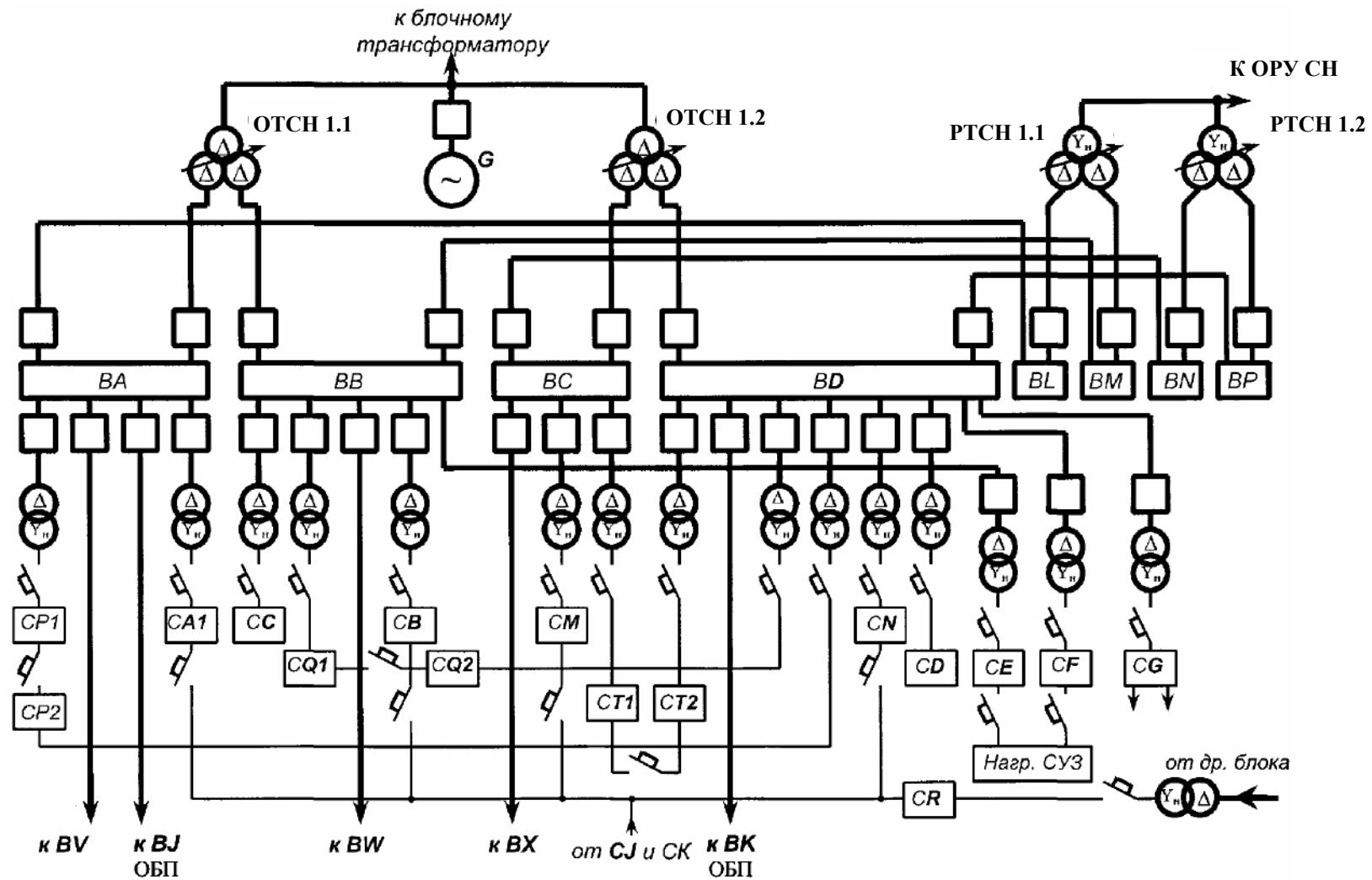


Рисунок 17.2. Схема электроснабжения потребителей нормальной эксплуатации

Схема электрических соединений 0,4 кВ для потребителей третьей группы надежности

Потребители секций 0,4 кВ третьей группы надежности должны получать питание от шин 6 кВ третьей группы надежности через понижающие трансформаторы 6,3/0,4 кВ. Мощность этих трансформаторов не должна превышать 1000 кВА при напряжении короткого замыкания $u_k=8\%$ для ограничения величины токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Каждая из секций распределительных устройств 0,4 кВ должна иметь два источника питания - рабочий и резервный.

Переключение питания с рабочего на резервный источник для секций, не допускающих длительного перерыва питания, должно осуществляться с помощью автоматики включения резерва (АВР). В качестве рабочего источника питания секций 0,4 кВ может быть использован отдельный трансформатор для каждой секции или общий для двух секций трансформатор, присоединенный через отдельный автомат. Если суммарная нагрузка двух секций не превосходит 1000 кВА, рекомендуется схема с общим для этих секций трансформатором.

В качестве резервного источника питания для секций 0,4 кВ может применяться как отдельный резервный трансформатор (явный резерв), так и взаимное резервирование двух рабочих трансформаторов (скрытый резерв).

Мощность резервного трансформатора по схеме с явным резервом принимается равной мощности наиболее крупного рабочего трансформатора, им резервируемого; при схеме со скрытым резервом мощность каждого из взаиморезервируемых трансформаторов должна быть выбрана по нагрузке двух секций. В последнем случае между секциями должен быть предусмотрен секционный автомат, на котором осуществляется АВР.

По функциональному назначению потребителей секций 0,4 кВ можно выделить несколько групп.

1. Группа секций для питания потребителей реакторного отделения и аппаратной: СР, СQ, СТ- эти секции получают питание основное и резервное от разных шин нормальной эксплуатации. От них получают питание системы вентиляции реакторного отделения, насосы смазки ГЦН, система противодымной защиты, отдельные группы нагревателей компенсаторов объема; СС, СД – питание нагревателей компенсаторов объема.

2. Группа секций для питания силовой нагрузки СУЗ: СЕ, СF – каждая секция получает питание от своей секции нормальной эксплуатации 6 кВ.

3. Группа секций для питания потребителей машинного зала и общещелочных потребителей.

СА, СВ, СМ, СN - эти секции получают питание от шин нормальной эксплуатации каждая через свой трансформатор. Резервным источником питания этих секций является трансформатор 6,3/0,4 кВ, получающий питание от соседнего энергоблока. Учитывая, что от этой группы секций получают питание потребители, обеспечивающие сохранность основного оборудования энергоблока, секции связаны между собой по сети 0,4 кВ и с шинами 0,4 кВ надежного питания общецлочных потребителей.

От этих секций получают питание насосы масляной системы регулирования и защиты турбин, насосы эжекторной машины, насосы подпитки деаэракторов, насосы охлаждения двигателей ГЦН, насос водяного охлаждения генератора блока.

СG – секция для питания общецлочных выпрямительных агрегатов.

Контрольные вопросы.

1. Характеристика групп потребителей с.н. и структурная схема питания потребителей с.н.
2. Общая характеристика схем электроснабжения потребителей с.н.
3. Схема электрических соединения 6 кВ для потребителей нормальной эксплуатации с.н.
4. Схема электрических соединений 0,4 кВ для потребителей третьей группы надежности.

ЛЕКЦИЯ 18

ТЕМА :Схемы надежного питания общецлочных потребителей

18.1. Питание общецлочных потребителей 6 кВ второй группы надежности

Одной из основных задач при проектировании схемы электроснабжения собственных нужд АЭС является обеспечение надежным питанием механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования машинного зала и реакторного отделения блока.

Для решения этой задачи современные энергоблоки оснащаются системой надежного питания общецлочных потребителей. Система надежного питания общецлочных потребителей предназначена для:

- обеспечения надежным питанием потребителей второй группы в режиме обесточения блока;
- включения ответственных общецлочных механизмов реакторного отделения, ответственных механизмов машинного зала, обеспечивающих аварийное расхолаживание и остановку основного оборудования блока.

Основными потребителями, относящимися к этой группе, являются: подпиточные насосы 1 контура, вспомогательные питательные насосы 2 контура, насосы гидростатического подъема ротора турбины, насосы уплотнения вала генератора и смазки турбоагрегатов. Подпиточные насосы в режиме обесточения блока позволяют произвести расхолаживание 1-го контура, обеспечить подачу запирающей воды на уплотнение главных циркуляционных насосов. Включение вспомогательных питательных насосов позволяет подавать из деаэраторов горячую воду в парогенераторы.

В состав системы надежного питания общецлочных потребителей 6 кВ входят:

- две общецлочные секции 6 кВ, связанные между собой перемычкой с двумя выключателями (для блока с реактором ВВЭР-1000 это секции ВJ, ВК на рисунке 18.1). Наличие перемычки позволяет организовать неявное резервирование питания, а установка двух выключателей обеспечивает обязательное отделение секции при прохождении команды «отключить»;
- 2 автономных ДГ с системами питания их собственных нужд. ДГ предназначены для питания общецлочных секций своего блока, а также для организации резервного питания общецлочных секций другого блока.

В нормальном режиме работы общецлочные секции надежного питания ВJ, ВК получают питание от секций 6 кВ третьей группы надежности ВА, ВД через два последовательно включенных выключателя. Наличие двух последовательно включенных выключателей, так же как и в

системе безопасности позволяет обеспечить гарантированное условие включения ДГ на секцию, так как оно возможно только в случае отключения связи с секциями нормальной эксплуатации. Выключатели между секциями ВJ, ВК отключены.

При нарушении электроснабжения шин надежного питания 6 кВ общецлочных потребителей ВJ, ВК предусматриваются следующие режимы:

- 1 при обесточении одной общецлочной секции ВJ (или ВК) включаются секционные выключатели;
- 2 при обесточении одновременно двух общецлочных секций ВJ или ВК запускаются два ДГ, включаемые каждый на свою секцию. (Если предусмотрен один общецлочный дизель-генератор, то ДГ своего блока подключается к одной секции, например, ВJ, а ДГ соседнего блока подключается через перемычку ко второй секции ВК). В случае незапуска одного из этих генераторов или невключения соответствующего выключателя ДГ на одну из секций происходит включение выключателей перемычки между общецлочными секциями.

18.2. Питание общецлочных потребителей 0.4 кВ второй группы надежности

Общецлочные потребители сети 0,4 кВ второй группы надежности должны питаться от секции надежного питания напряжением 0.4 кВ. Количество общецлочных секций 0,4 кВ надежного питания должно соответствовать количеству общецлочных секций 6 кВ надежного питания (для блока с реактором ВВЭР-1000 – секции CJ, СК на рисунке 18.1.). Каждая из секций 0,4 кВ получает питание от соответствующей общецлочной секции через понижающий трансформатор 6,3/0,4 кВ (CJ от ВJ, СК от ВК на рисунке 18.1). Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей 0,4 кВ секции (CJ и СК) должны быть связаны перемычкой с двумя выключателями вводов резервного питания. Вместе с тем, на вводы резервного питания общецлочных секций должна предусматриваться подача напряжения от резервного трансформатора блока 6,3/0,4 кВ (для блока с реактором ВВЭР-1000 от секции CR – на рисунке 18.1.).

Кроме того, для решения этой же задачи целесообразно применять секционирование каждой из секций 0,4 кВ (CJ1 и CJ2, СК1 и СК2 на рисунке 18.1). При нарушении электроснабжения шин надежного питания 0.4 кВ общецлочных потребителей должна быть предусмотрена возможность подачи питания через резервные вводы от резервного трансформатора 6,3 /0,4 кВ, получающего питание от соседнего блока.

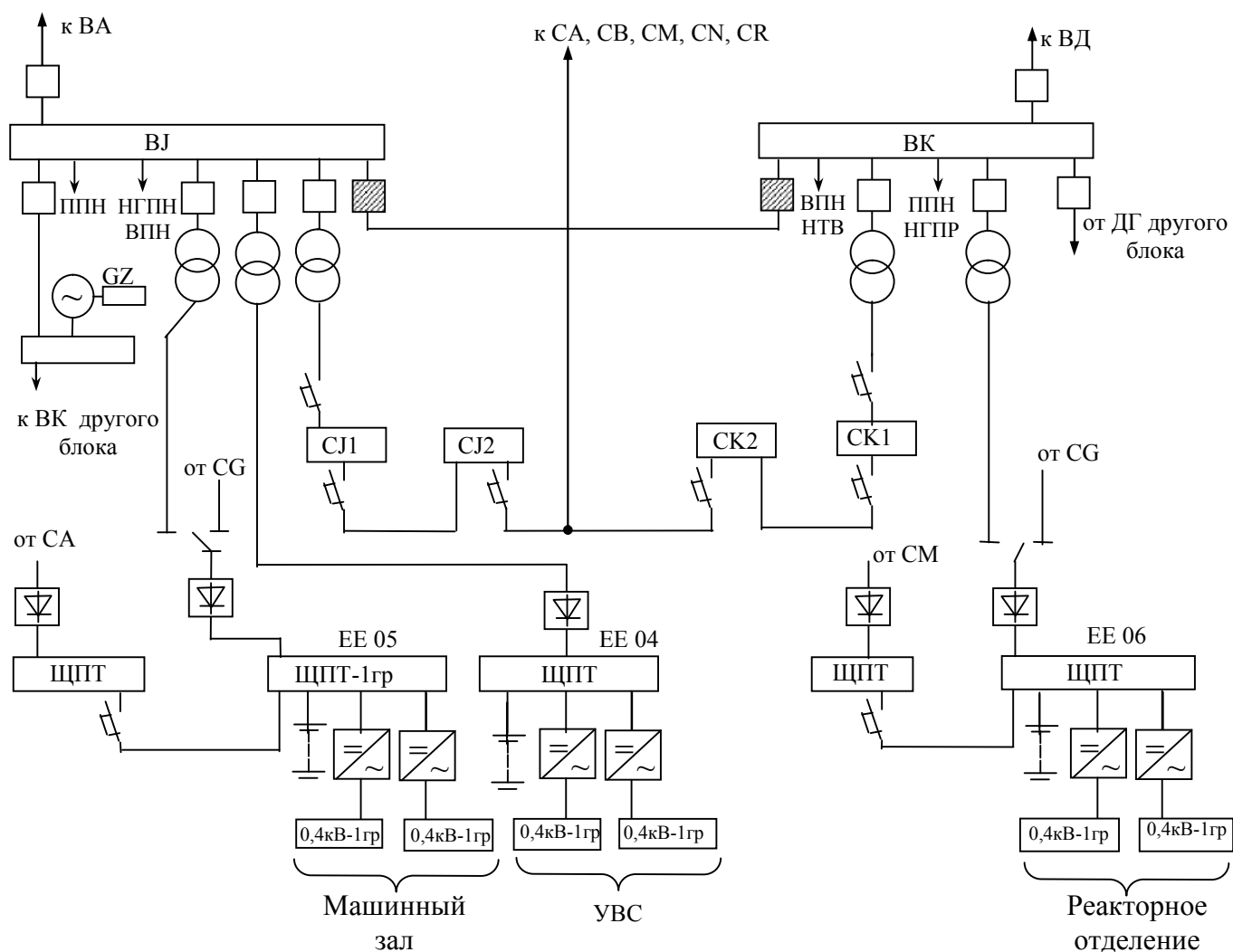


Рисунок 18.1. Структурная схема надежного энергоснабжения общеблочных потребителей

18.3. Схемы электрических соединений для общеблочных потребителей первой группы

Система постоянного тока для питания общеблочных потребителей первой группы, обеспечивающих безопасность и сохранность оборудования в пределах энергоблока, должна быть разделена на отдельные установки, число которых должно соответствовать принятому в проекте числу общеблочных секций 6 кВ, увеличенному на единицу. Дополнительная установка постоянного тока предназначена для питания управляющего вычислительного комплекса (для блока с реактором ВВЭР-1000 предусматривается две общеблочные установки и одна установка для питания информационно-вычислительного комплекса – УВС на рис 18.1.). Каждая установка постоянного тока должна состоять из аккумуляторной батареи (АБ), зарядного и подзарядного устройства и распределительного щита (ЩПТ). АБ должны нормально работать в режиме

постоянного подзаряда. Постоянный подзаряд и заряд АБ должны осуществляться через выпрямительные устройства, подключаемые в нормальном режиме через понижающие трансформаторы к общеблочным секциям 6 кВ (ВJ и ВК) потребителей второй группы надежности. Вместе с тем должно быть предусмотрено питание этих выпрямительных устройств от секций 0,4 кВ третьей группы надежности (секции СG на рисунке 18.1.).

АБ выбираются при условии их автономной работы в режиме обесточивания по двум показателям:

- допустимому уровню напряжения на шинах щита постоянного тока при максимальной толчковой нагрузке в начале аварии, включая суммарную нагрузку сети питания потребителей переменного тока первой группы надежности. При этом для двигательной нагрузки должен учитываться пусковой ток;
- величине разрядной емкости в 30-минутном режиме разряда.

Мощность подзарядного устройства должна быть достаточной для обеспечения работоспособности всех потребителей, подключенных к данной установке постоянного тока, при всех стационарных режимах в цепях потребителей.

Мощность зарядного устройства должна быть достаточной для перевода АБ из разряженного состояния в полностью заряженное в течение определенного времени. Заряд системных батарей производится при напряжении не выше 2,3 В на элемент. Заряд батареи блочной и УВС производится ускоренный с доведением напряжения до 2,7 В на элемент. **На время заряда от щитов постоянного тока отключаются все потребители.**

Зарядное и подзарядное устройство могут быть совмещены в одном устройстве. Так, в общеблочных установках постоянного тока, используемых в схеме электроснабжения блока с реактором ВВЭР-1000, зарядное и подзарядное устройство совмещены в одном зарядно-подзарядном выпрямителе – тиристорном преобразователе ТППС-800.

Для питания потребителей первой группы переменным током, а также заряда и подзаряда АБ используются агрегаты бесперебойного питания АБП. Эти агрегаты состоят из выпрямителя, используемого как зарядноподзарядный агрегат, инверторов для питания переменным током потребителей первой группы. Число комплектов АБП для потребителей переменного тока первой группы, обеспечивающих безопасность реакторной установки и сохранность основного оборудования, должно быть достаточным для питания контрольно-измерительных приборов и автоматики машинного зала, автоматики системы управления турбиной АСУТ, управляющей вычислительной системы.

Между щитами постоянного тока батарей блочной и УВС предусматривается нормально отключенная перемычка для обеспечения пита-

ния только цепей оперативного тока с целью сохранения контроля за состоянием оборудования при выходе из строя одной из батарей в аварийных режимах при остановке блока (силовое питание по этой перемычке не подается, поэтому на схеме рисунка 18.1 она не показана).

Вместе с тем, целый ряд энергоблоков с ВВЭР-1000, были построены ранее без секций надежного питания общецлочных потребителей ВJ и ВК. В схеме электроснабжения с.н. этих энергоблоков предусматривалось надежное питание только общецлочных потребителей первой группы (постоянного тока и 0,4 кВ переменного тока от инверторов).

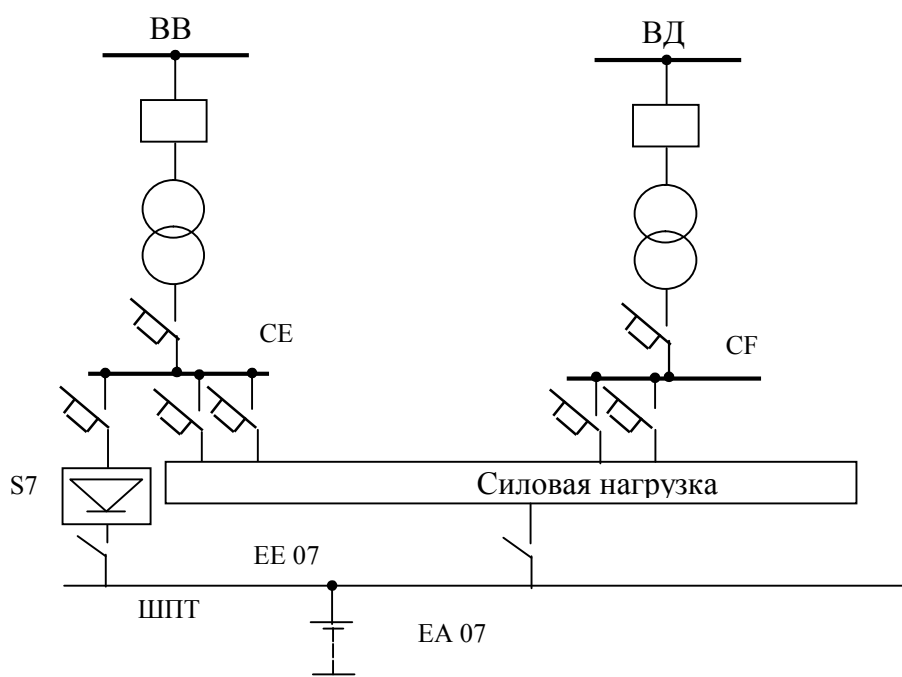


Рисунок 18.2. Структурная схема электроснабжения силовой нагрузки СУЗ

Основными потребителями, подключенными к щитам постоянного тока, являются: информационно-вычислительный комплекс (УВС); цепи управления, сигнализации и приводы выключателей ВЭ-6; маслonaсосы турбоагрегата; КИП и А и АСУТ машинного зала. Управляемые выпрямители получают питание от секций нормальной эксплуатации через понижающие трансформаторы 6,3/0,4 кВ. Общецлочные аккумуляторные батареи ЕА05 и ЕА06 в этом случае рассчитываются на работу в аварийном режиме разряда в течение 30 мин.

18.4. Схемы электрических соединений для приводов системы управления и защиты

Радиационная безопасность АЭС обеспечивается надежной работой системы управления и защиты, аппаратуры контроля нейтронного потока (АКНП). Эти системы относятся к потребителям первой группы, требуют гарантированного питания в течение двух секунд (для предотвращения срабатывания АЗ реактора), но не требующие питания в режиме обесточивания и после срабатывания АЗ реактора.

СУЗ включает в себя силовую нагрузку (электромагниты приводов) и панели логики формирования сигналов управления и защиты.

В нормальном режиме электромагниты приводов СУЗ должны получать питание от секций 0,4 кВ через трансформатор 6,3/0,4 кВ. В схеме электроснабжения с.н. должно устанавливаться не менее двух таких секций и трансформаторов для взаиморезервирования питания нагрузки СУЗ (для блока с реактором ВВЭР-1000 для этих целей предусматриваются секции СЕ и СФ на рисунке 18.2. и рисунке 18.3.). Во избежание погашения реактора при посадках напряжения до 2 секунд на шинах 6,3 кВ третьей группы надежности, должно предусматриваться переключение приводов СУЗ на специально установленную аккумуляторную батарею напряжением 110 В.

Обратить внимание: переключение электромагнитов СУЗ осуществляется с переменного тока 0,4 кВ на постоянный ток 110 В.

Батарея должна работать в режиме постоянного подзаряда от подзарядного агрегата. Подзарядный агрегат должен получать питание от шин 0,4 кВ нормальной эксплуатации (третьей группы надежности). Структура логики СУЗ и АКНП предусматривает разделение каждой из этих систем на три канала (рисунок 18.3.):

- два канала формирования сигналов АЗ;
- один канал предупредительной сигнализации и защиты СУЗ.

Для повышения надежности все три канала получают питание от каждой системы безопасно. Рассмотрим схему питания каналов от одной системы надежного питания. Она включает в себя следующее:

- 1-ый канал получает питание через тиристорный АВР от одного АБП системы безопасности и от шин 0,4 кВ надежного питания системы безопасности;
- 2-ой канал получает питание через ТАВР от второго инвертора СБ и от шин 0,4 кВ нормальной эксплуатации;
- 3-ий канал получает питание через ТАВР от третьего инвертора СБ и от шин 0,4 кВ нормальной эксплуатации.

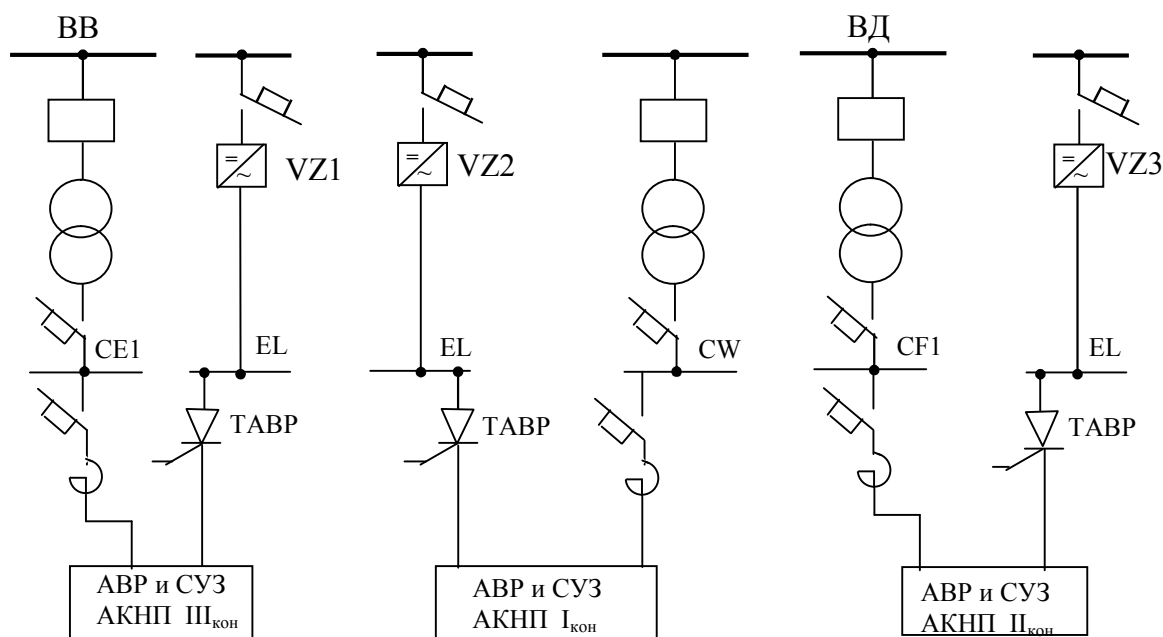


Рисунок 18.3. Схему питания каналов от одной системы надежного питания.

Основным источником питания каждой СУЗ и АKNП являются инверторы системы безопасности. При неисправностях на шинах постоянного тока или повреждении инвертора питание переключается на шины нормальной эксплуатации или надежного питания через тиристорный АВР.

Контрольные вопросы.

1. Общеблочные потребители второй группы надежности.
2. Питание общеблочных потребителей 6 кВ второй группы надежности.
3. Электроснабжение общеблочных потребителей 0,4 кВ второй группы надежности.
4. Схемы электрических соединений для общеблочных потребителей первой группы.
5. Особенности электрических соединений для питания приводов системы управления и защиты.

ЛЕКЦИЯ 19

Тема: Схемы надежного питания потребителей систем безопасности собственных нужд АЭС

19.1. Схемы электрических соединений 6 кВ для потребителей второй группы надежности систем безопасности АЭС

Известно, что на АЭС существует целая группа механизмов, требующих надежного питания для обеспечения ядерной безопасности электростанции, которая допускает перерывы питания на время, определяемое условиями аварийного расхолаживания. Эти потребители относятся к потребителям второй группы. В нормальном режиме работы АЭС работает только часть этих потребителей. При аварийном расхолаживании нагрузка на сеть надежного питания существенно возрастает за счет ввода в работу аварийных механизмов.

В соответствии с основной концепцией безопасности эксплуатации АЭС с ВВЭР, принятой МАГАТЭ, на каждый реакторный энергоблок предусматриваются три полностью независимые автономные системы безопасности, каждая из которых способна осуществить аварийное расхолаживание и локализацию аварии. Независимость трех систем безопасности выдерживается по технологической, электрической части и по цепям управления. В соответствии с этим на каждый реакторный блок устанавливается три автономные системы надежного питания на напряжениях 6; 0,4 кВ переменного тока и 0,22 кВ постоянного тока, включающие в себя каждая: дизель-генератор, аккумуляторные батареи, два выпрямительных устройства, три автономных полупроводниковых инвертора, трансформаторы 6,3/0,4 кВ и 6,3/0,23 кВ, распределительные устройства на 6; 0,4 и 0,22 кВ (рисунок 19.1).

Каждая секция распределительного устройства 6,3 кВ надежного питания (BV, BW, BX) должна подключаться к рабочему источнику питания (к блочной секции 6 кВ третьей группы надежности ВА, ВВ или ВС) так, чтобы было обеспечено ее обязательное отделение при прохождении команды «отключить», например, через два последовательно включенных выключателя.

При этом, как правило, к блочной секции должно подключиться по одной секции надежного питания системы безопасности. Основными потребителями, получающими питание от этих секций, являются электродвигатели механизмов, обеспечивающие расхолаживание реактора и локализацию аварии в различных аварийных режимах с полной потерей переменного тока (насосы системы аварийного охлаждения зоны, аварийные питательные насосы и т.п.).

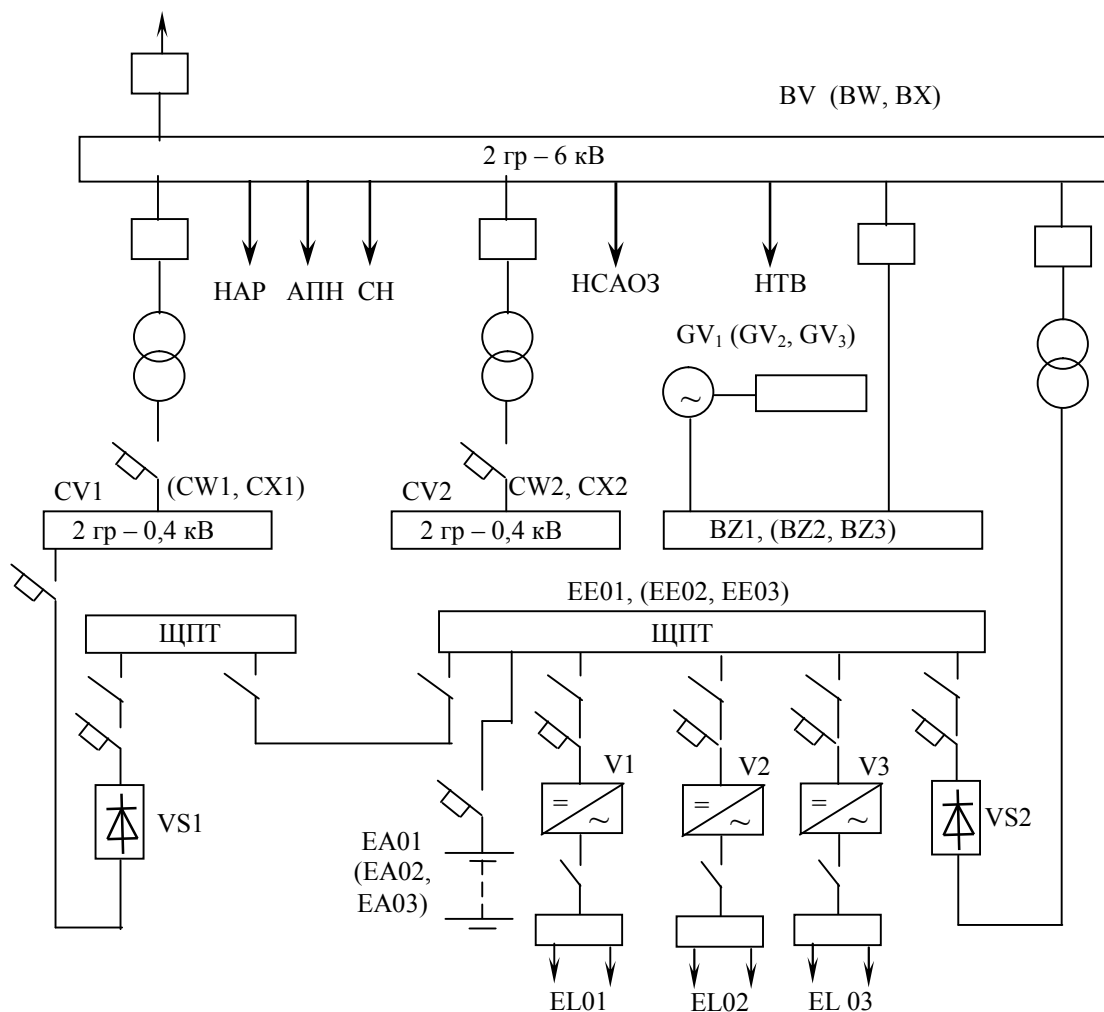


Рисунок 19.1.Схема электроснабжения потребителей системы безопасности

В случае исчезновения напряжения на секции 6,3 кВ (BV, BW, BX) надежного питания второй группы или появления импульса по технологическому параметру, характеризующему «большую» или «малую» течи в первом контуре или разрыв паропровода второго контура, питание на секции надежного питания подается от автоматически подключаемых к ним дизель-генераторов мощностью по 5600 кВт каждый. Два секционных выключателя обеспечивают в этом случае надежное отключение секции надежного питания при повреждениях или обесточении секции 6,3 кВ третьей группы надежности (ВА, ВВ, ВС, ВД). Отключение секции BV, BW, BX является обязательным условием включения дизельных генераторов на секцию надежного питания.

Между тремя секциями 6,3 кВ надежного питания и тремя ДГ не предусматривается взаимного резервирования. Каждая из секций способна по мощности подключенных ДГ и составу механизмов обеспечить аварийное расхолаживание реактора при любом виде аварии.

Ввод резервного питания на секции надежного питания 6,3 кВ систем безопасности не предусматривается. При возникновении аварийной ситуации

сигнал на запуск ДГ должен подаваться независимо на каждый ДГ. Включение ДГ на секцию должно производиться со временем большим времени действия автоматики ввода резервного питания на секцию 6,3 кВ третьей группы надежности. Набор нагрузки на ДГ должен осуществляться автоматически ступенями. ДГ постоянно должны находиться в режиме «горячего» резерва и готовы к автоматическому пуску и принятию нагрузки.

19.2. Схемы электроснабжения потребителей 0,4 кВ второй группы надежности систем безопасности АЭС

Секции надежного питания второй группы на 0,4 кВ получают питание от трансформаторов 6,3/0,4 кВ мощностью 1000 кВт. А основными потребителями этих секций являются: насос промконтура, насос организованных протечек, насос подачи бора высокого давления, насос расхолаживания бассейна выдержки, нагрузка каналов СУЗ и автоматики контроля нейтронного потока (АКНП), системы охлаждения помещений (БЩУ, РЩУ, СУЗ, АКНП), освещение реакторного отделения, питание КИПиА.

Минимальное количество секций надежного питания 0,4 Кв должно быть равно числу каналов систем безопасности. Для схемы электроснабжения собственных нужд блока с реакторов ВВЭР-1000 от каждой секции надежного питания 6 кВ должно питаться две секции 0,4 кВ (CV1, CV2 на рисунке 19.1). Состав механизмов, подключенных к секциям 0,4 кВ и мощность трансформаторов в каждой системе должна быть рассчитана на стопроцентную нагрузку потребителей 0,4 кВ одной системы безопасности.

Рассмотрим организацию электроснабжения потребителей второй группы надежности при авариях в технологической части и аварийном обесточении АЭС (т.е. отсутствии напряжения на шинах нормальной эксплуатации от ОТСН и РТСН). При длительном обесточении шин нормальной эксплуатации через время, несколько превышающее время АВР от РТСН, по сигналу отсутствия напряжения на шинах BV (BW, BX) будет подана команда на запуск дизельных генераторов систем безопасности. Время выхода ДГ на номинальные обороты из нерабочего состояния составляет 15 секунд. Для включения ДГ на секцию надежной эксплуатации обязательным условием является надежное отключение секции BV (BW, BX) от обесточенной или поврежденной рабочей секции ВА (ВВ, ВС). Наличие двух последовательно включенных секционных выключателей между секциями надежного питания BV (BW, BX) и секциями нормальной эксплуатации ВА (ВВ, ВС) гарантирует успешность отделения для автономной работы даже при отказе одного секционного выключателя. После включения ДГ секция готова к аварийному расхолаживанию.

Основными расчетными режимами для каждой из трех систем безопасности являются:

- А) обесточение без аварии технологического оборудования;
- Б) обесточение с малой течью в первом контуре, компенсируемой системой подпитки;
- В) обесточение с большой течью в первом контуре, не компенсируемой системой подпитки;
- Г) обесточение с разрывом паропровода второго контура.

Ввиду соизмеримости мощности нагрузки и ДГ, включение ЭД механизмов производится ступенями; последовательность и интервалы времени определяются технологической частью. Для каждого из расчетных режимов существует своя аварийная программа автоматического ступенчатого пуска.

Длительность перерыва питания секции 6 кВ надежного питания составляет от 20 сек (для «0» ступени) до 50 секунд (для последней ступени) подключаемой нагрузки.

Потребители 0,4 кВ второй группы на время перерыва питания до приема нагрузки на ДГ обесточиваются. После приема нагрузки на ДГ потребители 0,4 кВ второй группы получают питание по нормальной схеме.

19.3. Схемы электрических соединений для потребителей первой группы надежности систем безопасности.

Концепция безопасности атомных станций требует наличия в схеме электроснабжения потребителей, не допускающих по условиям безопасности перерыва питания более чем на доли секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов с.н. и требующие обязательного наличия питания после срабатывания аварийной защиты реактора.

Для питания потребителей этой группы надежности используются сети постоянного тока и сети переменного тока 0,4 кВ.

Система постоянного тока для питания потребителей первой группы, обеспечивающих безопасность в пределах энергоблока, должна быть разделена на отдельные установки, число которых должно соответствовать принятому в проекте числу каналов системы безопасности. Каждая установка постоянного тока (рисунок 19.1) должна состоять из аккумуляторной батареи (ЕА01, ЕА02, ЕА03), зарядного (VS1) и подзарядного (VS2) устройства и распределительного устройства (ЕЕ01, ЕЕ02, ЕЕ03). АБ должны нормально работать в режиме постоянного подзаряда. Постоянный подзаряд и заряд АБ должны осуществляться через выпрямительные устройства, подключаемые через понижающие трансформаторы к секциям потребителей второй группы надежности.

АБ каналов системы безопасности выбираются при условии их автономной работы в режиме обесточивания по допустимому уровню напряжения на шинах щита постоянного тока при максимальной толковой нагрузке в начале аварии, включая суммарную нагрузку сети питания потребителей переменного тока первой группы надежности. При этом для двигательной нагрузки должен учитываться пусковой ток.

Мощность подзарядного устройства должна быть достаточной для обеспечения работоспособности всех потребителей, подключенных к данной установке постоянного тока, при всех стационарных режимах в цепях потребителей. Мощность зарядного устройства должна быть достаточной для перевода батареи из разряженного состояния в полностью заряженное в течение определенного времени. Для заряда системной АБ к выпрямителю через встроенный в нем переключатель подается питание от соответствующей секции 0,4 кВ второй группы от трансформатора 6/0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью.

При этом на время заряда от щита постоянного тока отключаются все потребители, что исключает вероятность появления второй «земли» в цепи АБ.

Зарядное и подзарядное устройство могут быть совмещены в одном устройстве. Так, в установках постоянного тока, используемых в схемах электроснабжения блока с реактором ВВЭР-1000, зарядное и подзарядное устройство совмещены в одном зарядно-подзарядном выпрямителе – тиристорном преобразователе ТППС-800.

Для питания потребителей первой группы переменным током, а также заряда и подзаряда используются агрегаты бесперебойного питания АБП. Эти агрегаты состоят из выпрямителя (VS2), используемого как зарядно-подзарядный агрегат, и инверторов (EL01, EL02, EL03) для питания переменным током потребителей первой группы. Число комплектов АБП для потребителей переменного тока первой группы, обеспечивающих безопасность, должно быть не менее принятого в проекте энергоблока числа каналов системы безопасности, предусмотренных в технологической части. Минимальное число инверторов АБП в пределах одного канала должно соответствовать числу независимых комплектов технических средств (например, системы управления и защиты, аварийная защита и др.), предусматриваемых в данном канале безопасности.

Упрощенная схема электроснабжения потребителей с.н. блока АЭС представлена на рисунке 19.2.

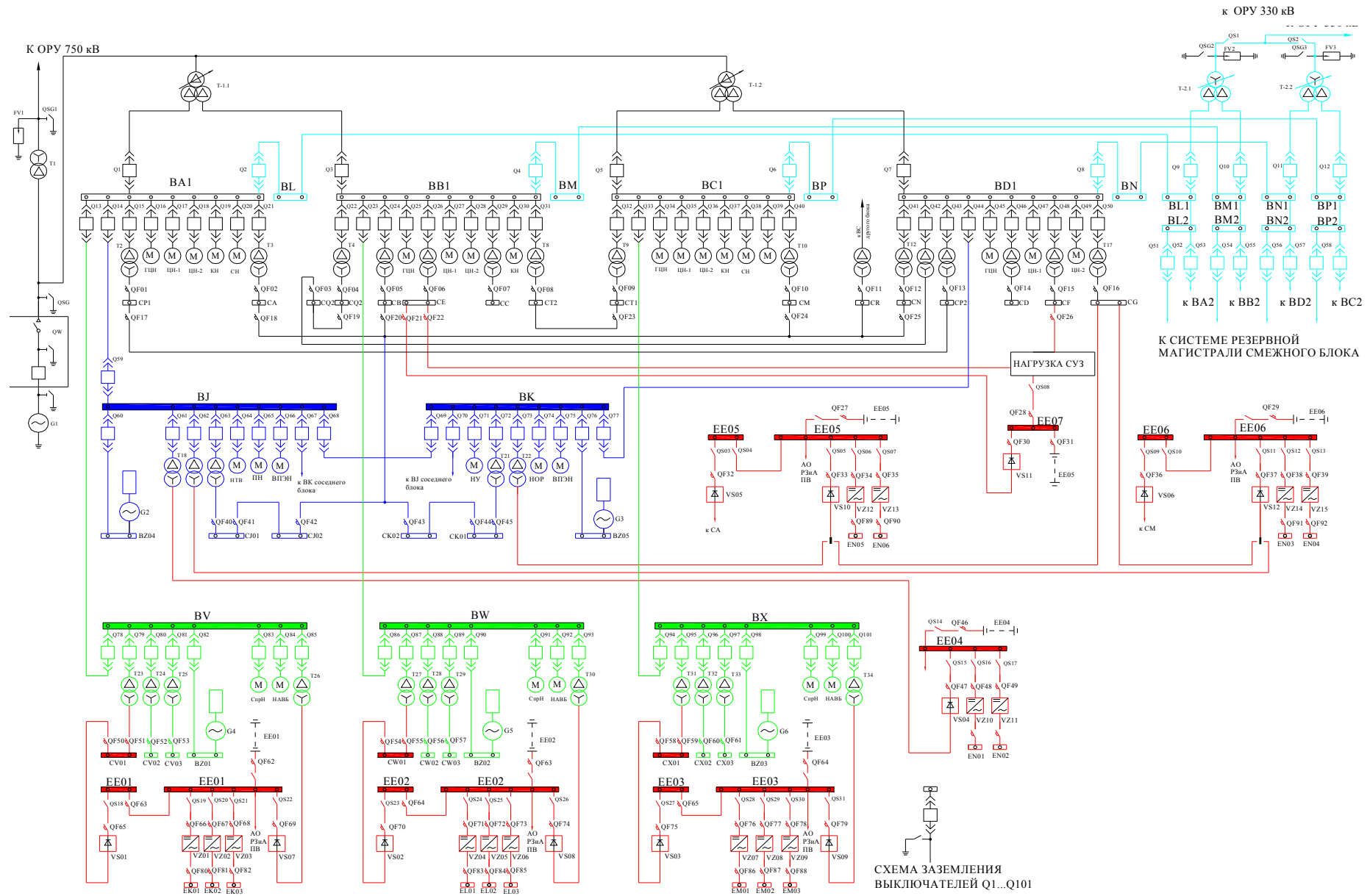


Рисунок 19.2. Схема электроснабжения потребителей С.Н. блока АЭС

Контрольные вопросы.

1. Схемы электрических соединений 6 кВ для потребителей второй группы надежности систем безопасности АЭС;
2. Схемы электроснабжения потребителей 0,4 кВ второй группы надежности систем безопасности АЭС
3. Схемы электрических соединений для потребителей первой группы надежности, систем безопасности АЭС.

ЛЕКЦИЯ № 20

ТЕМА: Выбор мощности основных и резервных трансформаторов собственных нужд

20. 1 Выбор мощности основных (рабочих) трансформаторов собственных нужд

Мощность основных трансформаторов собственных нужд (ОТСН) электростанций выбирается по расчетной нагрузке секций нормальной эксплуатации с учетом нагрузки общестанционных потребителей собственных нужд.

При выборе мощности ОТСН необходимо иметь в виду, что:

- часть механизмов собственных нужд работают только в аварийных режимах (например, спринклерные насосы, насосы аварийного впрыска бора и др.);
- многие механизмы собственных нужд являются резервными в каждом элементе технологической схемы ЭС (например, конденсатные насосы турбины);
- часть механизмов и электроприёмников работают периодически (например, сварка, освещение).

Кроме того, мощность электродвигателей механизмов выбирается с учётом ухудшения условий работы в процессе эксплуатации, иногда завышается из-за тяжёлых условий пуска, наконец, выбор мощности по каталогу также приводит к увеличению мощности электродвигателей против расчетной.

Определение действительной нагрузки ОТСН на стадии проектирования представляет сложную задачу из-за зависимости её от ряда факторов:

- коэффициента загрузки двигателя, который принимается по опыту эксплуатации прототипных блоков ЭС (Таблица 20.1);
- КПД η и коэффициента мощности $\cos \varphi_{\text{дв}}$ электропотребителей, включённых на секции с напряжением 6,3 кВ (выбирается из каталогов на электродвигатели соответствующей мощности и назначения);
- наличия резервных механизмов и механизмов, не работающих в нормальном режиме;
- количества и загрузки трансформаторов второй ступени напряжения (6,3/0,4 кВ).

При проектировании применяют упрощённую методику определения $S_{\text{расч. кВА}}$, которая использует расчетные переводные коэффициенты $K_{\text{расч.}}$ для групп электродвигателей и для трансформаторов второй ступени [20.1].

Расчетная нагрузка на ОТСН, подключенный ответвлением к генераторному токопроводу, составляет

$$S_{\text{расч.Т1}} = K_{\text{расч.д1}} \sum_1^{n_{\text{дт}}} S_{\text{расч.д1}} + K_{\text{расч.Т2}} \sum_1^{n_{\text{Т2}}} S_{\text{нт2}}, \quad (20.1)$$

Таблица 20.1

Наименование потребителя	Число		Р _{нд} кВт или S _{тн} кВт	КПД η, %	cosφ _н	Коэффициент загрузки K _{згр}
	установ- ленных	работа- ющих				
Главный циркуляционный насос	4	4	8000	97,5	0,90	0,67
Циркуляционный насос 1 скорость	3	2	2500	97,0	0,89	0,88
Циркуляционный насос 2 скорость	3	3	4000	96,9	0,92	0,88
Конденсатный насос 1 ступени	3	2	1000	95,5	0,85	0,62
Конденсатный насос 2 ступени	3	2	1600	96,5	0,89	0,62
Подъёмный насос	1	1	320	91,0	0,76	0,64
Насос замкнутого контура ОГЦ	2	1	630	93,5	0,85	0,64
Сливной насос ПНД-1	3	2	315	93,7	0,88	0,64
Сетевой насос	4	2	680	94,1	0,87	1,00
Насос неответственных потребителей	2	1	1000	95,5	0,85	1,00
Насос градирен						
Подпиточный насос	4	2	4000	96,9	0,92	0,45
Сливной насос ПНД-3	3	3	800	93,0	0,88	0,93
Конденсатный насос ПСВ	3	2	500	93,0	0,84	0,60
Насос гидростатического подъема	2	1	250	90,0	0,77	0,64
ротора	2	1	250	90,0	0,77	0,50
Насос технической воды ответствен- ных потребителей	6	3	630	93,5	0,85	0,64
Насос промывочной воды электро- магнитных фильтров	2	2	250	90,0	0,77	0,90
Электродвигатель хамводоочистки	5	5	250	90,0	0,77	0,90
Трансформатор второй ступени	30	30	1000	99,5	1,00	1,00
Трансформатор АБП	5	5	400	-	-	1,00

где $K_{расч.д1}$ – расчетный переводной коэффициент для группы двигателей первой ступени напряжения (6,3 кВ) общим числом $n_{д1}$;

$S_{расч.д1}$ – расчетная потребляемая мощность каждого из двигателей первой ступени напряжения; определяется по формуле

$$S_{расч.д1} = \frac{P_{н.д.} \cdot K_{згр.д}}{\eta_{н.д} \cdot \cos \varphi_{н.д}}; \quad (20.2)$$

$K_{расч.т2}$ – расчетный переводной коэффициент для группы трансформаторов второй ступени напряжения общим числом $n_{т2}$;

$S_{нт2}$ – номинальная мощность каждого из трансформаторов второй ступени.

Необходимо подчеркнуть, что в величину $S_{расч.}$ включают все электродвигатели и трансформаторы первой ступени, включенные на секции нормальной эксплуатации, а также электродвигатели и трансформаторы секций надёжного питания, работающие в нормальном режиме (например, насосы технической воды ответственных потребителей, трансформаторы питания АБП и т.д.).

Электродвигатели, работающие эпизодически, а также электродвигатели механизмов систем расхолаживания, работающие только в аварийном режиме, при определении $S_{расч.}$ не учитывают.

На основе опыта проектирования и эксплуатации обычно принимают $K_{расч.д1} = K_{расч.д2} = 0,9$. Для электродвигателей механизмов АЭС, не вошедших в типовой перечень таблицы 20.1, коэффициент загрузки может принимать значения из диапазона $K_{згр} = 0,65 \dots 0,85$, а значения $\eta_{ном.д}$ и $\cos\varphi_{нд}$ следует принимать по каталожным данным электродвигателей, устанавливаемых на проектируемой ЭС.

Расчетную нагрузку трансформаторов второй ступени также можно определить через расчетные переводные коэффициенты. Ввиду неоднородности состава электроприемников их разбивают на четыре группы с соответствующими значениями обобщенных переводных коэффициентов. Тогда расчетная формула приобретает вид

$$S_{расч.т2} = 0,7 \sum P_{н1} + 0,35 \sum P_{н2} + 0,71 \sum P_{н3} + 0,85 \sum P_{н4}, \quad (20.3)$$

где $\sum P_{н1}$ - суммарная номинальная мощность постоянно работающих электродвигателей второй ступени единичной мощностью 50...200 кВт (при напряжении 0,4 кВ;

$\sum P_{н2}$ - суммарная номинальная мощность периодически работающих электродвигателей второй ступени единичной мощностью менее 100 кВт;

$\sum P_{н3}$ - суммарная номинальная мощность электродвигателей задвижек, колонок дистанционного управления и т.д.;

$\sum P_{н4}$ - суммарная номинальная нагрузка освещения и электрообогрева.

Учитывая сложность определения расчетного значения $S_{расч.т2}$, в учебном проектировании число и мощность трансформаторов второй ступени (6,3/0,4 кВ) принимаются по аналогии с действующими блоками АЭС.

При проектировании электрической части ЭС определение расчетной нагрузки ОТСН на напряжении 6,3 кВ целесообразно проводить в табличной форме (Таблица 20.2).

Распределение потребителей по секциям необходимо произвести таким образом, чтобы трансформаторы, питающие каждую пару секций нормальной эксплуатации (ВА и ВВ; ВС и ВД), были нагружены примерно одинаково. При этом расщеплённые обмотки каждого из трансформаторов также должны быть нагружены примерно одинаково.

Таблица 20.2

Наименование потребителей	Число		Р _{ид} кВт или S _т кВт	Расчетная нагрузка на трансформатор	Распределение нагрузки по секциям							
					BA+BJ+BV		BB+BW		BC+BX		BD+BK	
					n _{уст}	S _{расч.т1} кВА	n _{уст}	S _{расч.т1} кВА	n _{уст}	S _{расч.т1} кВА	n _{уст}	S _{расч.т1} кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГЦН	4	4	8000	6108	1	6108	1	6108	1	6108	1	6108
ЦН 1 _{скор.}	3	3	2500	2548	1	2548			1	2548	1	2548
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КН 2 _{ступ}	3	2	1600	1155	1		1	1155	1	1155		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насос градирен	4	2	4000	2027	1	2027	1		1		1	2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на расщепленную обмотку					29087		28201		31088		30806	
Расчетная нагрузка на ОТСН с учетом K _{расч} = 0,9					0,9×57288				0,9×61894			

С целью повышения надежности функционирования технологической схемы АЭС потребители одинакового назначения должны включаться на разные секции нормальной эксплуатации.

С целью углубления знаний по электроснабжению потребителей собственных нужд в таблицу 20.2 следует включать и электродвигатели механизмов систем расхолаживания, работающие только в аварийном режиме, но при определении S_{расч.} их мощности не учитывать.

20.2 Выбор мощности резервных трансформаторов собственных нужд

Определение расчетной нагрузки на резервный трансформатор собственных нужд (РТСН) производится аналогично расчёту на ОТСН. При этом в соответствии с нормами технологического проектирования АЭС возможны два варианта.

1. В блоках генератор-трансформатор отсутствуют генераторные выключатели. В этом случае РТСН должен обеспечить длительную замену рабочего (ОТСН) и одновременно пуск или останов другого реакторного блока. Соответственно и должна быть составлена расчетная таблица, аналогичная таблице 20.2.

2. В блоках генератор-трансформатор установлены генераторные выключатели. В этом случае РТСН должен обеспечить длительную замену ОТСН и потому мощность РТСН, как правило, принимается равной мощности рабочего трансформатора собственных нужд блока. Следует иметь в виду, что эта замена происходит при отключении рабочего питания и практически одновременном переходе всех потребителей на РТСН. При этом:

- после отключения питания под действием момента сопротивления происходит снижение частоты вращения электродвигателей;
- при подаче питания от РТСН осуществляется режим самозапуска всех электродвигателей, когда частота вращения возрастает;
- суммарный пусковой ток электродвигателей увеличивает падение напряжения на внутреннем сопротивлении РТСН и, соответственно, снижается напряжение на выходе РТСН.

Самозапуск может оказаться неуспешным, если агрегаты собственных нужд, участвующие в этом режиме, не развернутся до рабочей частоты вращения за допустимое время. В этом случае РТСН не выполнит своего предназначения.

Поэтому РТСН после выбора его по каталожным данным должен быть проверен по режиму самозапуска электродвигателей механизмов собственных нужд АЭС.

Контрольные вопросы.

1. Какие особенности работы механизмов с.н. следует учитывать при расчете мощности ОТСН?
2. Какие факторы усложняют определение действительной нагрузки ОТСН?
3. Какие электропотребители обязательно включают в расчетную таблицу выбора ОТСН?
4. Какие электродвигатели не включают в расчетную таблицу выбора ОТСН?
5. Какова особенность определения расчетной нагрузки на трансформаторы второй ступени?
6. Каким образом необходимо распределять потребители с.н. по секциям нормальной эксплуатации и надежного электроснабжения?
7. Особенность выбора РТСН для блоков генератор-трансформатор без генераторных выключателей.
8. Особенность выбора РТСН для блоков генератор-трансформатор при наличии генераторных выключателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Г.Н., Афанасьев А.И., Борисов В.В. и др. Эксплуатация электрических аппаратов.- СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2000.- 307 с.
2. Алиев И.И., Абрамов М.Б. Электрические аппараты: Справочник.-М.: Издательское предприятие РадиоСофт, 2004.- 256 с.
3. Бургсдорф В.В., Якобс А.И. Заземляющие устройства электроустановок.- М.: Энергоатомиздат, 1987. - 400 с.
4. Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов.- М.: Академия ИЦ, 2003. - 176 с.
5. ГОСТ 14209-85 (СТ СЭВ 3916-82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.- М.: Изд-во стандартов, 1985. - 30 с.
6. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.-М.: Изд-во стандартов, 2002. - 82 с.
7. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
8. Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ.-М.: Энергоатомиздат, 1987. - 334 с.
9. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 48 с.
10. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник.- М.: Изд-во ЗАО "Энергосервис", 2000. - 376 с.
11. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.- М.: НТО Минэнерго СССР, 1991. - 86 с.8.
13. Околович М.Н. Проектирование электрических станций.-М.: Энергоатомиздат, 1983. - 400 с.
14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник.- М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. - 480 с.
15. Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. 7-е изд.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 104 с.
16. Проектирование электрической части станций и подстанций /Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
17. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ / Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 288. – 55 с.11.
18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: ИЦ "Академия", 2005.- 448 с.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева.- М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.- 152 с.

20. Справочник по проектированию подстанций 35-1150 кВ/ Под ред. Я.С. Самойлова.- М.: Энергоатомиздат, 1992.
21. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 и 110-1150 кВ. Том V / Сост. Макаров Е.Ф.; Под ред. Горюнова И.Т., Любимова А.А.- М.: Папирус Про, 2005. - 624 с.
22. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению (№ 14198 тм - т. 1).- М.: Энергосетьпроект, 1993. - 75 с.
23. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
24. Электрическая часть электростанций / Под ред. С.В. Усова – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
25. Электрическая часть станций и подстанций/ Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев. М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.