

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Козлов А.Н., Козлов В.А., Ротачева А.Г.

**СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ,
АТОМНЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Благовещенск

Издательство АмГУ

2017

ББК 31.37я73
С 56

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Амурского государственного
университета*

Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

А.А. Гаврилов, зам. начальника департамента - начальник отдела социальной политики АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК», г. Благовещенск).

А.И. Федотов, профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ, г. Казань), д-р. техн. наук.

С 56 Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций: учебное пособие / Изд. 3-е, испр. – Благовещенск, Изд-во АмГУ, 2017. – 315 с.

Пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника». Соответствует рабочей программе дисциплины «Специальный курс электрических станций» и федеральному государственному стандарту ВО РФ.

Рассматривается назначение и устройство машин и механизмов собственных нужд, обеспечивающих технологический цикл производства и преобразования электрической и тепловой энергии на электрических станциях, и схемы электроснабжения приводов этих аппаратов. Приведены нормативно-справочные материалы для проектирования схем собственных нужд станций различного типа.

А.Г. Ротачевой разработан тематический план дисциплины и подготовлены материалы четвертого раздела (ГЭС и ГАЭС), а также справочные данные приложений 3 и 4. В.А. Козловым подготовлены материалы и рисунки третьего раздела. А.Н. Козловым подготовлены остальные разделы пособия и выполнена общая редакция рукописи.

В авторской редакции.

ББК 31.37я73

©Амурский государственный университет, 2017
©Козлов А.Н., Козлов В.А., Ротачева А.Г. (составители), 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

Любая электрическая станция – это очень сложный технологический объект. Работа всех агрегатов и систем должна происходить согласованно. Машина и аппараты, обеспечивающие эту работу, принято называть собственными нуждами станции. Потребители собственных нужд электрических станций относятся к I категории по надежности питания и требуют электроснабжения от двух независимых источников. В предлагаемом Вашему вниманию учебном пособии освещается технологический цикл выработки электрической и тепловой энергии на тепловых, атомных, гидравлических электростанциях и механизмы, обеспечивающие реализацию этого цикла, а также затрагиваются вопросы выполнения собственных нужд на подстанциях.

Изучение компоновочных решений и особенностей эксплуатации электрооборудования собственных нужд электрических станций и подстанций предусмотрено в качестве одного из разделов в рабочей программе дисциплины «Специальный курс электрических станций». Дисциплина включена в учебный план подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» в Амурском государственном университете по согласованию с предприятиями, принимающими на работу выпускников энергетического факультета.

Целью освоения материалов учебного пособия является формирование знаний по основам проектирования собственных нужд электрических станций и подстанций энергосистем, режимам работы агрегатов и систем собственных нужд и особенностям их эксплуатации.

Изучение дисциплины «Специальный курс электрических станций» помогает студенту в приобретении следующих компетенций:

– способности принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования (ПК-3)

– готовности определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности (ПК-5)

– способности рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности (ПК-6);

– готовности обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике (ПК-7).

Знания, полученные при освоении дисциплины, могут быть востребованы при выполнении выпускной квалификационной работы.

Настоящее учебное пособие – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета в рамках реализации гранта Министерства образования и науки Российской Федерации «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-

металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

ВВЕДЕНИЕ

Процесс производства и преобразования электроэнергии на электрических станциях полностью механизирован. Экономичная работа современных мощных котлов и паротурбинных агрегатов тепловых электростанций (ТЭС) возможна только при участии вспомогательных рабочих машин (мельниц, дробилок, кранов, транспортеров, насосов, вентиляторов и др.), необходимых для приготовления и транспорта топлива, подачи воздуха в камеры горения топлива и удаления из них продуктов сгорания и золы, подачи воды в котлоагрегаты, поддержания вакуума в конденсаторах турбины, водоснабжения станции и многого другого.

Еще более ответственны функции вспомогательного оборудования на атомных электрических станциях (АЭС), являющихся одним из видов ТЭС. Главные циркуляционные насосы, обеспечивающие циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора, системы технологического контроля реактора, его управления и защиты обеспечивают безопасность эксплуатации АЭС, поскольку существует потенциальная возможность выделения в окружающую среду радиоактивных веществ.

Производственный процесс на гидростанциях значительно проще и требует меньшего количества вспомогательных рабочих машин. Однако и здесь необходимы насосы для технического водоснабжения, масляные насосы системы регулирования и смазки гидроагрегатов, компрессоры маслонапорных установок и др.

Все вспомогательное оборудование, необходимое для экономичной и надежной работы любой электрической станции: рабочие машины с приводными электродвигателями (или паровыми турбинами), приемники электроэнергии всех видов, электрические сети, распределительные устройства (РУ), понижающие трансформаторы, независимые источники электроэнергии, а также соответствующая система управления, образуют **систему собственных нужд (с.н.) электростанции**. Аббревиатура, предлагаемая в скобках несколько отличается от традиционной, но авторы сознательно предлагают именно такую, чтобы избежать двойного толкования: буквами СН чаще всего обозначают оборудование так называемого «среднего» напряжения: например на подстанции с номинальными напряжениями 220/110/10 кВ шины и аппараты 110 кВ называют, как правило, «шины СН» и т.п.

Литература, посвященная собственным нуждам электрических станций и подстанций, последние 10-15 лет издавалась редко и касалась, как правило, только какого-либо одного вида электростанций (ТЭС или ГЭС). В основу настоящего учебного пособия положены материалы книг [1], [2] и [3].

1. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

1.1. Источники энергоснабжения собственных нужд

Мощность и энергия, потребляемая системой собственных нужд, зависят от типа электростанции, вида топлива, типа и мощности турбин, типа ядерного реактора и других условий [3]. В табл. 1 приведены обобщенные данные по максимальным нагрузкам системы с.н. отечественных электростанций разных типов в процентах установленной мощности.

Таблица 1

Нагрузки системы собственных нужд

Тип станции	Особенности станции	Нагрузка с.н. (в процентах установленной мощности)
АЭС	С водяным теплоносителем	5 - 8
	С газовым теплоносителем	5 - 14
КЭС	На пылеугольном топливе	6 - 8
	На газомазутном топливе	3 - 5
ТЭЦ	На пылеугольном топливе	8 - 14
	На газомазутном топливе	5 - 7
ГЭС	Большой мощности	0,5 - 1
	Малой и средней мощности	2 - 3

Нормальная работа электростанции и безопасность ее обслуживания возможны только при условии надежной работы системы с.н. Поэтому надежность является основным требованием, которому должна удовлетворять система с.н., особенно атомных и тепловых электростанций. Согласно ПУЭ потребители системы с.н. электростанций отнесены к 1-й категории и их электроснабжение должно обеспечиваться от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения допускается лишь на время действия устройств автоматического ввода резерва (АВР). Особо выделяется группа электроприемников, перерыв питания которых связан с опасностью для жизни персонала или с повреждением основного силового оборудования. Для электроснабжения этой группы особо ответственных потребителей требуется не менее трех независимых источников питания – рабочего и двух резервных.

Система с.н. должна быть также экономичной. Это означает, что требуемая надежность должна обеспечиваться при минимально возможных капиталовложениях и расходе электроэнергии. Расход электроэнергии в системе с.н. входит в состав основных технико-экономических показателей электростанции.

В настоящее время общепризнано, что электроснабжение системы собственных нужд электростанций разных типов (тепловых, атомных и

гидростанций) может быть обеспечено наиболее просто, экономично и надежно от генераторов станции и энергосистемы. Надежность электроснабжения обеспечивается при выполнении следующих условий:

при применении быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения в системе с.н. при КЗ во внешней сети и вызванного этим торможения электродвигателей и снижения производительности рабочих машин;

при автоматическом регулировании возбуждения генераторов, обеспечивающем быстрое восстановление нормального напряжения на шинах с.н. после отключения КЗ;

при использовании для привода рабочих машин асинхронных электродвигателей с короткозамкнутыми роторами, легко разворачивающихся после кратковременного снижения частоты вращения;

при рациональном построении схемы электроснабжения системы с.н., в основу которой положено секционирование с присоединением группы электроприемников, относящихся к каждому агрегату (блоку, котлу), к отдельной секции РУ с отдельным рабочим трансформатором. Благодаря этому КЗ в сети с.н. вызывают понижение напряжения только у соответствующей группы электроприемников.

Для особо ответственных потребителей с.н., требующих повышенной надежности электроснабжения, предусматривают независимые источники энергии ограниченной мощности, обеспечивающие питание этой группы электроприемников при полном исчезновении напряжения на станции. Такими независимыми источниками энергии могут быть:

автономные агрегаты с автоматическим пуском, состоящие из первичного двигателя в виде дизеля или газовой турбины и синхронного генератора;

вспомогательные генераторы, установленные на валу главных агрегатов; аккумуляторные батареи со статическими преобразователями.

Автономные агрегаты требуют для пуска и набора нагрузки несколько минут. Поэтому они получили применение на ТЭС и АЭС для приемников энергии, допускающих такой перерыв в подаче энергии.

Для вспомогательного генератора, как и для главного генератора, первичным двигателем является турбина. При нарушении работы главного агрегата резервное питание системы с.н. может быть обеспечено от вспомогательного генератора в течение времени выбега главного агрегата. Вспомогательные генераторы заметно усложняют конструкцию главного агрегата и увеличивают размеры машинного зала, поэтому их применяют только на некоторых АЭС для электроснабжения двигателей главных циркуляционных насосов в режиме аварийного расхолаживания реактора.

Аккумуляторные батареи применяют на всех электростанциях. Для заряда батареи предусматривают статический (тиристорный) преобразователь, присоединенный к сети 380 В переменного тока. В нормальном режиме приемники энергии постоянного тока питаются от сети переменного тока

через преобразователь, который также подзаряжает батарею. При исчезновении напряжения в сети переменного тока приемники постоянного тока обеспечиваются энергией от аккумуляторной батареи без перерыва питания, даже кратковременного [3].

1.2. Рабочие машины системы собственных нужд электростанций и их характеристики

Рабочие машины системы с.н. электростанций весьма разнообразны по назначению, конструкции, мощности. Для выбора типа привода рабочих машин необходимо знать их механические характеристики и способы регулирования производительности.

1.2.1. Рабочие машины с нелинейно возрастающей механической характеристикой

Наибольшее применение в системе с.н. электростанций имеют лопастные насосы и вентиляторы. На ТЭС и АЭС лопастные машины используют, в частности, в качестве питательных, конденсатных, циркуляционных насосов; на станциях всех типов – в качестве насосов технического, противопожарного и хозяйственного водоснабжения. Лопастные вентиляторы используют на ТЭС в качестве дымососов, дутьевых вентиляторов, вентиляторов первичного воздуха и др.

Лопастные машины передают энергию от двигателя к перемещаемой жидкости (газу) с помощью рабочего колеса с лопастями и делятся на центробежные и осевые.

В центробежной машине лопасти вместе с боковыми стенками рабочего колеса образуют каналы, направленные от центра колеса к периферии (рис. 1). Поэтому при работе машины жидкость (газ), поступающая в насос (вентилятор) в осевом направлении, приходит во вращательное движение и под действием центробежных сил перемещается в основном в радиальном направлении. Затем по спиральному отводу, выполненному в виде диффузорного канала, жидкость (газ) направляется в напорный патрубок.

В осевой машине (рис. 2) лопасти имеют обтекаемый профиль (как у крыла самолета) и закреплены на втулке под углом к плоскости вращения колеса. Благодаря этому по обе стороны каждой лопасти возникает разность давлений и как следствие – движение жидкости (газа) в осевом направлении.

Осевые машины обладают рядом преимуществ перед центробежными: они легко обеспечивают большую производительность при умеренных напорах, более надежно работают при запыленном газе и имеют более высокий КПД в области расчетной производительности. Поэтому в последние годы они находят все большее применение в системе с.н. тепловых электростанций.

Эксплуатационные качества лопастных насосов и вентиляторов полностью определяются их рабочими характеристиками – зависимостями напора H , представляющего собой удельную энергию, которую сообщает машина жидкости или газу, мощности на валу P и полного КПД η от подачи (производительности) Q . Эти характеристики зависят от типа машины.

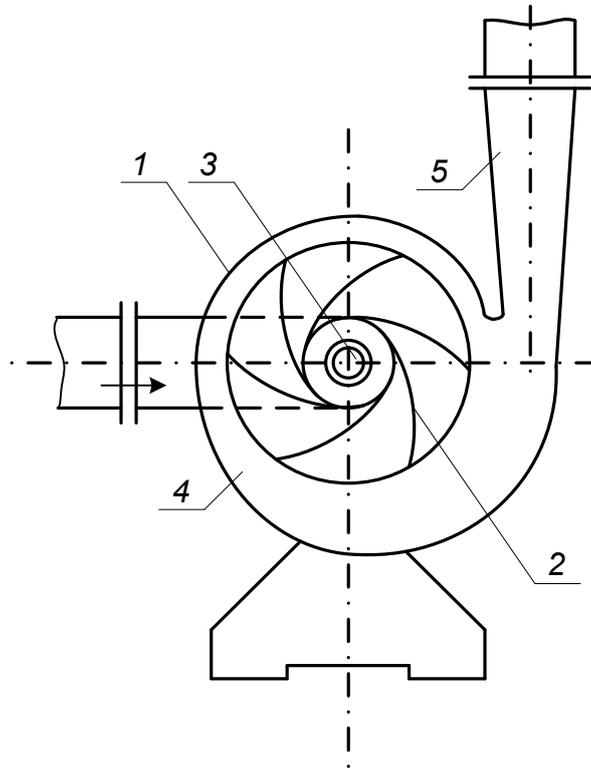


Рис. 1. Схема лопастной машины центробежного типа:
 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – входное отверстие;
 4 – спиральный отвод; 5 – напорный патрубок.

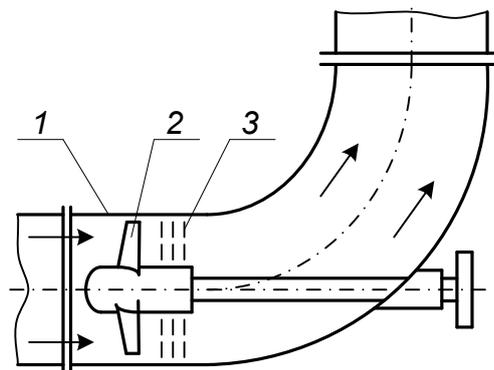


Рис. 2. Схема лопастной машины осевого типа:
 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – лопаточный отвод
 (направляющий аппарат).

Насосы центробежного типа обычно имеют выпуклую характеристику $H = f(Q)$ (ее часто называют главной или $H-Q$ -характеристикой) с восходящей и нисходящей частями – участки 1–2 и 2–3 кривой $H = f(Q)$, приведенной на рис. 3.

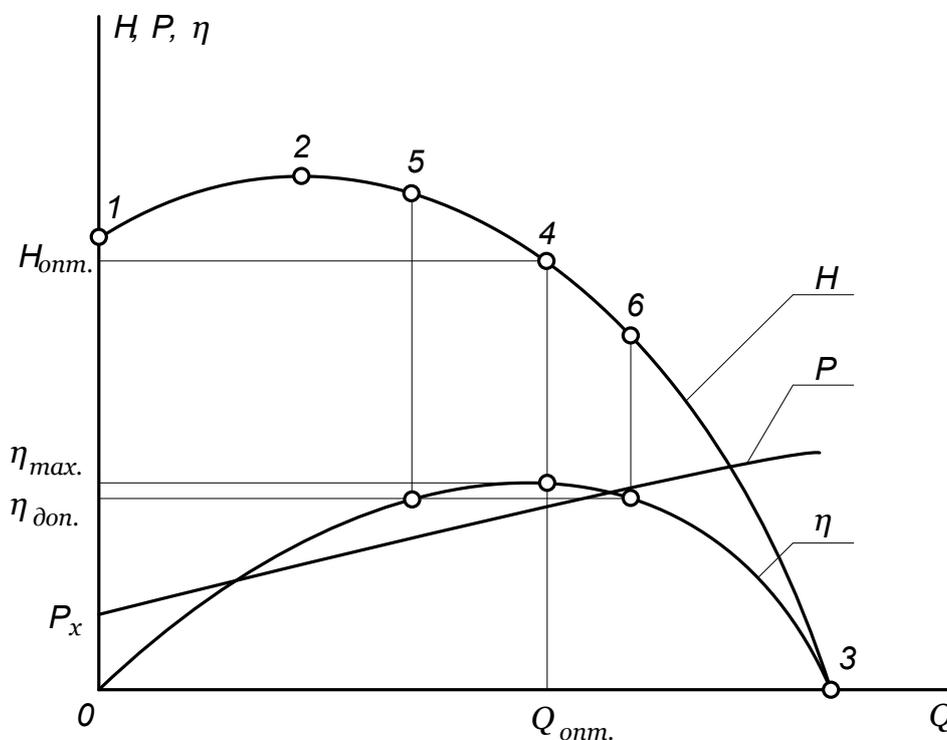


Рис.3. Рабочие характеристики насоса центробежного типа.

Работа насоса на восходящей части характеристики нежелательна, так как она сопровождается большими гидравлическими потерями, шумом и может быть неустойчивой. Поэтому при разработке конструкций насосов стремятся добиться, чтобы эта часть характеристики была относительно небольшой. Нисходящая часть $H-Q$ -характеристики может быть как полой (крутизна не превышает 10 – 12%), так и крутой (до 25 – 30%). Выбор насоса с той или иной крутизной характеристики определяется тем, какой параметр – напор или подача – должен мало изменяться при изменении режима работы насоса. Зависимость КПД насосов центробежного типа от их подачи также представляет собой выпуклую кривую (линия η на рис. 3), которая при некоторой подаче $Q_{opt.}$ имеет максимум $\eta_{max.}$. Поэтому подача $Q_{opt.}$ и соответствующий ей напор $H_{opt.}$ являются оптимальными, а точка 4 главной характеристики – точкой оптимального режима. В условиях эксплуатации насосы часто работают с подачей и напором, отличными от оптимальных, и, следовательно, с пониженным КПД. Однако снижение КПД более чем на 7% нежелательно. Этим и определяется рабочий участок $H-Q$ -

характеристики (на рис. 3 он ограничен точками 5 и 6, которым соответствует минимально допустимый КПД $\eta_{доп.}$).

Зависимость мощности на валу насосов центробежного типа от их подачи обычно представляет собой слегка изогнутую восходящую линию (кривая P на рис. 3). Точка пересечения этой линии с осью ординат определяет мощность холостого хода P_x которая расходуется на покрытие потерь, обусловленных циркуляционными потоками в насосе, трением дисков о жидкость, а также трением в сальниках и подшипниках. Мощность холостого хода обычно не превышает 30 – 40% номинальной мощности на валу насоса, поэтому пуск в ход центробежных насосов производят при закрытых напорных задвижках [3].

Вентиляторы центробежного типа работают со сравнительно небольшими напорами (до 15 000 Па), практически не сжимают газ и их рабочий процесс мало отличается от рабочего процесса центробежных насосов. Однако присущие вентиляторам конструктивные особенности отражаются на их характеристиках. Последние могут иметь только нисходящую часть или (при малых подачах) седлообразную форму.

Насосы и вентиляторы осевого типа передают энергию потоку жидкости или газа благодаря подъемной силе лопастей. Их рабочие характеристики по форме существенно отличаются от характеристик машин центробежного типа. Часто $H-Q$ -характеристики имеют седлообразную форму (рис. 4). Наличие в средней части характеристики восходящего участка (участок 1–2 на рис. 4) может явиться причиной неустойчивой работы насоса (вентилятора); поэтому машины осевого типа обычно работают на нисходящей части характеристики, расположенной правее точки 2, т.е. с большими подачами. Минимальную подачу насоса (вентилятора) выбирают таким образом, чтобы развиваемый при этом напор машины составлял не более 90 % напора, соответствующего вершине горба главной рабочей характеристики.

Диапазон изменения производительности, в котором отклонения КПД от максимального не выходят за допустимые пределы, при постоянной частоте вращения зависит от угла поворота лопастей. Машины с жестким закреплением лопастей имеют сравнительно небольшой рабочий участок $H-Q$ -характеристики. Насосы (вентиляторы), снабженные устройством для поворота лопастей при остановленной машине, позволяют путем изменения угла поворота лопастей изменять пределы регулирования подачи, однако при любом выбранном значении угла эти пределы остаются сравнительно небольшими. Более экономичное, широкое и плавное изменение подачи обеспечивают машины, оборудованные устройством для поворота лопастей на ходу. Объясняется это тем, что при неизменном угле поворота лопастей характеристика КПД машины осевого типа имеет резко выраженный максимум (кривая η на рис. 4) и существенное изменение производительности машины сопровождается быстрым уменьшением ее КПД.

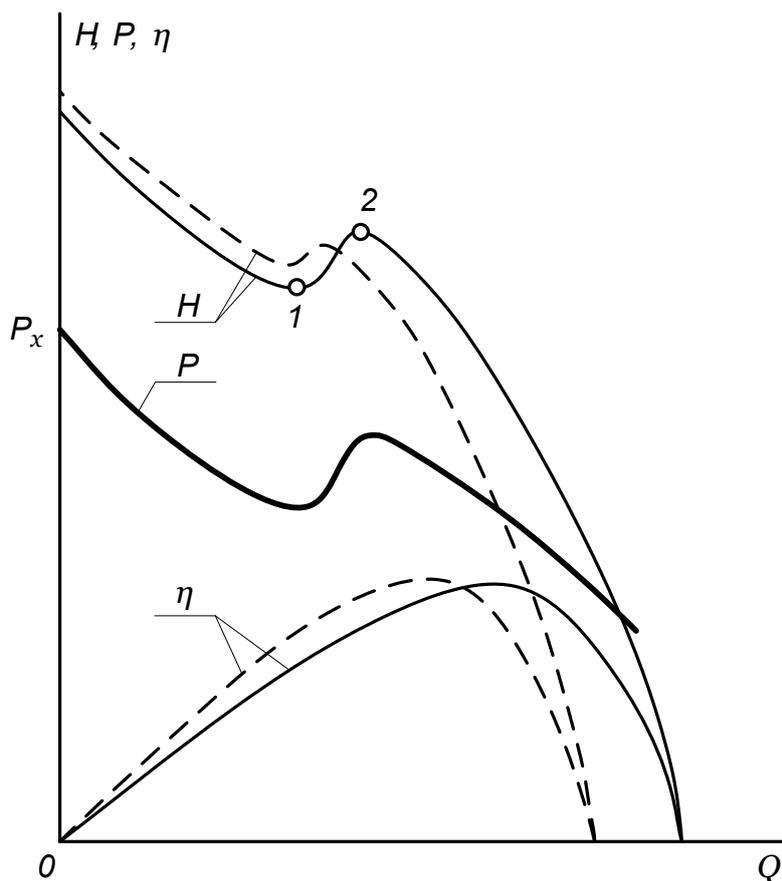


Рис.4. Рабочие характеристики машины осевого типа.

При изменении угла поворота лопастей происходит изменение как главной рабочей характеристики, так и характеристики КПД (см. пунктирные кривые на рис. 4), причем максимум последней, оставаясь практически неизменным, смещается в ту же сторону, что и рабочая часть $H-Q$ -характеристики.

Особенностью характеристики мощности на валу машин осевого типа является значительное превышение мощности холостого хода над номинальной мощностью (кривая P на рис. 4). Поэтому в отличие от центробежных машин, пуск осевых машин при закрытой задвижке на напорном трубопроводе недопустим.

Изменение частоты вращения лопастных насосов и вентиляторов приводит к изменению их главных рабочих характеристик. При любой частоте вращения характеристику можно получить путем пересчета $H-Q$ -характеристики, снятой при частоте вращения n_1 на частоту вращения n_i с помощью так называемых формул пропорциональности. При неучете изменения объемного и гидравлического КПД лопастных машин с изменением частоты вращения эти формулы имеют следующий вид [3]:

$$\frac{Q_i}{Q_1} = \frac{n_i}{n_1} \quad (1)$$

и

$$\frac{H_i}{H_1} = \left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2. \quad (2)$$

Решая (1) и (2) относительно Q_i и H_i , получим:

$$Q_i = Q_1 \cdot \frac{n_i}{n_1}; \quad H_i = H_1 \cdot \left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2 = H_1 \cdot \left(\frac{Q_i}{Q_1}\right)^2. \quad (3)$$

Таким образом, при изменении частоты вращения лопастных насосов (вентиляторов) перемещение любой точки $H-Q$ -характеристики происходит по параболе, вершина которой находится в начале координат (см. пунктирные линии на рис. 5). Обычно такие параболы называют линиями пропорциональности.

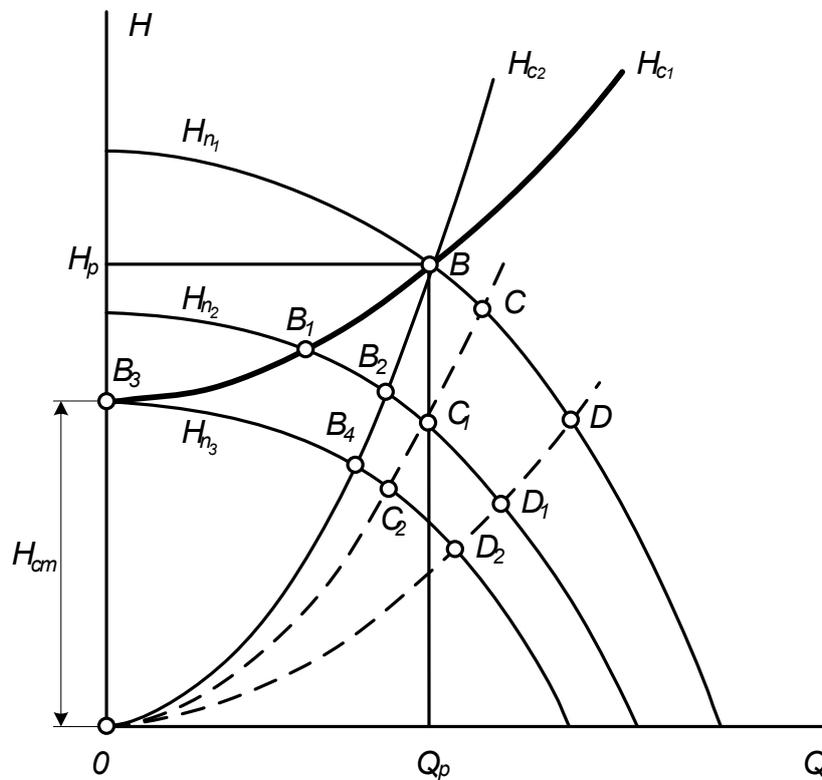


Рис. 5. Изменение главной рабочей характеристики насоса (вентилятора) и положения рабочих точек при изменении частоты вращения.

Производительность насоса (вентилятора) при заданной частоте вращения определяется не только его главной характеристикой, но и свойствами трубопроводной сети, на которую он работает. В общем случае насос (вентилятор) должен создать напор, достаточный для:

повышения давления от P_1 (в резервуаре на стороне всасывания) до P_2 (в резервуаре на стороне нагнетания);

подъема жидкости (газа) на высоту H_z , равную разности геодезических высот между уровнями жидкости или точками измерения давления в резервуарах;

увеличения скорости движения жидкости (газа) соответственно от v_1 до v_2 (скорости v_1 и v_2 измеряются в тех же точках, что и давление);

покрытия потерь напора ΔH в подводящем и напорном трубопроводах, обусловленных гидравлическим сопротивлением.

Если давления P_1 и P_2 выражены в паскалях, то требуемый напор H_c , м, который определяется трубопроводной системой, равен [3]:

$$H_c = H_z + \frac{P_2 - P_1}{g \cdot \rho} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2 \cdot g} + \Delta H, \quad (4)$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения; ρ – плотность жидкости (газа), кг/м^3 .

Выражение (4) называется **характеристикой трубопровода**. Первое и второе слагаемые этого выражения не зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому определяемый ими напор $H_z + (P_2 - P_1)/(g \cdot \rho) = H_{ст}$ называется **статическим**. Третье и четвертое слагаемые зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому соответствующий напор $(v_2^2 - v_1^2)/(2 \cdot g) + \Delta H = H_{дин}$ называется **динамическим**. Таким образом, характеристику трубопроводной сети можно представить так:

$$H_c = H_{ст} + H_{дин}. \quad (5)$$

В осях $H - Q$ характеристика трубопроводной сети представляет собой кривую, отсекающую на оси ординат отрезок $H_{ст}$ (см. кривую H_{c1} на рис. 5).

При турбулентном движении жидкости (газа) суммарные потери напора в подводящем и напорном трубопроводах с достаточной точностью можно считать пропорциональными квадрату скорости движения жидкости (газа) и, следовательно, квадрату подачи:

$$\Delta H = k \cdot Q^2, \quad (6)$$

где k – коэффициент пропорциональности или характеристический коэффициент трубопровода (сети) [3].

Скорости движения жидкости (газа) в резервуарах на сторонах всасывания и нагнетания в большинстве случаев очень малы, поэтому с учетом (6) выражение (4) можно представить в следующем виде:

$$H_c = H_{cm} + k \cdot Q^2. \quad (7)$$

Влияние отдельных слагающих выражения (7) и, соответственно, (4) различно в зависимости от назначения машины. Например, у питательных насосов основным является первое слагаемое, так как таким насосам приходится преодолевать большое противодействие пара в котле.

Если и на стороне всасывания, и на стороне нагнетания резервуары с жидкостью находятся под атмосферным давлением (например, в системе водоснабжения), то второе слагаемое в формуле (4), определяемое разностью давлений воздуха в конце и начале трубопроводной системы, весьма мало и им можно пренебречь.

Для вентиляторов, подающих воздух при атмосферном давлении, статический напор равен нулю, так как вследствие изменения барометрического давления составляющие статического напора всегда численно равны и противоположны по знаку. Поэтому характеристика сети в этом случае представляет собой параболу, проходящую через начало координат (кривая H_{c2} на рис. 5).

При установившемся режиме работа насоса (вентилятора) мощность, передаваемая потоку жидкости (газа) машиной, равна мощности, расходуемой в трубопроводной сети. Очевидно, равенство этих мощностей соблюдается только в точке пересечения $H-Q$ -характеристики насоса (вентилятора), соответствующей заданной частоте вращения (кривая H_{n1} на рис. 5), с характеристиками сети (кривые H_{c1} и H_{c2}). Таким образом, точка B , в которой пересекаются указанные характеристики, полностью определяет установившийся режим работы насоса (вентилятора) – его напор H_p , расход Q_p , мощность на валу P_p и КПД η_p . Эта точка должна лежать на рабочем участке $H-Q$ -характеристики машины и называется **рабочей**.

Изменение частоты вращения насоса (вентилятора) приводит к смещению точки пересечения его $H-Q$ -характеристики с характеристикой трубопроводной сети и к изменению напора, подачи, мощности на валу и КПД машины. Это смещение зависит не только от степени изменения частоты вращения и характеристики машины, но и от характеристики трубопроводной сети, в частности от статического напора: чем больше статический напор, тем быстрее снижается производительность машины при уменьшении ее частоты вращения. Это следует, например, из сравнения абсцисс точек B_1 и B_2 , в которых главная рабочая характеристика машины, построенная для частоты

вращения $n_2 < n_1$ (кривая H_{n2}) пересекается с характеристиками трубопроводной сети соответственно при $H_{cm} \neq 0$ (кривая H_{c1}) и $H_{cm} = 0$ (кривая H_{c2}). При значительных статических напорах, характерных, в частности, для питательных насосов, даже сравнительно небольшое уменьшение частоты вращения машины приводит к резкому снижению ее производительности или даже полному прекращению подачи жидкости. Последнее имеет место, если в результате снижения частоты вращения машины ее $H-Q$ -характеристика не пересекается с характеристикой сети (см. кривые H_{n3} и H_{c1} на рис. 5), т. е. если напор, развиваемый машиной, оказывается равным статическому или меньше его.

Соотношение моментов на валу насоса или вентилятора при частотах вращения n_1 и n_2 определяется следующим выражением:

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{P_i/\omega_i}{P_1/\omega_1} = \frac{Q_i \cdot H_i \cdot \eta_1}{Q_1 \cdot H_1 \cdot \eta_i} \cdot \frac{n_1}{n_i}, \quad (8)$$

или, если принять во внимание (7),

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{Q_i \cdot (H_{cm} + k \cdot Q_i^2) \cdot \eta_1}{Q_1 \cdot (H_{cm} + k \cdot Q_1^2) \cdot \eta_i} \cdot \frac{n_1}{n_i}. \quad (9)$$

В частном случае, когда статический напор равен нулю, подача и частота вращения лопастной машины связаны соотношением (1), поэтому выражение для механической характеристики принимает вид

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{\eta_1}{\eta_i} \cdot \left(\frac{n_i}{n_1} \right)^2. \quad (10)$$

Таким образом, лишь при отсутствии статического напора и небольших изменениях частоты вращения лопастной машины, когда изменение ее КПД незначительно, механическую характеристику в первом приближении можно считать параболической. При наличии же статического напора момент на валу машины является сложной функцией этого напора и частоты вращения, так как подача не пропорциональна частоте вращения и зависит от статического напора.

Чтобы получить механическую характеристику лопастной машины, работающей при статическом напоре, необходимо:

1) на главной характеристике машины, соответствующей номинальной частоте вращения, выбрать ряд точек и, используя формулы (3), найти координаты соответствующих точек при других частотах вращения;

2) по этим точкам построить $H - Q$ -характеристики при разных частотах вращения;

3) построить характеристику трубопроводной сети, предварительно выбрав характеристический коэффициент k в (7) таким, чтобы характеристика сети проходила через точку оптимального режима главной характеристики машины, построенной при номинальной частоте вращения;

4) найти точку пересечения характеристики трубопроводной сети с $H - Q$ -характеристиками машины при разных частотах вращения и определить соответствующие значения подачи и напора машины;

5) для выбранных частот вращения и найденных в п. 4 значениях подачи найти КПД машины;

6) по найденным в п.п. 4 и 5 значениям подачи, напора и КПД машины определить, используя формулу (9), моменты на ее валу, соответствующие разным частотам вращения.

Полученные таким образом механические характеристики для насоса центробежного типа при $H_{ст}/H_{ном} = 0,5$ и $H_{ст}/H_{ном} = 0,9$ приведены на рис. 6. Там же приведена механическая характеристика при $H_{ст}/H_{ном} = 0$, полученная с помощью выражения (10) в предположении, что при любом изменении частоты вращения машины ее КПД не изменяется.

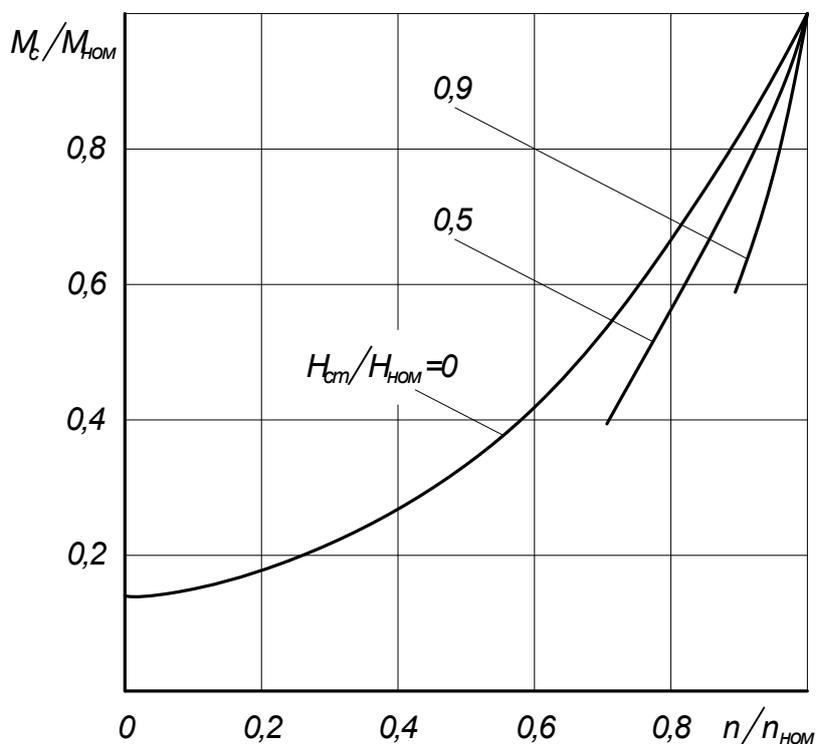


Рис. 6. Механические характеристики насоса центробежного типа при разных значениях статического напора.

Кривые показывают, что с увеличением статического напора существенно возрастает крутизна механической характеристики и уменьшается длина участка, отвечающего производительной работе машины (обрыв кривых означает прекращение подачи жидкости или газа), поэтому значительно уменьшается допустимое снижение частоты вращения.

На тепловых электростанциях с большим статическим напором работают питательные насосы. Поэтому при снижении частоты вращения они резко уменьшают подачу питательной воды в котлы.

1.2.2. Рабочие машины с не зависящей от частоты вращения механической характеристикой

В системе с.н. тепловых электрических станций, работающих на пылеугольном топливе, имеется значительная группа рабочих машин, предназначенных для приготовления и транспорта топлива. Они существенно отличаются друг от друга конструктивно, работают с разными частотами вращения и т. д. Однако большинство таких агрегатов (дробилки, мельницы, питатели, краны, конвейеры, транспортеры, шнеки и др.) имеют практически не зависящую от частоты вращения механическую характеристику [3]. Это обстоятельство учитывается при выборе приводных электродвигателей и подробно рассматривается ниже, в разделе 2 (см. с. 69 - 85).

1.2.3. Регулирование производительности рабочих машин системы собственных нужд

Производительность значительной части рабочих машин системы с.н. электростанций не остается постоянной. Это связано с изменением нагрузки станций и соответствующим изменением производительности котлов ТЭС и мощности, развиваемой турбинами. В ряде случаев необходимость регулирования производительности агрегатов системы с.н. связана также с изменением внешних условий. Так, например, производительность циркуляционных насосов зависит не только от нагрузки турбин, но и от температуры охлаждающей воды; производительность сушильных и мельничных вентиляторов определяется как нагрузкой котлов, так сортом и влажностью топлива и т. д.

Изменение производительности лопастных машин, т. е. изменение положения точки пересечения $H - Q$ -характеристики насоса (вентилятора) с характеристикой трубопроводной системы, может быть осуществлено или изменением главной характеристики машины, или изменением характеристики трубопроводной системы. Поэтому возможны различные способы регулирования производительности лопастных насосов и вентиляторов. Так, *для машин центробежного типа* применяют:

дроссельное регулирование, т.е. регулирование задвижкой при неизменной частоте вращения приводного двигателя и рабочей машины;
регулирование изменением частоты вращения насоса (вентилятора);

регулирование с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов;

комбинированное регулирование, т.е. изменение частоты вращения в совокупности с дросселированием или использованием направляющего аппарата.

Регулирование производительности машин осевого типа обычно осуществляют:

изменением частоты вращения;

поворотом лопастей рабочего колеса;

с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов.

Выбор способа изменения производительности определяется требованиями в отношении плавности и пределов регулирования, экономичности, надежности работы регулирующих устройств в различных условиях (как нормальных, так и аварийных), возможности применения сравнительно простых способов дистанционного управления. На выбор способа регулирования существенно влияют также тип электростанции, назначение и мощность рабочих машин и ряд других факторов. На тепловых электрических станциях, условие экономичности регулирования является одним из определяющих, так как уменьшение энергии, затрачиваемой на привод рабочих машин системы с.н. тепловых электростанций, даже на доли процента дает значительный экономический эффект.

Дроссельное регулирование насосов центробежного типа осуществляют задвижкой (дросселем), установленным на напорном трубопроводе, а центробежных *вентиляторов* – дросселем, установленным на подводящем трубопроводе. При закрытии дросселя характеристический коэффициент сети k , входящий в уравнение (7), увеличивается, характеристика сети становится более крутой (см. кривую H_{c2} на рис. 7) и рабочая точка машины, определяемая пересечением характеристики сети с главной рабочей характеристикой насоса (вентилятора), перемещается по последней из точки B в сторону уменьшения расхода (в точку B_1). Новой производительности Q_1 соответствует напор машины H_1 , хотя до закрытия дросселя для обеспечения же подачи достаточен был напор H'_1 определяемый точкой B'_1 на характеристике трубопроводной сети H_{c1} . Таким образом, разность напоров $H_1 - H'_1 = \Delta H_1$ представляет собой потерю напора (энергии) в дросселе. Очевидно, потеря мощности на дросселирование в долях мощности на валу машины, работающей в номинальном (оптимальном) режиме, составляет [3]

$$\frac{\Delta P}{P_{ном}} = \frac{Q_1 \cdot \Delta H_1}{Q_{ном} \cdot H_{ном}} \cdot \frac{\eta_{max}}{\eta_1} \quad (11)$$

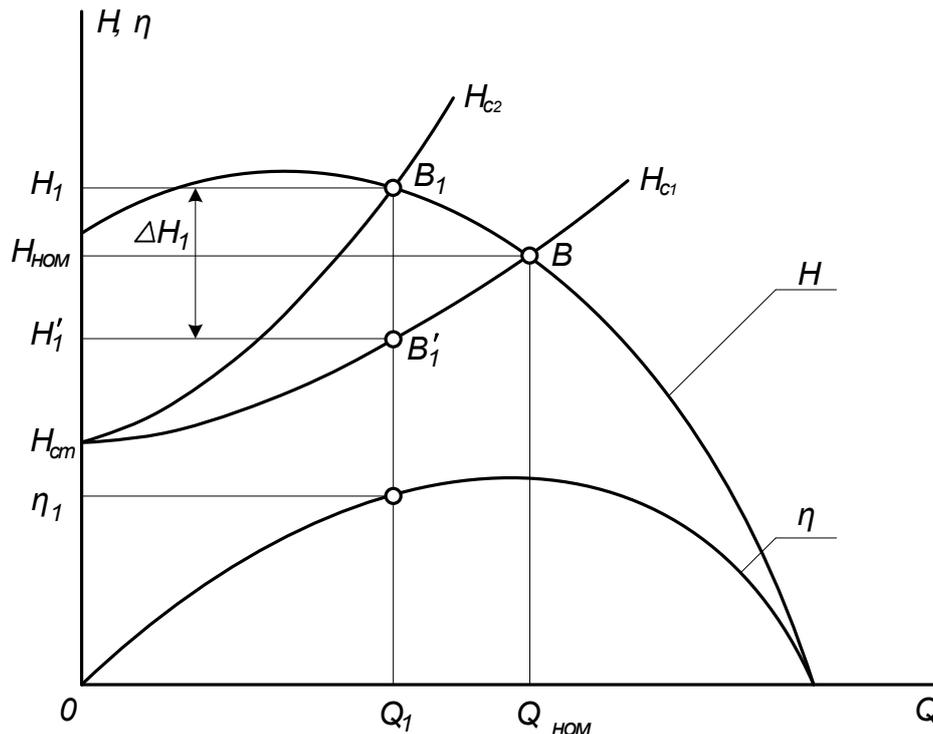


Рис.7. Изменение напора и подачи машины центробежного типа при дроссельном регулировании ее производительности.

С увеличением глубины такого регулирования возрастает потеря напора в дросселе и, следовательно, возрастают непроизводительные потери мощности. Эти потери особенно велики при отсутствии противодействия. Следовательно, дроссельное регулирование производительности машин центробежного типа весьма неэкономично. Однако благодаря своей простоте и отсутствию каких-либо дополнительных устройств (задвижка необходима не только для регулирования производительности, но и для отделения машины от трубопроводной сети в периоды остановок этой машины) такое регулирование получило широкое применение, особенно для машин небольшой производительности, приводимых в движение асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором.

Для машин осевого типа дроссельное регулирование не применяют, поскольку уменьшение их производительности путем использования этого способа регулирования обычно сопровождается существенным увеличением мощности на валу (см. характеристику мощности на рис. 4) и, следовательно, мощности, потребляемой приводным электродвигателем.

Изменение частоты вращения лопастной машины сопровождается соответствующим изменением ее главной рабочей характеристики и перемещением рабочей точки по неизменной характеристике сети (т.е. по кривым H_{c1} или H_{c2} на рис. 5). При этом отсутствуют потери напора в задвижке. Таким образом, регулирование производительности лопастных машин изменением их частоты вращения с точки зрения потерь мощности

значительно экономичнее дроссельного, поэтому оно широко применяется для насосов и вентиляторов как центробежного, так и осевого типа.

Особенно большой эффект такое регулирование дает при отсутствии противодействия. Если при дроссельном регулировании производительности машины центробежного типа мощность на ее валу изменяется в соответствии с характеристикой мощности, построенной для номинальной частоты вращения, т.е. практически по линейному закону, то при регулировании изменением частоты вращения эта мощность в первом приближении (в предположении, что КПД машины остается неизменным при изменении ее подачи и частоты вращения) пропорциональна кубу производительности [3]:

$$\frac{P_1}{P_{ном}} = \frac{Q_1 \cdot H_1}{Q_{ном} \cdot H_{ном}} \cdot \frac{\eta_{max}}{\eta'_1} \approx \left(\frac{Q_1}{Q_{ном}} \right)^3, \quad (12)$$

где η'_1 – КПД насоса (вентилятора) при частоте вращения n_1 и производительности Q_1 .

Регулирование частоты вращения лопастных машин может быть осуществлено или с помощью электродвигателей, способных изменять частоту вращения, или с помощью вариаторов частоты вращения, включаемых между валом электродвигателя и валом приводимой машины: гидромуфт, электромагнитных муфт скольжения и т. д.

Гидромуфта состоит из двух полумуфт (рис. 8), одна из которых насаживается на вал электродвигателя, а другая – на вал рабочей машины. Каждая полумуфта имеет вид чаши и с внутренней стороны снабжена радиальными перегородками. Образующие при этом полости заполнены жидкостью. При работе агрегата вал электродвигателя вращается быстрее вала рабочей машины, поэтому на частицы жидкости, находящиеся в различных полумуфтах, но одинаково удаленные от оси вращения, действуют неодинаковые центробежные силы: в ведущей полумуфте они больше, чем в ведомой. В результате этого жидкость циркулирует между полумуфтами (в ведущей она движется в направлении от оси вращения, а в ведомой – в противоположном направлении). Движущиеся массы жидкости развивают силы Кориолиса, которые давят на радиальные перегородки и тем самым приводят ведомую полумуфту и рабочую машину во вращение. Разница в частотах вращения ведущей и ведомой полумуфт зависит от количества жидкости, прогоняемой через муфту, которое можно менять в широких пределах.

Гидромуфты способны обеспечить плавное изменение частоты вращения рабочих машин. Однако применение гидромуфт целесообразно только при больших мощностях рабочих машин, высоких частотах вращения и неглубоком регулировании производительности, т.к. стоимость гидромуфт высока, а их КПД уменьшается с уменьшением частоты вращения рабочей машины, поскольку в установившемся режиме $M_c = M$ и

$$\eta_M = \frac{P_c}{P} = \frac{M_c \cdot n_c}{M \cdot n} = \frac{n_c}{n}, \quad (13)$$

где P_c и P – мощности на валу, соответственно рабочей машины и электродвигателя; n_c и n – частоты вращения рабочей машины и электродвигателя.

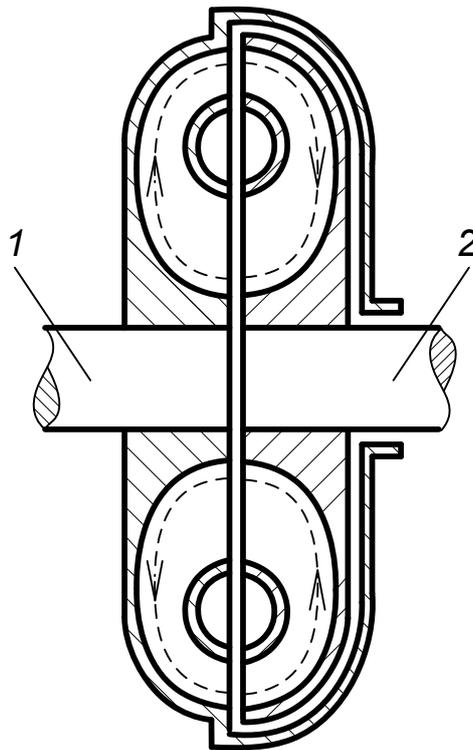


Рис.8. Принцип работы гидромуфты:
1 – вал электродвигателя, 2 – вал рабочей машины.

Электромагнитная муфта состоит двух основных частей – якоря, напоминающего ротор асинхронного электродвигателя, и цилиндрического электромагнита. Последний имеет полюсы, возбуждаемые постоянным током, и отделен от якоря воздушным зазором. Одна из частей муфты крепится на валу двигателя, а другая – на валу рабочей машины. При вращении ведущей части муфты магнитное поле электромагнита пересекает якорь и наводит в нем токи. В результате взаимодействия магнитного поля, созданного этими токами, и магнитного поля электромагнита создается электромагнитный момент, под действием которого ведомая часть муфты и рабочая машина приходят во вращение. Частота этого вращения зависит от тока возбуждения якоря, вследствие чего ее можно изменять в широких пределах.

Электромагнитные муфты позволяют обеспечить регулирование частоты вращения рабочих машин в широких пределах, однако имеют сравнительно низкий КПД [3].

Комбинированное регулирование производительности машин центробежного типа широко используется на тепловых электростанциях [3]. В этом случае в качестве приводных двигателей используют двухскоростные асинхронные двигатели, позволяющие осуществлять ступенчатое регулирование частоты вращения и, следовательно, производительности машин, а плавное регулирование в относительно небольших пределах производят задвижкой или направляющим аппаратом.

Регулирование производительности машин осевого типа поворотом лопастей рабочего колеса позволяет, как было показано выше, существенно изменять подачу насосов (вентиляторов), сохраняя КПД машин близким к максимальному. Однако осевые машины, имеющие устройство для поворота лопастей на ходу, конструктивно достаточно сложны и сравнительно дороги. Поэтому их применение оправдано только при больших мощностях машин [3].

Лопаточные отводы (направляющие аппараты), устанавливаемые на входе в рабочее колесо лопастных машин, широко используют для регулирования производительности вентиляторов как центробежного, так и осевого типа. Регулирование с помощью лопаточных отводов даже для вентиляторов центробежного типа экономичнее дроссельного [3]. Это объясняется зависимостью удельной энергии, передаваемой потоку газа в лопастном вентиляторе, от угла входа потока на лопасти. Лопаточный отвод закручивает поток, поступающий на рабочее колесо, и изменяет $H-Q$ -характеристику вентилятора (рис. 9, где $H-Q$ -характеристики вентилятора центробежного типа при разных положениях лопаток направляющего аппарата обозначены H_I , H_{II} и H_{III}). При данной характеристике трубопроводной сети изменение главной характеристики вентилятора приводит к смещению рабочих точек (точки B_1 , B_2 и B_3 на рис. 9) и соответствующему изменению производительности вентилятора. Разным положениям лопаток направляющего аппарата соответствуют и разные характеристики мощности на валу (кривые P_I , P_{II} и P_{III}), поэтому при снижении производительности лопастной машины от Q_1 до Q_3 с помощью направляющего аппарата мощность на валу уменьшается не в соответствии с исходной характеристикой мощности P_I , как при дроссельном регулировании, а по кривой, соединяющей точки A_1 , A_2 и A_3 разных характеристик мощности (на рис. 9 эта кривая показана пунктиром), т. е. существенно быстрее.

Регулирование производительности насосов центробежного типа с помощью направляющего аппарата существенного выигрыша в потерях мощности по сравнению с дроссельным регулированием не дает, так как поворот лопаток направляющего аппарата таких насосов (лопатки, так же как и дроссели, могут быть установлены только на выходе из насоса во избежание возникновения явления кавитации) в большинстве случаев не изменяет

характеристику мощности насосов. Поэтому такое регулирование производительности насосов не получило распространения [3].

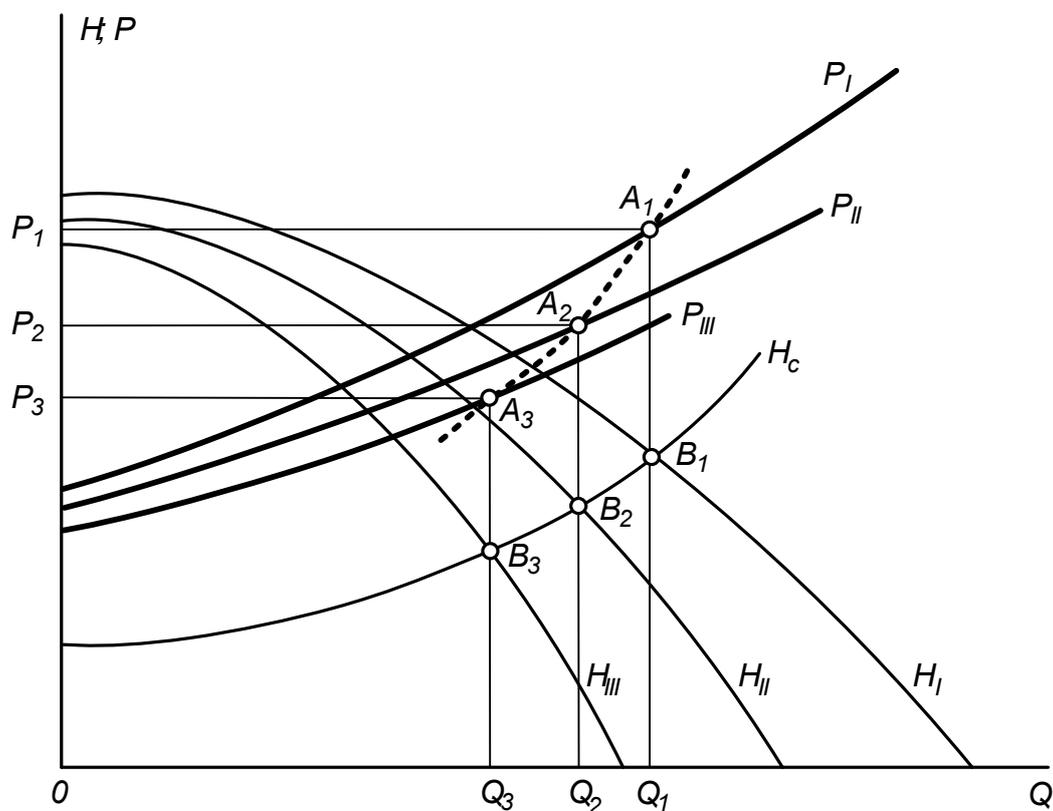


Рис.9. Изменение напора и мощности на валу вентилятора центробежного типа при регулировании производительности с помощью направляющего аппарата.

1.3. Собственные нужды подстанций

Наиболее ответственными приемникам электроэнергии системы с.н. подстанций являются элементы систем управления, телемеханики и связи, электроснабжение которых может быть осуществлено или от сети переменного тока через стабилизаторы и выпрямители, или от независимого источника энергии – аккумуляторной батареи. В последнем случае в системе собственных нужд должны быть предусмотрены преобразователи для заряда батареи.

Кроме этого приемниками энергии системы собственных нужд подстанций являются:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов;

- устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами;

- электродвигатели компрессоров, снабжающих сжатым воздухом пневматические приводы и воздушные выключатели;

- электрическое отопление и освещение;

система пожаротушения.

Для электроснабжения потребителей системы с.н. подстанций предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам ЗУ 6 – 10 кВ. Однако такая схема имеет существенный недостаток – при повреждениях в распределительном устройстве электроснабжение системы собственных нужд нарушается. Поэтому трансформаторы с.н. предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов, на участке между трансформатором и выключателем рабочего ввода. Подробнее система собственных нужд подстанций рассматривается в разделе 5.

2. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Принципиальная технологическая схема тепловой электростанции

Тепловые электрические станции представляют собой комплекс сооружений и оборудования для преобразования в электрическую энергию (или электрическую и тепловую) первичной химической энергии топлива. В зависимости от вида отпускаемой энергии тепловые электростанции подразделяют на *КЭС* – конденсационные электрические станции (в российской энергетике такие станции чаще называют ГРЭС – государственные районные электростанции) и *ТЭЦ* – теплоэлектроцентрали.

Тепловыми являются также газотурбинные, парогазовые, геотермальные и атомные (АЭС) электростанции.

Дальний транспорт твердого и жидкого топлива в России осуществляют в основном по железным дорогам. Стоимость перевозки угля на 1000 км достигает в некоторых случаях 30 % стоимости добычи [5].

Природный горючий газ транспортируют по газопроводам. Стоимость его транспортировки также значительна, если учитывать затраты на строительство дальних газопроводов и газоперекачивающих станций, а также расходование последними значительной доли поступающего топлива на собственные нужды (до 10 %).

Согласно энергетической стратегии России на период до 2020 года намечается устойчивый рост электропотребления на 2 – 3 % в год, в зависимости от вариантов развития экономики. В результате производство электроэнергии достигнет к концу рассматриваемого периода в пониженном варианте 1240 млрд. кВт·ч в год и в высоком – 1620 млрд. кВт·ч. Суммарная потребность электростанций России в условном топливе возрастет от уровня 2000 г. (около 280 млн. тонн) примерно до 360 млн. тонн в 2010 г. и 460 млн. тонн в 2020 г. при росте доли угля в нем до 41 %. С учетом высокого роста выработки электроэнергии на тепловых электростанциях (на 82 % к 2020г.) и непростой ситуации в топливодобывающих отраслях обеспечение электростанций топливом и его экономия становятся в предстоящие период одной из сложнейших проблем в энергетике [5].

Производство электроэнергии в России обеспечивается сейчас в основном широким использованием газа. Количество твердого топлива, сжигаемого на ТЭС, с 1990 года почти не изменилось, хотя доля его в производстве электроэнергии постепенно снижалась. На перспективу в России прогнозируется рост потребления твердого топлива на электростанциях к 2020 г. (в млн. т. условного топлива) примерно в два раза по сравнению с 2000 г. – рис. 10.

Доля в общей поставке угля предприятиями основных угледобывающих регионов в энергетике России в 2004 г. составляла (в процентах): Кузбасс –

55; Восточно-Сибирский регион – 24,4; Дальневосточный – 12; Печерский бассейн – 4,5. Остальные регионы – 4,1 %.

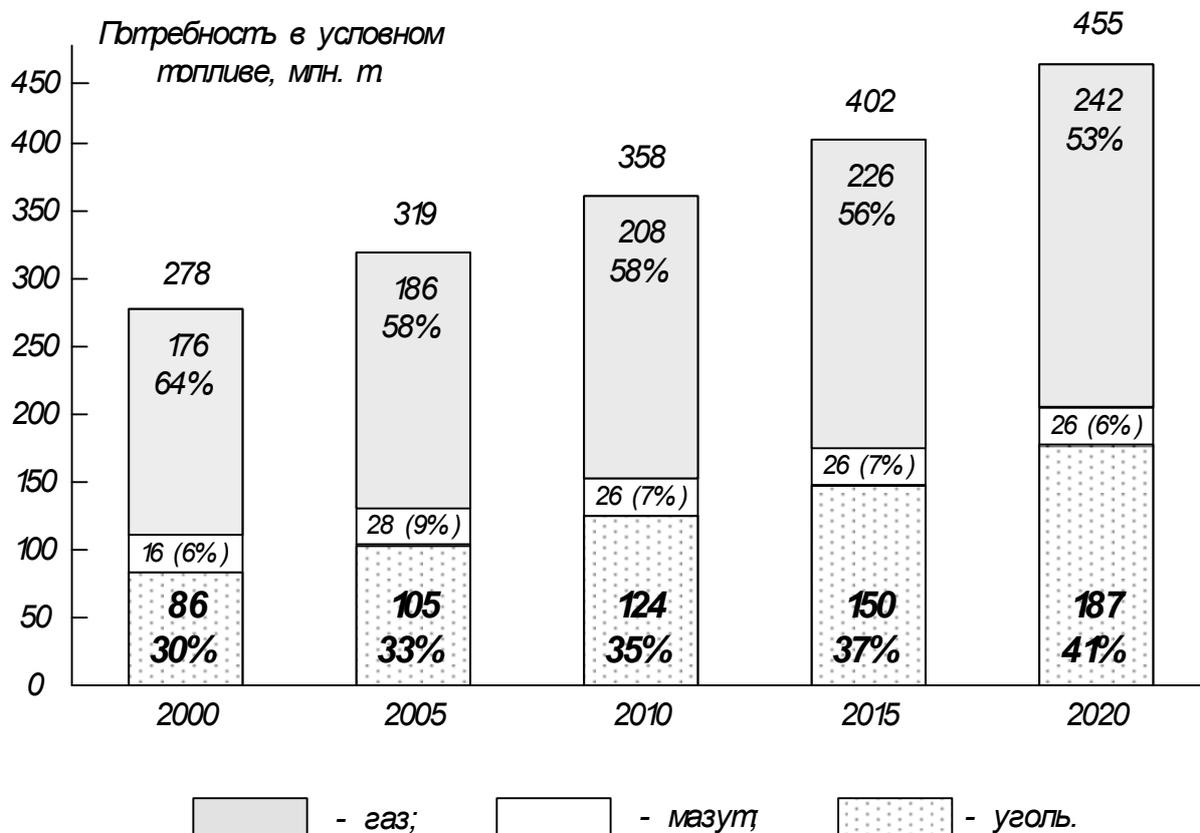


Рис. 10. Потребность в топливе электростанций России.

Принципиальная схема тепловой электростанции представлена на рис. 11. К основному оборудованию ТЭС принято относить парогенераторы (котлы), турбины и генераторы. Состав вспомогательных установок и оборудования собственных нужд зависит от вида электростанции, используемого топлива, мощности и исполнения основного оборудования и других конкретных условий [1]. Для уяснения роли отдельных механизмов и установок станции рассмотрим сначала топливное хозяйство, паровоздушный и пароводяной тракты и систему гидрозолаудаления.

2.1.1. Природное газовое топливо и его подача на ТЭС

Добываемое из земных недр газовое топливо по объему на 90 – 97 % состоит из предельных углеводородов, среди которых в той или иной мере преобладает метан. Содержание других углеводородов, условно называемых высшими, колеблется в широких пределах. Составы газов, получаемых из месторождений различного типа, существенно различаются. Наибольшим содержанием высших углеводородов (50 % и более) характеризуется *попутный*, или *нефтепромысловый*, газ, добываемый вместе с нефтью. В недрах Земли при

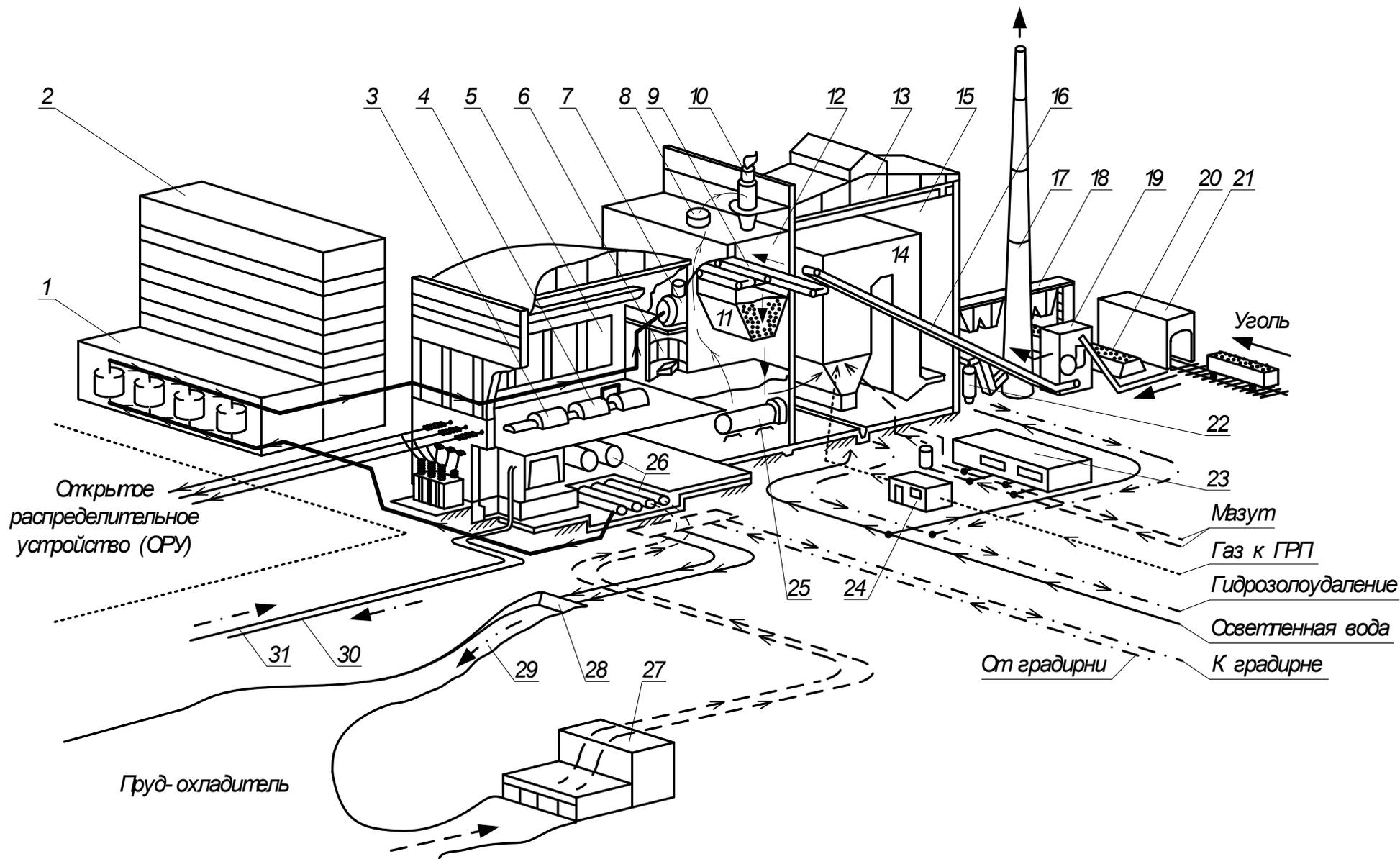


Рис. 11. Принципиальная схема тепловой электростанции.

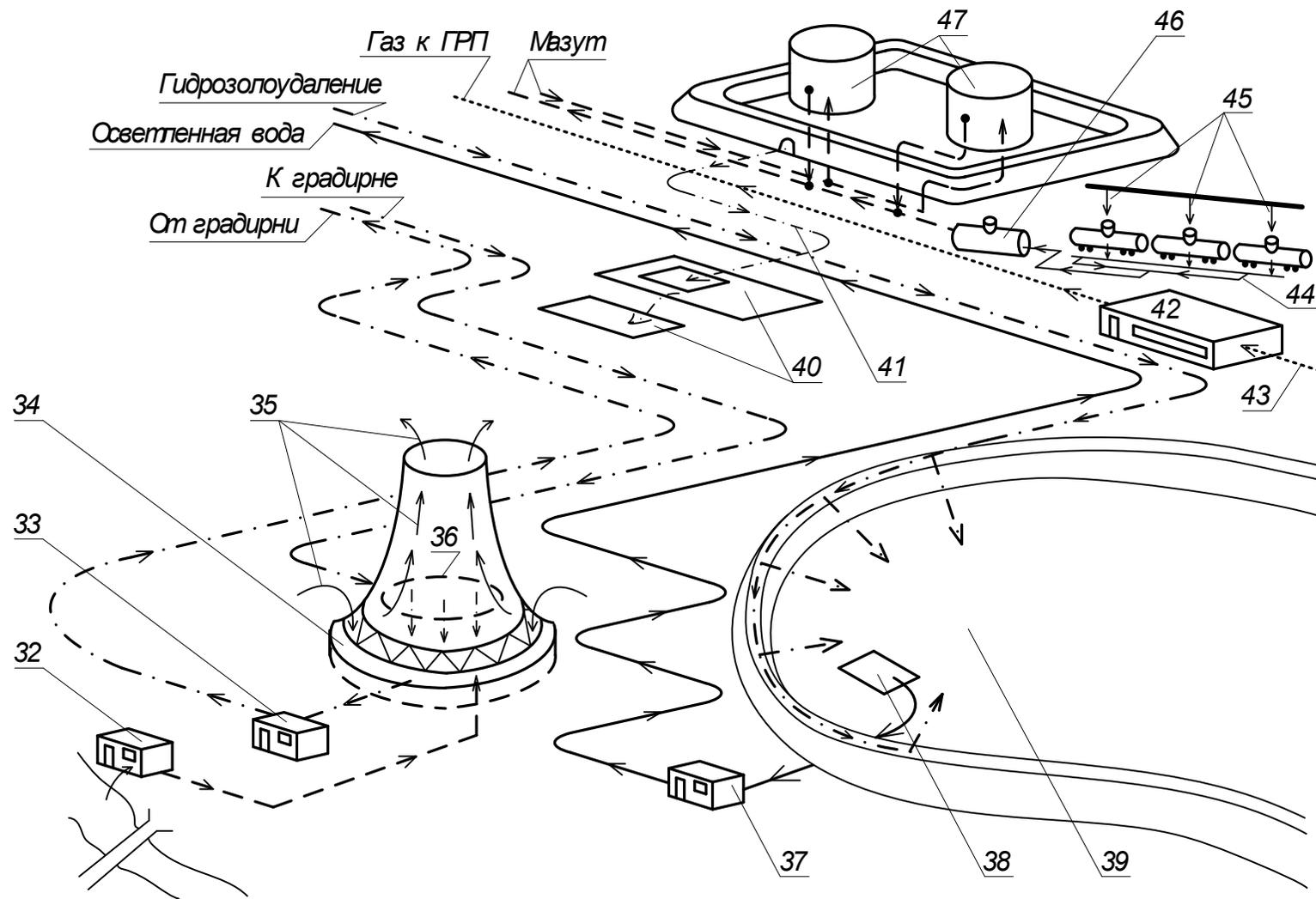


Рис. 11. Принципиальная схема тепловой электростанции (продолжение).

- | | |
|--|--|
| 1 – Химводоочистка; | 27 – Береговая насосная циркуляционного водоснабжения; |
| 2 – Объединенный вспомогательный корпус; | 28 – Перепад; |
| 3 – Турбогенератор; | 29 – Открытый канал циркуляционного водоснабжения; |
| 4 – Паровая турбина; | 30 – Пар и горячая (сетевая) вода потребителям тепла; |
| 5 – Турбинный цех; | 31 – Возврат конденсата от потребителей тепла; |
| 6 – Блочный щит управления (БЩУ); | 32 – Насосная подпитки циркуляционной системы; |
| 7 – Деаэрактор; | 33 – Циркуляционная насосная; |
| 8 – Сепаратор; | 34 – Градирня; |
| 9 – Надбункерные конвейеры; | 35 – Охлаждающий воздух; |
| 10 – Циклон; | 36 – Сросительное устройство; |
| 11 – Угольный бункер; | 37 – Насосная осветненной воды; |
| 12 – Надбункерная галерея; | 38 – Колодец осветненной воды; |
| 13 – Главный корпус; | 39 – Золошлакоотвал; |
| 14 – Котел (парогенератор); | 40 – Устройство для очистки замазученных вод; |
| 15 – Котельный цех; | 41 – Отвод замазученных вод от мест перекачки и хранения мазута; |
| 16 – Наклонный конвейер; | 42 – Газораспределительная станция (ГРС); |
| 17 – Дымовая труба; | 43 – Газопровод; |
| 18 – Кран-перегрузчик угля; | 44 – Мазутослив; |
| 19 – Дробильный корпус; | 45 – Гбдача пара для разогрева и слива мазута; |
| 20 – Оклад угля; | 46 – Приемный резервуар для мазута; |
| 21 – Вагонопрокидыватель; | 47 – Оклад мазута. |
| 22 – Золоуловитель; | |
| 23 – Мазутная насосная; | |
| 24 – Газораспределительный пункт (ГРП); | |
| 25 – Углеразмельная мельница; | |
| 26 – Циркуляционные водоводы; | |

Рис. 11. Принципиальная схема тепловой электростанции
(окончание) – пояснения к обозначениям.

высоких давлениях нефть может содержать до 50 – 60 м³/т растворенного в ней газа. При выходе ее на поверхность и снижении давления газ выделяется из жидкости.

Месторождения, где добывают только горючий газ, бывают чисто *газовые* и *газоконденсатные*. Газ чисто газовых месторождений на 90 – 99 % состоит из метана, содержание высших углеводородов обычно не превышает 1 %. Газ газоконденсатных месторождений содержит значительное количество высших углеводородов – до 10 %. До половины их приходится на этан, остальное – преимущественно пропан и бутан. Углеводороды с тремя и более атомами углерода в молекуле при повышении давления и охлаждении газа конденсируются, превращаясь в жидкий углеводородный конденсат, от которого и получил свое название данный тип месторождений.

Балласт природного газового топлива состоит в основном из азота и диоксида углерода; содержание балласта обычно не превышает нескольких процентов. В некоторых месторождениях в газе присутствует заметное количество (до 1 %) гелия, который также является балластом топлива, но в нем остро нуждаются некоторые отрасли народного хозяйства. На газоперерабатывающих заводах гелий извлекают и превращают в товарный продукт.

Сернистые соединения в природных горючих газах многих месторождений России практически отсутствуют, но есть и такие месторождения, газ которых содержит значительное их количество, например Астраханское и Оренбургское. В основном сернистые соединения представлены сероводородом H_2S , объемная доля которого может достигать до 5 – 6 %. Наряду с ним, но в меньших концентрациях присутствуют органические соединения серы: сероуглерод CS_2 , серооксид углерода COS и меркаптаны – соединения с общей формулой $R-SH$, где R – углеводородный радикал [1].

Потребители природного газового топлива, в том числе ТЭС, получают его по магистральным газопроводам 43 – см. рис. 11 (продолжение), в которые природный газ поступает: после предварительной переработки на газовых заводах. Цели такой переработки – обеспечение длительной и надежной эксплуатации газопроводов, повышение энергетической ценности газового топлива, предотвращение образования оксидов серы при его сжигании (без этого применение газового топлива в быту стало бы невозможным из-за токсичности таких оксидов), создание возможности обнаруживать утечки газа по запаху.

Надежной работе газопроводов может препятствовать наличие в газе H_2S и H_2O . При пониженных температурах на внутренней поверхности труб водяной пар конденсируется, вода растворяет в себе сероводород и превращается в сероводородную кислоту. Растворы кислот, как известно, обладают коррозионной агрессивностью, т.е. способны повреждать газопровод.

Причиной выхода газопровода из строя может служить также конденсация высших углеводородов, обусловленная большим давлением, под которым перекачивается газ – до 10 МПа (*напомним, что 1 МПа = $1 \cdot 10^6$ н/м²; 1 атм (физическая атмосфера) = 760 мм. рт. ст. = $1,013 \cdot 10^5$ н/м²; следовательно 1 атм \approx 0,1 МПа (точнее 0,1013); 1 ат (техническая атмосфера) = 1 кгс/см² = $9,807 \cdot 10^4$ н/м², следовательно 1 ат \approx 0,1 МПа (точнее 0,098)*), и пониженными температурами. Образование жидкостных пробок в газопроводе приводит к гидравлическим ударам, а выброс жидкого конденсата в топку – к взрыву котла. То и другое вызывает механические повреждения оборудования, поэтому недопустимо.

Транспорт природного горючего газа в зависимости от его влаго-содержания при определенных давлении и температуре может сопровождаться образованием твердых кристаллов – гидратов. Образование гидратов может происходить во всех газопроводах, за исключением газопроводов, транспортирующих газ с точкой росы ниже минимальной рабочей температуры. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Гидраты образуются лишь при наличии капельной влаги и при определенном давлении и температуре газа. Кроме давления и температуры на гидратообразование оказывают влияние скорость и турбулентность потока, примеси в газе сероводорода и диоксида углерода.

Для предупреждения образования гидратов в газопроводах необходимо поддерживать температуру газа выше температуры гидратообразования, снижать давление газа в газопроводе ниже равновесного давления образования гидратов. Снижение давления при образовании гидратной пробки приводит к разложению гидратов. Этот метод в качестве противоаварийного применяется при закупорке газопровода гидратной пробкой.

С учетом сказанного обработка газа перед подачей его в газопровод включает:

очистку газа от механических примесей;

глубокую очистку от сернистых соединений (допустимое остаточное содержание H_2S не более $0,02 \text{ г/м}^3$, или $0,0013 \%$);

извлечение из газа высших углеводородов (в основном пропана и бутана), используемых в народном хозяйстве как высококачественное бытовое топливо – сжиженный газ и в качестве добавки к жидким моторным топливам;

осушение газа и (иногда) очистку его от диоксида углерода.

Этим исключаются указанные выше нежелательные явления, связанные с H_2O , и достигается уменьшение забалластированности газа.

Таким образом, поступающее на ТЭС по газопроводу газовое топливо имеет низкую влажность, небольшое содержание высших углеводородов и практически не содержит серы.

Завершающей операцией при подготовке газа к подаче в газопровод является его *одоризация* – придание запаха, позволяющего легко обнаруживать присутствие газа в воздухе. Одоризацию осуществляют введением в газ небольшого количества резко пахнущих веществ, обычно меркаптанов. Газ подают на ТЭС с помощью газоперекачивающих станций по магистральным газопроводам под давлением.

Использование природного газового топлива на ТЭС. Природный газ обладает большими технологическими преимуществами перед другими видами топлива. При работе на природном газе электростанция не нуждается в громоздком и дорогостоящем оборудовании систем топливоподачи, топливоподготовки и золошлакоудаления, меньше выбрасывает диоксидов углерода, не загрязняет атмосферу выбросами оксидов серы. Газ является одним из немногих видов топлива, пригодных для непосредственного использования в газотурбинных энергетических установках.

Природный газ широко используется не только в энергетике, но и во многих других отраслях народного хозяйства: металлургии, стекольной, цементной, химической промышленности, коммунальном хозяйстве, в быту и т.п. Экономический эффект от замены газом других видов топлива в этих отраслях еще выше, чем на электростанциях. Поэтому указанные отрасли обеспечиваются газом в первую очередь. Во многих экономических районах весь поступающий по газопроводам газ зимой расходуется этими отраслями и только летом, когда их потребности значительно сокращаются, газовое топливо предоставляется электростанциям.

Таким образом, природный газ для ТЭС во многих случаях является топливом сезонным (только электростанции Тюменской области работают на газе круглый год). Зимой ТЭС приходится переводить на жидкое или твердое топливо, а это означает, что электростанция должна быть оборудована соответствующими топливными системами. До недавнего времени вторым топливом в дополнение к газовому служил мазут, однако производство и потребление мазута сокращаются, на электростанциях он сейчас в основном замещается природным газом; в дальнейшем планируется снижать и потребление газа в энергетике с заменой его твердым топливом.

При использовании газа на электростанциях (а также и у любых других потребителей) необходимо строго соблюдать меры безопасности, исключающие возможности взрывов топливовоздушных смесей и отравление персонала токсичными компонентами газового топлива. В основном эти меры заключаются в соблюдении определенных требований при проектировании, монтаже и эксплуатации газового хозяйства, постоянном контроле его технического состояния (для этого назначаются специальные ответственные работники) и своевременном обнаружении утечек газа с помощью регулярных анализов воздуха в производственных помещениях и колодцах.

2.1.2. Транспортирование мазутов, их хранение и подготовка к сжиганию

Доставка на ТЭС и разгрузка. Из-за способности мазутов застывать при температуре окружающей среды, перекачивать их по трубопроводам приходится только в нагретом состоянии, а следовательно, лишь на небольшие расстояния (в пределах территории ТЭС или от близко расположенного НПЗ).

На электростанцию мазут, как правило, доставляют железнодорожным транспортом, в цистернах большой вместимости. Мазут сливают из цистерн самотеком после предварительного подогрева, который нужен не только для того, чтобы температура топлива была выше температуры застывания, но и для снижения вязкости, чтобы сократить продолжительность разгрузки.

Для нагревания мазута в цистернах применяют различные способы: обогрев цистерн снаружи в специальных камерах – «тепляках», прокачку через цистерны предварительно нагретого (в специальных теплообменниках) мазута, подачу водяного пара вглубь слоя мазута. Последний способ, который называют нагреванием «острым» или «открытым» паром, обеспечивает наибольшую скорость прогрева мазута, т.е. минимальное время простоя цистерн на разгрузке - см. поз. 45 на рис. 11 (продолжение). Но он имеет и существенные недостатки. Конденсат пара смешивается с мазутом и в некоторых случаях плохо поддается отделению, т.е. мазут приобретает повышенную влажность. Вода, отделившаяся от мазута, сильно загрязнена и требует обязательной очистки.

Из цистерн мазут сливается в обогреваемый лоток 44, по которому поступает в приемную емкость 46, откуда насосами откачивается в резервуары

мазутохранилища 47, где постоянно поддерживается повышенная температура для сохранения текучести мазута. Подогревают его обычно в циркуляционной системе: насосом непрерывно откачивают мазут из резервуара, прогоняют его через трубчатый теплообменник и возвращают обратно в резервуар.

По условиям пожарной безопасности температура подогрева мазута в открытых (негерметизированных) емкостях и при сливе из цистерн не должна превышать:

$$t_{дон} = t_{всп.} - 10^{\circ}C.$$

Мазут подают из хранилища в котельную насосами по магистральным трубопроводам, снабженным паровыми «спутниками» – параллельно проложенными трубами, в которые поступает пар. Мазутопровод и трубу-спутник покрывают общей теплоизоляцией. Перед поступлением мазута в магистральный мазутопровод он проходит через подогреватель и фильтр грубой очистки, затем фильтр тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру, а следовательно, и вязкость; фильтры задерживают примеси, способные забивать узкие каналы мазутных форсунок. Степень нагревания мазута перед горелками определяют в каждом конкретном случае в зависимости от принятого режима его подготовки к сжиганию; она может составлять 150 °С и даже выше.

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов, обусловленной наличием в мазуте серы и других примесей.

Мазутным хозяйством оборудуются не только газомазутные, но и угольные ТЭС, на которых мазут используется для растопки котлов и для поддержания устойчивого горения угольной пыли при малой нагрузке (так называемая «подсветка»).

2.1.3. Доставка твердого топлива, разгрузка, хранение и подготовка к сжиганию

Твердое топливо доставляют на ТЭС железнодорожным, водным, автомобильным или конвейерным транспортом. В некоторых странах применяют также гидротранспорт угля (в виде водоугольной суспензии) по трубам. В России доставку твердого топлива осуществляют преимущественно железнодорожным транспортом в четырех- и шестиосных полувагонах грузоподъемностью от 63 т и в восьмиосных грузоподъемностью до 125 т. Железнодорожные полувагоны (гондолы) оснащены нижним разгрузочным устройством в виде люков с дистанционным управлением для механизированной разгрузки. Приемом топлива на ТЭС занимается топливно-транспортный цех, в задачу которого входят: организация бесперебойной работы железнодорожного транспорта электростанции и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов; приемка топлива от поставщиков и контроль за его количеством и качеством; бесперебойная подготовка и подача

топлива в котельную или пылеподготовительное отделение; хранение установленного запаса топлива при минимальных потерях. Топливо-транспортное хозяйство ТЭС представляет собой комплекс технологически связанных устройств, механизмов, машин и сооружений для выполнения указанных выше операций.

Для разгрузки твердого топлива имеется специальное разгрузочное устройство, оборудованное вагонопрокидывателями 21 (см. рис. 11), разгружающими вагоны с углем в приемные бункера. Смерзшееся топливо перед разгрузкой размораживают в тепляках, оборудованных нагревателями стенок вагонов различного типа: нагрев потоком горячих дымовых газов, радиационный нагрев и т.п. Для ТЭС небольшой мощности, не имеющих вагонопрокидывателей, при разгрузке через люки разогрев слоя угля толщиной 20–30 мм оказывается недостаточным. Часто увеличение длительности разогрева незначительно увеличивает глубину оттаявшего слоя угля, но резко ухудшает экономические показатели тепляков. Поэтому в эксплуатации в комплексе с размораживающими устройствами применяют бурорыхлительные машины и накладные вибраторы.

Из бункера под вагонопрокидывателем топливо подается на следующие операции двухниточной системой ленточных конвейеров (транспортеров), рассчитанных на трехсменную работу. При этом топливо поступает либо на склад 20 для хранения, либо в систему подготовки к сжиганию.

При подаче на ТЭС высоковлажного топлива проводят его предварительную (до размола) подсушку в специальных сушильных устройствах. Подсушка топлива повышает эффективность его последующего размола.

В зависимости от вида топлива и способа его сжигания на ТЭС – пылевидное в камерных топках или мелкозернистое в топках с кипящим слоем – подготовка твердого топлива заключается последовательно в дроблении на куски размером до нескольких десятков миллиметров, сушке и размоле до пылевидного состояния с размерами частиц несколько десятков или сот микрометров. Часто размол и сушку топлива совмещают в одном устройстве. При сжигании топлива в кипящем (взвешенном, псевдоожигенном) слое вместо размола ограничиваются его более тонким дроблением – до максимального размера кусков (частиц) топлива 8–10 мм, что существенно сокращает расход энергии на топливоподготовку и упрощает ее, так как в этом случае не требуется применять специальные мелющие устройства. Дробильные устройства 19 (рис. 11) являются обязательной частью топливного хозяйства электростанций, работающих на угле. Топливо с максимальным размером кусков 200 – 250 мм, прошедшее через решетки бункеров разгрузочного приемного устройства, поднимается ленточным транспортером в верхнюю часть дробильного устройства, где предусмотрены магнитные отделители металла (металлические фрагменты могут попасть в топливо при его добыче и транспортировании) – рис. 12. Пройдя под подвесным электромагнитным сепаратором, топливо поступает на грохот. Перед грохотом топливо дополнительно очищают от магнитных (металлических) примесей шкивным магнитным сепаратором, объединенным с приводным барабаном

ленточного транспортера. Грохот отсеивает мелкие куски топлива, сбрасываемые помимо дробилки в воронку, расположенную под дробилкой. Крупные куски топлива, оставшиеся на грохоте, поступают в дробилку, где дробятся до требуемого размера, а затем поступают в воронку, смешиваясь с мелочью («дробленкой»), прошедшей через грохот. Топливо из дробильного устройства отводится транспортером, на котором обычно устанавливают автоматические ленточные весы для определения количества топлива, поступающего на сжигание, и затем подается в цех пылеприготовления.

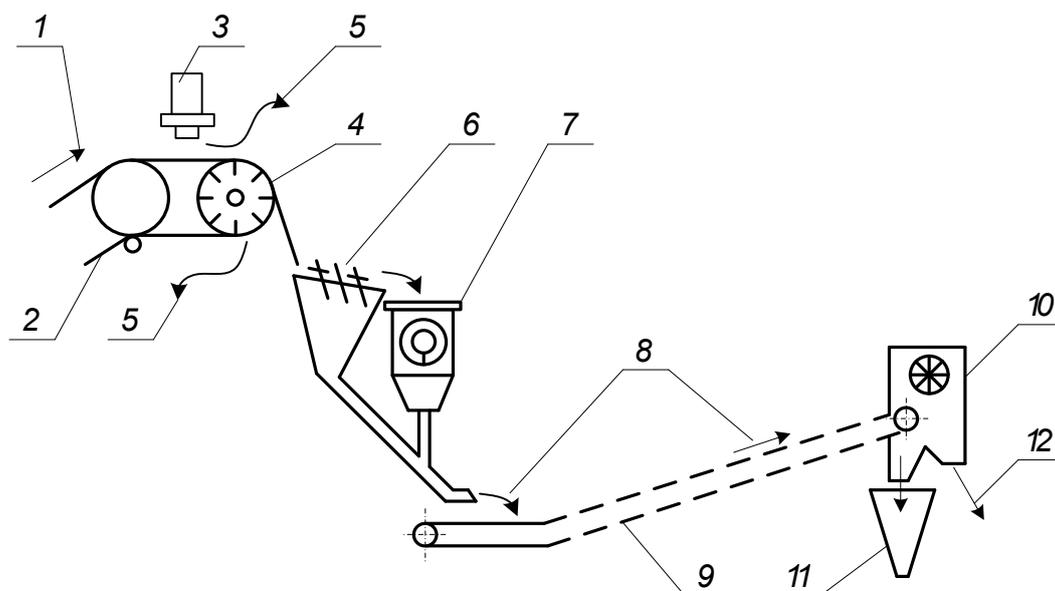


Рис. 12. Схема дробильной установки:
 1 – топливо со склада; 2, 9 – ленточный конвейер;
 3 – подвесной электромагнитный сепаратор;
 4 – барабанный электромагнитный сепаратор;
 5 – отвод металлических предметов; 6 – грохот;
 7 – дробилка; 8 – топливо из дробильного устройства;
 10 – щепоуловитель; 11 – бункер дробленого угля;
 12 – отвод щепы.

В конструкции дробильных устройств используют различные принципы дробления топлива: ударом, раскалыванием, истиранием и т.п. На электростанциях применяют в основном дробилки молоткового типа; реже используют валковые и дискозубчатые дробилки. Молотковая дробилка осуществляет дробление с помощью бил (молотков), навешанных на вал, вращающийся со скоростью до 750 мин^{-1} .

Применение предвключенных грохотов позволяет не перегружать дробилку уже готовыми мелкими фракциями топлива, и пропускать через нее только крупные куски. Предварительный отсев мелочи (а содержание ее в рядовом угле в некоторых случаях достигает 50 % и более) снижает расход электроэнергии на дробление, позволяет установить дробилки меньшей производительности и повышает надежность работы установки из-за уменьшения опасности замазывания дробилок мелкими, т.е. наиболее влажными и мажущими, частицами топлива.

Вернемся к рис. 11. Наклонным конвейером 16 дробленый уголь подается в надбункерную галерею 12 и с помощью надбункерных конвейеров 9 распределяется по угольным бункерам 11 (иногда их называют «бункера сырого угля»). Назначение этих бункеров – иметь запас топлива на случай остановки конвейеров.

Из угольных бункеров топливо поступает на углеразмольные мельницы 25, а после размола – в топку котла 14. Более подробно технологические схемы пылеприготовления и конструкции мельниц рассматриваются ниже, в разделе 2.2.

Образующиеся при сжигании топлива нагретые газы отдают тепло поверхностям котла, подогревают воду, находящуюся в котле, и перегревают образовавшийся в нем пар. Далее газы направляются в дымовую трубу 17 и выбрасываются в атмосферу. Если на электростанции сжигается твердое топливо, то газы до поступления в дымовую трубу проходят через золоуловители 22 в целях охраны окружающей среды (в основном атмосферы) от загрязнения. Пар, пройдя через пароперегреватель (на рис. 11 не показан), идет по паропроводам в паровую турбину 4, которая имеет цилиндры высокого (ЦВД), среднего (ЦСД) и низкого (ЦНД) давлений. Пар из котла поступает в ЦВД, пройдя через который вновь направляется в котел, а затем – в промежуточный пароперегреватель ППП по «холодной нитке» паропровода промежуточного перегрева. Пройдя промежуточный пароперегреватель, пар вновь возвращается к турбине по «горячей нитке» паропровода промежуточного перегрева и поступает в ЦСД. Из ЦСД пар по пароперепускным трубам направляется в ЦНД и выходит в конденсатор, где конденсируется. Принципиальные технологические схемы ТЭС рассматриваются в разделе 2.2.

Конденсатор охлаждается циркуляционной водой, которая подается в конденсатор циркуляционными насосами. При прямоточной схеме циркуляционного водоснабжения циркуляционная вода забирается из водоема (реки, моря, озера) береговой насосной 27 и, выйдя из конденсатора, вновь возвращается в водоем (элементы 28 и 29 на рис. 11). При оборотной схеме циркуляционного водоснабжения охлаждающая конденсатор вода направляется в охладитель циркуляционной воды (градирню 34) и после охлаждения вновь возвращается циркуляционными насосами в конденсатор. Потери циркуляционной воды компенсируются путем подачи добавочной воды от ее источника.

В конденсаторе поддерживается вакуум и происходит конденсация пара. С помощью конденсатных насосов конденсат направляется в деаэратор 7, где очищается от растворенных в нем газов, в частности от кислорода. Содержание кислорода в воде и в паре теплосиловых установок недопустимо, так как кислород агрессивно действует на металл трубопроводов и оборудования. Из деаэратора питательная вода с помощью питательных насосов направляется в котел. Потери воды, возникающие в контуре «котел – паропровод – турбина – конденсатор – деаэратор – котел», пополняются с помощью устройств водоподготовки 1 (химводоочистки).

Находящийся на одном валу с паровой турбиной генератор 3 вырабатывает электрический ток, который по генераторным токопроводам направляется на повышающий трансформатор и далее – на распределительное устройство высокого напряжения (рис. 11). Электродвигатели механизмов, освещение электростанции и другие потребители собственных нужд питаются от специальных трансформаторов, присоединенных обычно на ГРЭС к выводам генераторов.

При работе тепловых электростанций на твердом топливе должны быть приняты меры по охране окружающей среды от загрязнения золой и шлаком. Шлак и зола на электростанциях, сжигающих твердое топливо, смываются водой, смешиваются с нею, образуя пульпу, и направляются на золошлакоотвалы 39, в которых зола и шлаки выпадают из пульпы. «Осветленная» вода с помощью насосов осветленной воды 37 или самотеком направляется на электростанцию для повторного использования.

При сжигании жидкого топлива возникает необходимость в очистке в специальных устройствах 40 замазученных вод, которые сбрасываются в процессе транспортировки и сжигания топлива. Подвергаются очистке также сбросные воды при промывке оборудования, сточные воды химочистки и конденсатоочистки.

2.2. Структура и основные механизмы собственных нужд ТЭС

Механизмы с.н. ТЭС по выполняемым функциям и в соответствии с их местом в технологической схеме можно разделить на несколько основных групп. Выше, на рис. 11 была приведена принципиальная схема ТЭС и применительно к ней уже перечислены типовые механизмы собственных нужд. Для того, чтобы более детально разобраться в структуре с.н., рассмотрим технологические схемы газовоздушного тракта и золошлакоудаления ТЭС (рис. 13), а также схемы водопарового тракта КЭС (рис. 14) и ТЭЦ (рис. 15).

Газовоздушный тракт служит для подачи воздуха в котел и отвода дымовых газов. Из воздухозабора (1 – рис. 13) воздух, необходимый для горения топлива, дутьевым вентилятором 2 через воздухоподогреватель 3 подается к горелкам котла 4. Газообразные продукты сгорания и легкие частицы золы 5 из котла через экономайзер 6, воздухоподогреватель 3, золоуловитель 7 и установку очистки от серы 8, оборудованную насосом 19 и воздуходувкой 20, *отсасываются* дымососом 9 и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 10.

Зола и шлак от ТЭС удаляются, как правило, гидравлическим способом. Крупные фракции золы, образовавшиеся после сгорания топлива, вытекают в виде жидкого шлака через летку пода топки 21; зола, удаленная из отходящих газов электрофильтром 7, собирается в бункер летучей (сухой) золы 22. На некоторых ТЭС сухая зола реализуется строительным предприятиям региона и используется как присадка к цементу при производстве строительных

конструкций. Если состав золы не позволяет это делать (наличие в топливе и золе вредных примесей, повышенный радиоактивный фон и т.п.), то с помощью смывных устройств, оборудованных смывными и шламовыми насосами 11, шлак и летучая зола попадают в каналы гидрозолоудаления.

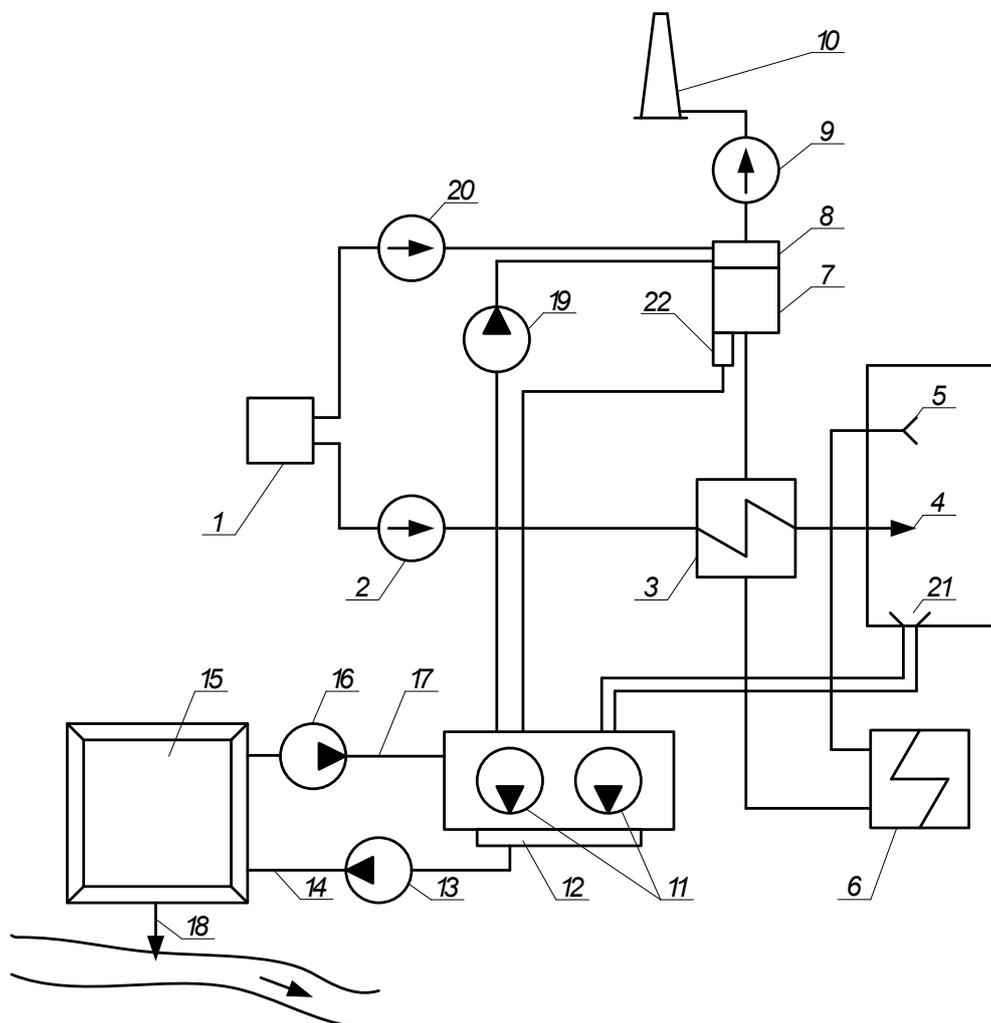


Рис. 13. Схема газовоздушного тракта и золошлакоудаления ТЭС:
 1 – воздухозабор; 2 – дутьевой вентилятор; 3 – воздухоподогреватель;
 4 – горелки котла; 5 – газообразные продукты сгорания топлива;
 6 – экономайзер; 7 – золоуловитель; 8 – установка очистки от серы;
 9 – дымосос; 10 – дымовая труба; 11 – смывные и шламовые насосы;
 12 – металлоуловитель и шлакодробилка; 13 – багерный насос;
 14 – пульпопровод; 15 – золоотвал; 16 – насосы осветленной воды;
 17 – водопровод осветленной воды; 18 – аварийный сброс воды;
 19 – водяной насос установки очистки серы; 20 – воздуходувка;
 21 – летка в нижней части топки (летка пода топки);
 22 – бункер сухой (летучей) золы.

Пройдя через металлоуловитель и шлакодробилку 12, гидрошлаковая смесь (пульпа) багерным насосом 13 по пульпопроводу 14 подается на золоотвал 15. После отстоя вода насосами осветленной воды 16 возвращается по водопроводу 17 на станцию для повторного использования. Подпитка системы гидрозолоудаления осуществляется от общей системы технического водоснабжения. Золоотвал оборудован аварийным сбросом воды в водоем 18.

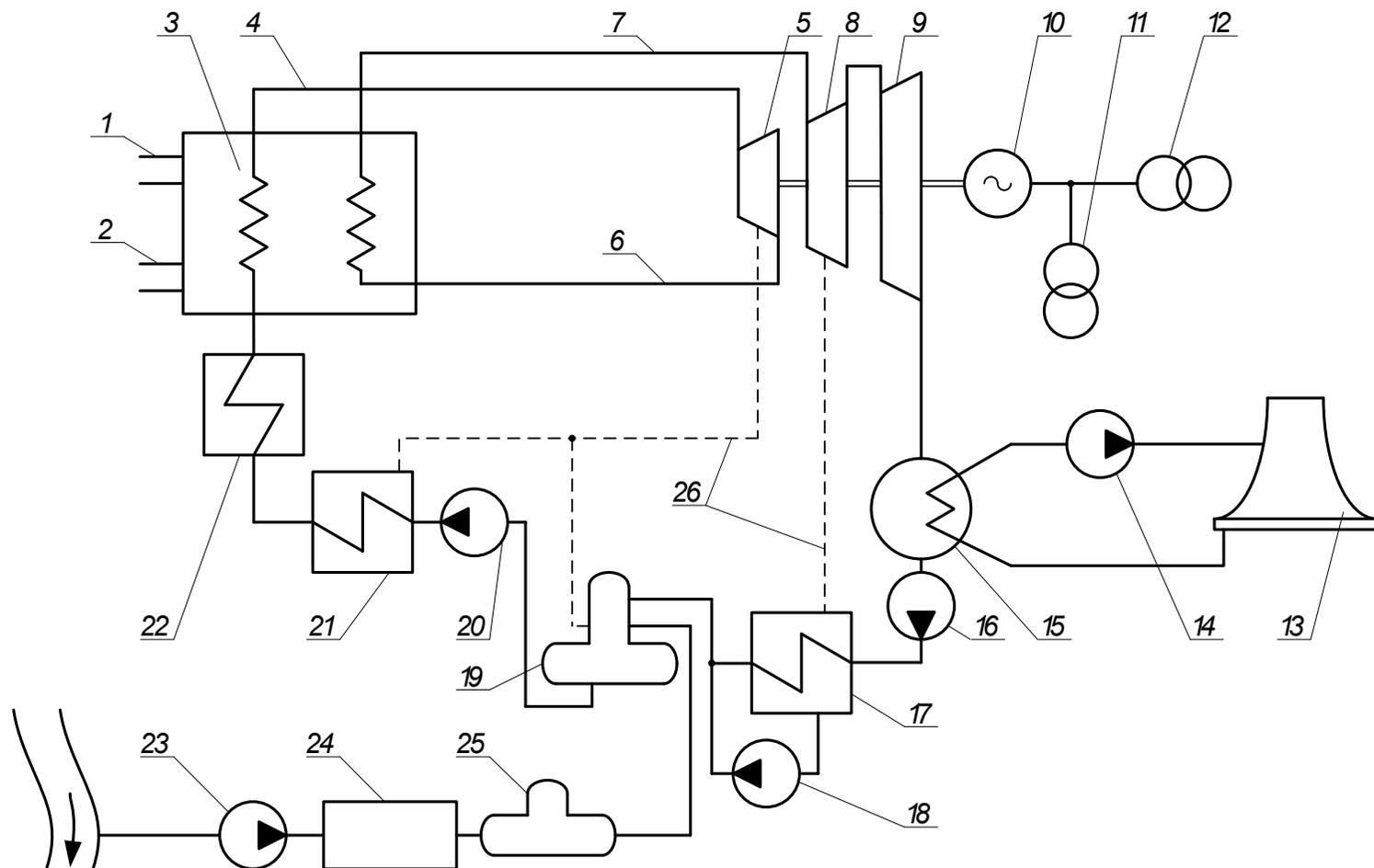


Рис. 14. Упрощенная технологическая схема КЭС: 1 – топливо хозяйство; 2 – газовойодяной тракт; 3 – парогенератор (котел); 4 – паропровод «острого» пара; 5 – цилиндр высокого давления турбины (ЦВД); 6 – «холодная нитка» паропровода промежуточного перегрева; 7 – «горячая нитка» паропровода промежуточного перегрева; 8 - цилиндр среднего давления (ЦСД); 9 - цилиндр низкого давления (ЦНД); 10 – генератор; 11 – трансформатор собственных нужд; 12 – повышающий трансформатор; 13 – градирня (или пруд-охладитель); 14 – циркуляционный насос; 15 – конденсатор; 16 - конденсатный насос; 17 – подогреватель низкого давления; 18 – дренажный насос; 19 – деаэратор; 20 – питательный насос; 21 – подогреватель высокого давления; 22 – экономайзер; 23 – насос технического водоснабжения; 24 – химводоочистка; 25 – деаэратор химочищенной воды; 26 – отбор пара из ступеней турбины на собственные нужды станции.

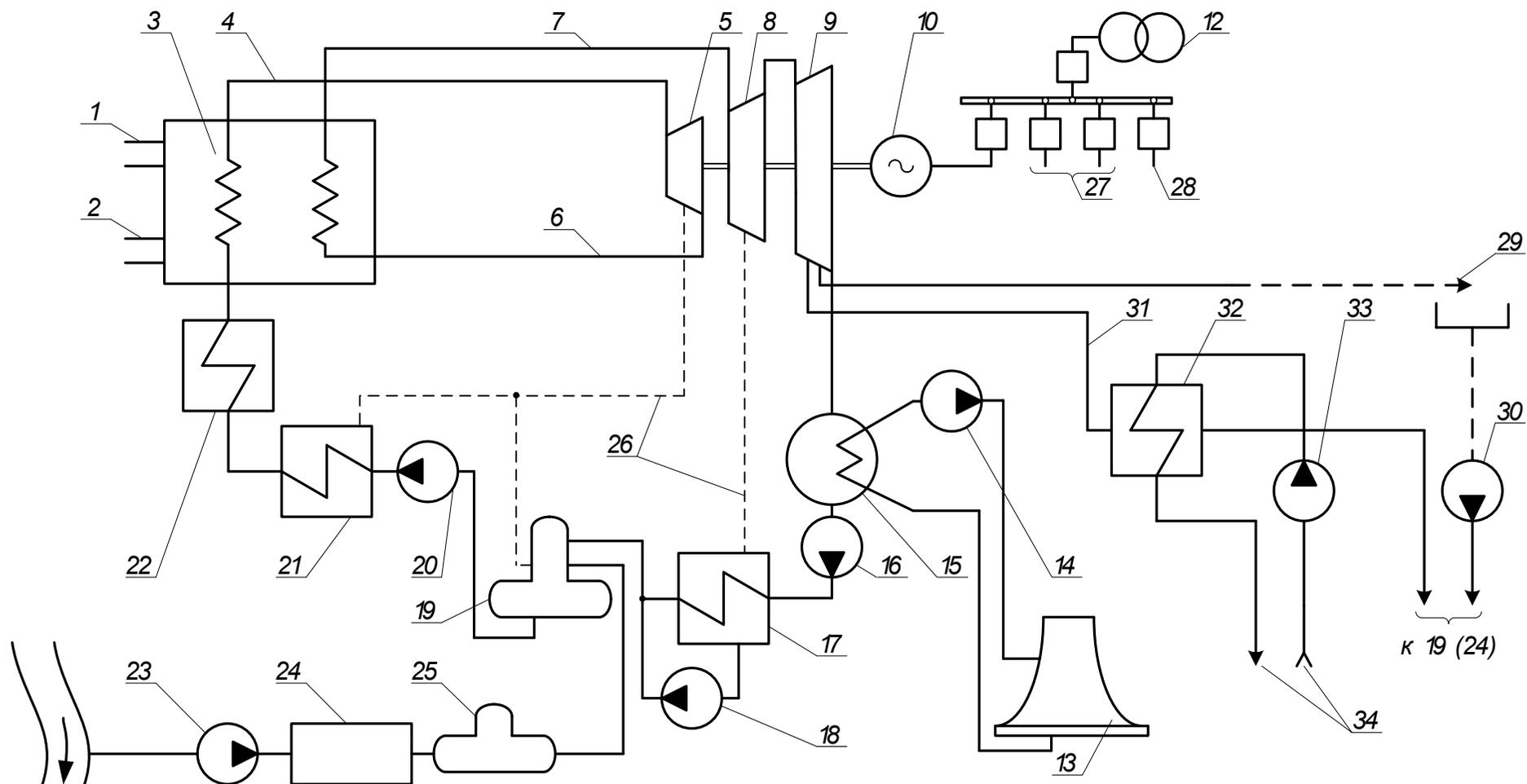


Рис. 15. Упрощенная технологическая схема ТЭЦ: 27 – внешние потребители электроэнергии 6 (10) кВ; 28 – подача электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ; 29 – отбор пара из турбины на технологические нужды, в т.ч. внешних потребителей; 30 – насос возврата конденсата от технологических потребителей пара; 31 – отбор пара из турбины для подогрева сетевой воды; 32 – подогреватель сетевой воды; 33 – сетевые насосы; 34 – теплофикационная сеть внешних потребителей.

Остальные обозначения те же, что и на рис. 14.

Принципиальная технологическая схема ТЭЦ (рис. 15) отличается от технологической схемы КЭС (рис. 14) наличием дополнительных отборов пара из турбины для технологических нужд внешних потребителей пара 29 и для подогрева сетевой воды – 31. Сетевые насосы 33 обеспечивают циркуляцию воды в теплофикационной сети. Возврат конденсата от внешних потребителей пара осуществляется насосом 30. В зависимости от качества возвращаемого конденсата он направляется либо сразу в деаэратор 19 (например, конденсат из подогревателя сетевой воды), либо в цех химводоочистки 24.

Конкретные тепловые электрические станции могут иметь технологическую схему, отличающуюся от приведенных на рис. 14 и 15. В частности, турбина может иметь только одну или две части; на ТЭЦ применяются турбины с противодавлением. Отбор технологического пара может производиться от ЦСД или даже от ЦВД. К тому же следует помнить, что на рис. 13 – 15 однотипное оборудование изображено один раз, независимо от числа установленных основных и вспомогательных агрегатов, тогда как фактическое количество механизмов зависит от вида и мощности ТЭС, используемого топлива и многих других факторов.

В топливном хозяйстве тепловых электрических станций, работающих на твердом топливе, основными механизмами являются мельницы, дробилки, ленточные конвейеры, компрессоры и вентиляторы для пневмотранспорта пыли, а также пульпонасосы – при гидротранспорте угля. В мазутном хозяйстве преобладают нефтеперекачивающие насосы. Основу тягодутьевой установки любой ТЭС составляют дымососы и дутьевые вентиляторы, а пароводяного тракта – насосы различного назначения и мощности. Большое количество насосов используется в системах водоснабжения, гидрозолоудаления и на разных участках технологического обеспечения основного оборудования и вспомогательных установок (в системе смазки турбины и генератора, в маслосистеме уплотнений вала турбогенераторов, системе подачи дистиллята в обмотки генераторов с водяным охлаждением и т.д.). Из других характерных механизмов следует отметить приводные устройства задвижек, подъемно-транспортную технику, воздушно-компрессорное хозяйство и др.

Механизмы, входящие в одну группу (например, насосы), отличаются по мощности, частоте вращения, расположению вала (горизонтальное, вертикальное), условиям окружающей среды, режиму работы и **степени ответственности в технологическом процессе**. Степень ответственности определяется последствиями, которые могут возникнуть при остановке агрегата.

К **ответственным** механизмам относятся те, остановка которых может привести к повреждению котла, турбины, генератора или к нарушению технологического режима, требующего остановки или снижения нагрузки котлов. В первую очередь к этой группе относятся питательные и бустерные насосы, и тягодутьевые механизмы.

Прекращение подачи воды в котел требует принятия практически немедленных мер к снижению его нагрузки и в дальнейшем – к остановке.

Остановка одного из дутьевых вентиляторов или дымососов нарушает равномерность распределения воздуха между горелками. Кроме того, за счет обратного перетока воздуха через остановленный агрегат уменьшается общая его подача в топку котла и нагрузка блока снижается на 40–50%. Остановка всех дутьевых вентиляторов требует остановки котла. При остановке всех дымососов котел может работать с пониженной производительностью под наддувом, но продолжительность такой работы ограничена. Для обеспечения правильной работы котла тягодутьевые механизмы должны не менее 10 мин работать *перед* растопкой *и после* остановки котла.

К ответственному оборудованию, непосредственно влияющему на работу блоков, относятся также конденсатные, циркуляционные и сетевые насосы, питатели пыли, среднеходные (молотковые) мельницы и мельницы-вентиляторы (работают без промежуточных бункеров по схеме прямого вдувания топлива), мазутные насосы, насосы смазки, насосы и вентиляторы систем охлаждения генераторов и трансформаторов, электроприводы задвижек и др.

К так называемым «*неответственным*» механизмам относятся такие, прекращение работы которых не приводит к изменению нагрузки основного оборудования (например, шаровые мельницы, перекачивающие насосы, багерные и шламовые насосы гидрозолоудаления, механизмы топливоподачи). В основном это механизмы периодического действия. В частности, шаровая мельница работает при максимальной нагрузке по топливу и, заполнив пылевой бункер, отключается. Этим обеспечивается снижение расхода электроэнергии. Естественно, что в случае остановки мельницы котел за счет запаса топлива в бункере сможет работать в течение времени, достаточного для принятия персоналом необходимых мер.

Как для ответственных, так и для неответственных механизмов собственных нужд предусматривается резервирование. Различают неявное (скрытое) и явное резервирование. При скрытом резервировании в работе находятся одновременно два или более одинаковых механизма, каждый из которых несет неполную нагрузку. При остановке одного механизма его нагрузку принимают на себя другие, оставшиеся в работе. При явном резервировании помимо агрегатов, находящихся в работе, имеются аналогичные агрегаты, находящиеся в резерве и готовые в любой момент к незамедлительному вводу в действие вместо отключившегося. Для ответственных механизмов обеспечивается автоматический ввод резерва (АВР).

Основное оборудование ТЭС, вспомогательные устройства и механизмы с.н. жестко связаны между собой в едином технологическом цикле. Нарушения работы большинства механизмов, особенно – отнесенных к группе ответственных, оказывают непосредственное воздействие на работу основного оборудования. Согласно техническим требованиям на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС при отказе ряда механизмов или нарушениях в работе с.н. останов или разгрузка основного оборудования должны производиться автоматически. Так, останов котла защитой осуществляется:

при прекращении поступления в него питательной воды;
погасании пылеугольного или мазутного факела в топке по любой причине;
понижении давления газа или воздуха перед горелками котла, работающего на газовом топливе;
понижении давления подаваемого мазута;
отключении дымососов, дутьевых вентиляторов и вентиляторов первичного воздуха.

На блочных ТЭС при понижении давления масла в системе смазки турбины до третьего предела или при повышении уровня в любом подогревателе высокого давления до второго предела блок должен быть остановлен действием защиты.

При снижении уровня масла в демпферном баке уплотнений вала генератора с водородным охлаждением или отключении всех масляных насосов этой системы, а также при прекращении протока охлаждающей воды через статор генератора происходит останов турбины.

Главным требованием к работе любой защиты является обеспечение такого режима остановки или разгрузки оборудования, который не приводит к повреждениям его составных частей. Исходя из этого разработаны требования к действиям, выполняемым технологической защитой, согласуется работа устройств регулирования и технологических блокировок.

Например, останов котла производится путем одновременного выполнения многих операций: отключаются все топливоподающие устройства, дутьевые вентиляторы, закрываются задвижки подачи питательной воды и других систем.

Примером действия блокировок может служить работа системы конвейеров (иногда их называют транспортерами) топливоподачи. Если уголь подается по нескольким конвейерам и происходит остановка одного из них, то система технологической блокировки должна немедленно остановить все предыдущие конвейеры. Если не сделать этого, приемный участок остановившегося конвейера будет завален топливом.

На работающих конвейерах должны быть постоянно включены металлоуловители.

Разгон многих приводных двигателей должен осуществляться при разгруженном механизме; в этих случаях блокировки запрещают включение двигателя при открытой задвижке.

Основным видом привода для механизмов собственных нужд служат электродвигатели. Паротурбинный привод применяется главным образом для мощных питательных насосов и дутьевых вентиляторов. В этих случаях механизмы принято называть соответственно «питательным турбонасосом» (ПТН) и «турбовоздуходувкой». Один турбопривод может служить приводом одновременно для питательного и бустерного насосов (с применением соответствующего редуктора). Применение турбопривода определяется главным образом экономическими факторами, а именно – возможностью экономичного ведения режима котла за счет регулирования частоты вращения и производительности механизма. Однако использование на ТЭС регулируемого

электропривода позволит заменить паротурбинный привод на электрический и у этих механизмов.

В зависимости от мощности механизма для его привода используются электродвигатели напряжением 6–10 кВ или 380 В переменного тока, главным образом асинхронные короткозамкнутые. Синхронные двигатели находят применение в основном на вынесенных объектах – насосных и компрессорных станциях. Для некоторых механизмов, в том числе резервных, применяются двигатели постоянного тока. Следовательно, система питания электродвигателей с.н. должна включать в себя источники электроснабжения, распределительные устройства (РУ) и сети 6,3–10,5 кВ, понижающие трансформаторы, РУ и сети 0,4 кВ, выпрямительные установки и сети постоянного тока (см. раздел 2.3).

Система электроснабжения с.н. представляет собой сложное хозяйство, предназначенное для бесперебойного электроснабжения приемников с большой суммарной мощностью. Примерный расход электроэнергии на собственные нужды в зависимости от начального давления пара и вида топлива при номинальной нагрузке турбогенераторов для КЭС и для ТЭЦ с комбинированной выработкой приведен в табл. 2 (в процентах вырабатываемой электроэнергии).

Таблица 2

Расход электроэнергии на собственные нужды

	Начальное давление пара, МПа			
	3,5 – 9		13 – 24	
	Газ	Уголь	Газ	Уголь
Расход на с.н. для КЭС	5 – 7	6 – 7,5	7,5 – 9	8 – 9,5
Расход на с.н. для ТЭЦ	6 – 8	7 – 8,5	8,5 – 10,5	9 – 11

Рассмотрим кратко составляющие общего расхода электроэнергии на различные группы механизмов с.н. Расход на тягодутьевые механизмы принято относить на 1 т выработанного пара. В зависимости от вида топлива, сопротивления газоздушного тракта, КПД механизмов, он составляет 2 – 8 кВт·ч/т.

Удельный расход электроэнергии на 1 м³ питательной воды – 22 кВт·ч/м³. На привод питательных насосов расходуется до 5 % мощности, вырабатываемой блоком.

Суммарный расход электроэнергии в топливном хозяйстве и на гидрозолоудаление в 2,5 – 3 раза меньше, чем у питательных насосов. Доля общего расхода электроэнергии, приходящаяся на отдельные группы потребителей с.н. для различных видов ТЭС приведена в табл. 3.

Важной структурной составляющей собственных нужд ТЭС являются оперативные цепи, осуществляющие управление всеми коммутирующими аппаратами основного оборудования и вспомогательных устройств. Цепи управления усложнены большим количеством включенных в них электрических, технологических защит и блокировок. Оперативные цепи

постоянного тока снабжены своими источниками питания (выпрямителями и аккумуляторными батареями).

Таблица 3

Распределение расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС

	Доля общего расхода электроэнергии на СН, %			
	ТЭЦ на газе и мазуте с турбинами ПТ-25 и ПТ-60	ТЭЦ на тощем угле с турбинами Т-50-90	КЭС низкого давления на буром угле	КЭС высокого давления на мазуте
Тяга и дутье	18,5	17,4	25	15
Питательные насосы	48,5	36,4	15,5	56
Циркуляционные насосы	13,6	7,7	22,6	20
Теплофикационные насосы	13,3	22,2	-	-
Пылеприготовление	-	8,6	22	-
Гидрозолоудаление	-	1,8	4,8	-
Прочие	6,1	5,9	10,1	9

2.2.1. Типовые механизмы собственных нужд

Работа каждого механизма характеризуется двумя группами величин, одна из которых определяет его технологические возможности (производительность, напор и т.д.), другая – требования к приводному двигателю (момент сопротивления, угловая скорость).

Зависимость момента сопротивления M_C , Н·м, различных механизмов от угловой скорости ω , 1/с (радиан в секунду), в общем виде выражается уравнением

$$M_C = M_{тр} + (k_{з.м.} \cdot M_{ном.м.} - M_{тр}) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{ном}} \right)^\gamma, \quad (14)$$

где $M_{тр}$ – момент сопротивления при $\omega = 0$ (при трогании с места); $M_{ном.м.}$ – номинальный момент сопротивления механизма; $k_{з.м.}$ – коэффициент загрузки механизма; $\omega_{ном}$ – номинальная угловая скорость; γ – показатель степени, характеризующий данный механизм.

Угловая скорость связана с частотой вращения n , об/мин, соотношением

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}. \quad (15)$$

Механическая характеристика (14) определяет условия пуска агрегата и его выбега при отключении двигателя, оказывает существенное влияние на переходные режимы. Все агрегаты ТЭС по виду механической характеристики можно разделить на механизмы, момент сопротивления которых практически не

зависит от скорости ($M_C = const$, $\gamma = 0$), и механизмы с моментом сопротивления, зависящим от скорости ($M_C = f(\omega)$, $\gamma \neq 0$).

К первой группе относятся механизмы транспортеров, дробилок, некоторых мельниц, поршневых компрессоров и т.д. Это механизмы с тяжелыми условиями пуска.

Ко второй группе относятся тягодутьевые механизмы ($\gamma = 2$), центробежные насосы ($\gamma = 2 \div 4$) и др. Чем выше значение γ , тем легче условия пуска. Различные виды механических характеристик при разных коэффициентах загрузки механизмов приведены на рис. 16. После длительной остановки механизма, особенно в холодное время года, момент трогания с места ($M_{тр}$) может увеличиваться, как показано на рис. 16 пунктирными линиями. Характеристику при очень малом моменте трогания с места ($M_{тр} \approx 0$) и $\gamma = 2$ называют «вентиляторной» (кривая 7 на рис. 16).

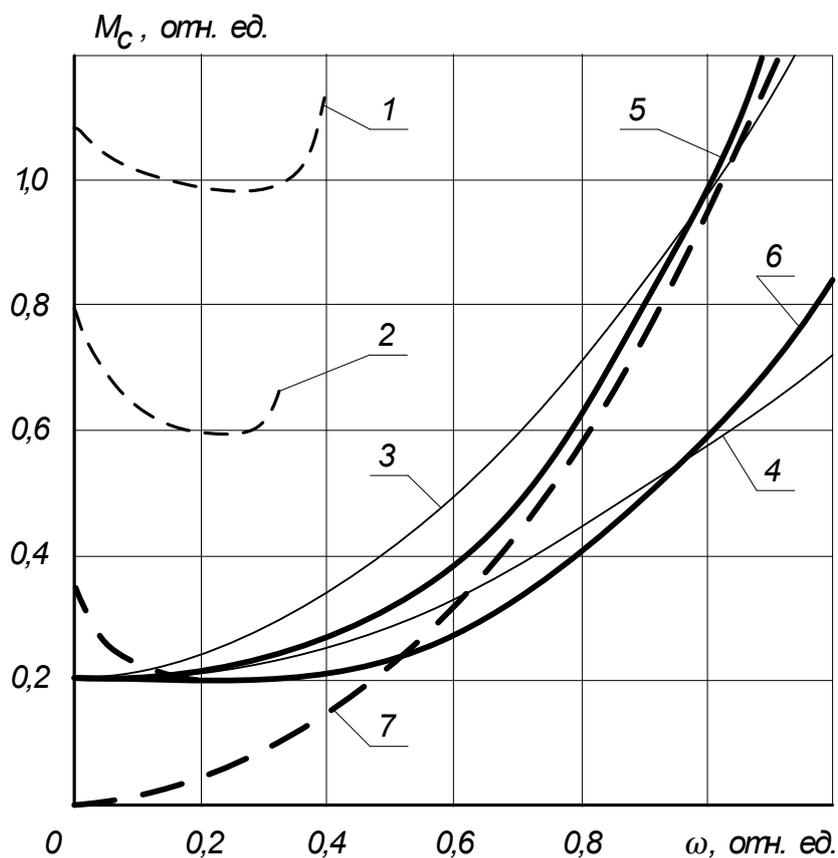


Рис 16. Виды механических характеристик различных агрегатов:

- 1 — $\gamma = 0$, $k_{з.м.} = 1$; 2 — $\gamma = 0$, $k_{з.м.} = 0,6$; 3 — $\gamma = 2$, $k_{з.м.} = 1$;
 4 — $\gamma = 2$, $k_{з.м.} = 0,6$; 5 — $\gamma = 3$, $k_{з.м.} = 1$; 6 — $\gamma = 3$, $k_{з.м.} = 0,6$ (в 2-6
 $M_{тр} = 0,2 \cdot M_{ном}$); 7 — $\gamma = 2$, $M_{тр} = 0$, $M_C = M_{ном.м} \cdot (\omega / \omega_{ном})$.

На условия пуска агрегата оказывает также влияние момент инерции J , кг·м². Чем выше момент инерции, тем более высокий момент должен развивать двигатель при пуске. Время разгона механизмов с большим моментом инерции увеличено. К таким механизмам относятся дымососы и дутьевые вентиляторы а также поршневые компрессоры, в которых для уменьшения колебаний нагрузки в пределах цикла устанавливаются маховики.

Наиболее тяжелыми условиями пуска обладают механизмы с $\gamma = 0$ при условии полной загрузки. Например, при полностью загруженном ленточном конвейере нужно не только преодолеть момент сопротивления, но и разогнать ленту с грузом до требуемой скорости. Увеличение массы груза эквивалентно увеличению момента инерции.

В старых и некоторых современных зарубежных каталогах приводятся значения махового момента GD^2 , кгс·м². В этих случаях для определения момента инерции каталожное значение махового момента следует разделить на четыре:

$$J = \frac{GD^2}{4}. \quad (16)$$

Рассмотрим подробнее характеристики наиболее важных механизмов собственных нужд и требования, предъявляемые к их приводным двигателям.

Устройства для разгрузки и перемещения угля. Механизмы топливного хозяйства работают в условиях резкого колебания температур, частых перегрузок и сильной загрязненности. При работе ТЭС на твердом топливе уборка в топливном хозяйстве производится гидроспособом, что дополнительно утяжеляет воздействие внешних факторов. Размораживающие, разгрузочные, перегружающие устройства не требуют регулирования частоты вращения и потребляют сравнительно небольшую мощность; в них могут использоваться трехфазные асинхронные короткозамкнутые двигатели напряжением 380 В.

На крупных станциях широко применяются *вагонопрокидыватели* (рис. 17). Режим работы двигателей этих механизмов – повторно-кратковременный. Поэтому в приводе используются трехфазные асинхронные электродвигатели напряжением 380 В с фазным ротором. Топливо из полувагонов сбрасывается на решетки, расположенные над бункерами. Для предварительного дробления крупных кусков угля, не проваливающихся в решетку, предусмотрены дробильно-фрезерные машины (ДФМ).

Из разгрузочных устройств топливо по системе *конвейеров* поступает либо на тракт топливоподачи, либо на угольный склад. Если топливо подается на склад, то укладка его на территории склада осуществляется либо краном-перегрузателем, либо штабелеукладчиком. Со склада топливо с помощью бульдозеров сбрасывается через решетку в приемный бункер тракта топливоподачи, откуда *ленточными конвейерами* перемещается далее по технологической цепочке. Наиболее распространены ленточные конвейеры с прорезиненной лентой. В системе топливоподачи применяются конвейеры

горизонтального и наклонного типа. В большинстве случаев они работают в одном направлении, однако на некоторых участках могут использоваться реверсивные конвейеры. Угол наклона ленты к горизонту выбирается на $10-12^{\circ}$ меньше угла трения топлива о ленту. Например, наибольший угол наклона конвейера для каменного рядового угля – 18° , для дробленого каменного угля – $19-20^{\circ}$.

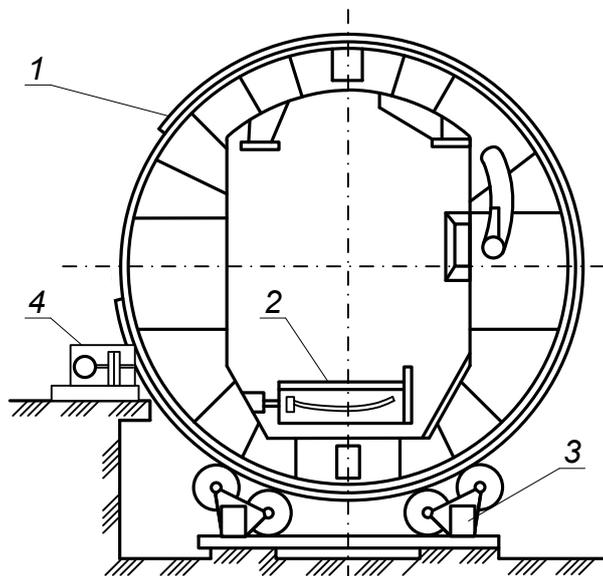


Рис. 17. Роторный вагонопрокидыватель с редукторным приводом:
 1 – диск вагонопрокидывателя; 2 – платформа с люками;
 3 – роlikоопоры; 4 – привод.

Ленточный конвейер (рис. 18) состоит из приводного (головного) барабана, хвостового барабана, который может быть натяжным, бесконечной ленты, рабочих верхних роlikоопор и холостых нижних роlikоопор.

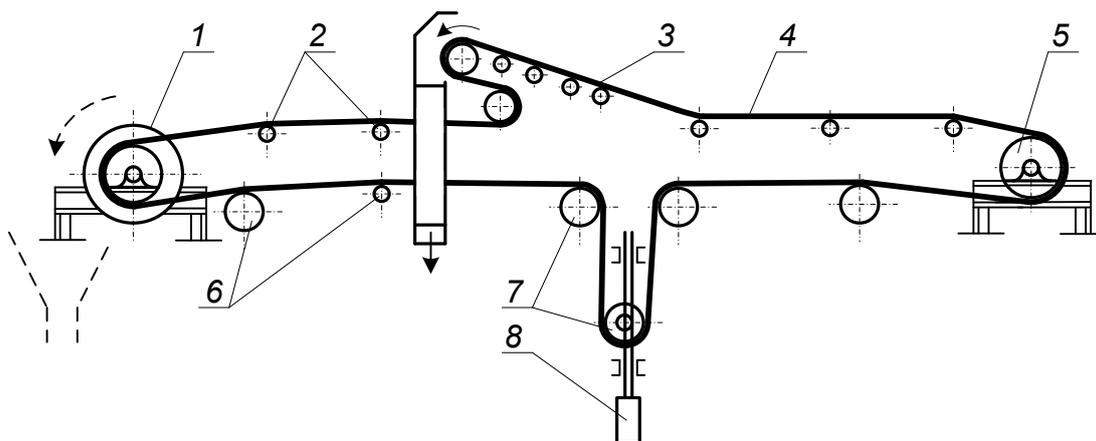


Рис. 18. Схема конвейера с вертикальным грузовым устройством и сбрасывающей тележкой:
 1 – приводной барабан; 2 – верхние (рабочие) роlikоопоры; 3 – сбрасывающая тележка;
 4 – лента конвейера; 5 – хвостовой барабан; 6 – нижние (холостые) роlikоопоры;
 7 – натяжные обратные отклоняющие барабаны; 8 – грузовой ящик.

Приводной барабан через редуктор соединен с электродвигателем, а к натяжному барабану присоединяется груз, обеспечивающий натяжение ленты и

обеспечивающий надежное сцепление ленты с барабаном. При излишнем натяжении ленты сокращается срок ее службы и расстраиваются стыки ленты; при слабом натяжении и большом провисе между роlikоопорами – увеличивается расход электроэнергии. На рис. 18 хвостовой и натяжной барабаны выполнены раздельно.

Во избежание схода ленты с опор на стороны устанавливаются отражательные (дефлекторные) ролики с вертикальной осью вращения (на рис. 18 не показаны). Для изменения направления ленты применяют отклоняющие барабаны и роликовые батареи, установленные на металлической станине, изготовленной из угловой или швеллерной стали.

Конвейеры могут быть желобчатыми – с тремя верхними (рабочими) роликами, расположенными под углом – рис. 19, а, и плоскими – с одним рабочим роликом – рис. 19, б; производительность последних невелика. Нижние (холостые) роликовые опоры у любых конвейеров состоят из одного ролика. На наклонных конвейерах приводные барабаны чаще всего устанавливают вверху. Топливо поступает на конвейеры через загрузочные устройства и сбрасывается через разгрузочные приспособления.

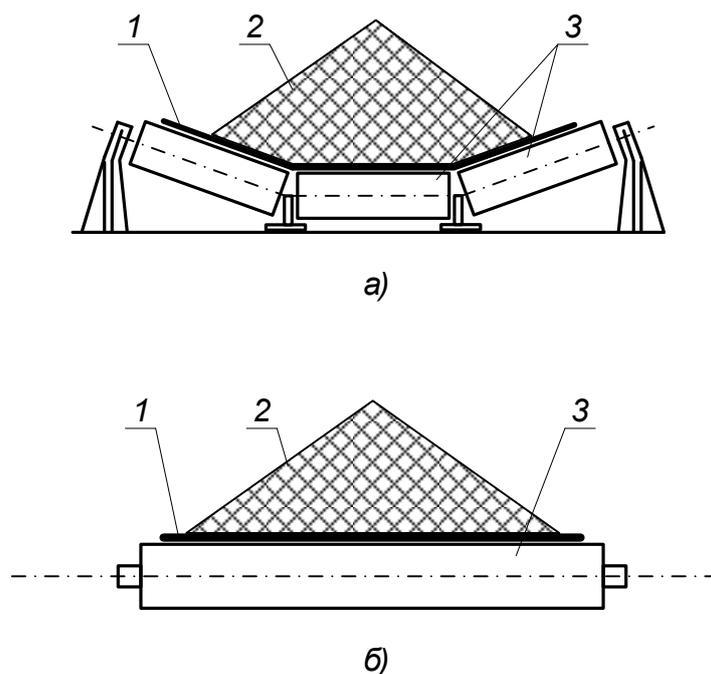


Рис. 19. Конфигурация слоя топлива на конвейере:
 а – на желобчатой ленте; б – на плоской ленте;
 1 – конвейерная лента; 2 – слой топлива;
 3 – роликовые опоры (опора).

Разгрузочные устройства могут быть плужкового (щитового) типа – на пути топлива, под углом к направлению движения ленты, устанавливается щит, сбрасывающий часть топлива с ленты в сторону (применяется, как правило, на плоской ленте) и барабанного типа. К последним относятся, в частности, разгрузочные тележки (рис. 18). Уголь с ленты забрасывается в приемную

горловину и затем отводится в сторону по трубе. На рис. 18 эта операция показана сплошными стрелками.

Возможна разгрузка топлива с головного (приводного) барабана. На рис. 18 этот вариант разгрузки и условное приемное устройство изображены штриховой линией.

Как уже отмечалось ранее (см. рис. 12), конвейеры обязательно должны оснащаться металлоулавливающими устройствами.

Производительность конвейера составляет от 30 до 3750 м³/ч. Пуск конвейера может осуществляться как в порожнем, так и в нагруженном состоянии. Условия пуска приводных двигателей относятся к группе наиболее тяжелых. Момент сопротивления не зависит от скорости движения ленты и угловой скорости приводного барабана ($\gamma = 0$). При трогании с места требуется повышенный момент двигателя. Мощность двигателей конвейеров большой производительности превышает 100 кВт. Требуемая мощность приводного электродвигателя, кВт,

$$P_{д.ном} \geq 1,1(P_{б} + P_{сбр}) / \eta, \quad (17)$$

где $P_{б}$ – мощность на валу приводного барабана, зависящая от длины конвейера, ширины ленты, высоты подъема; $P_{сбр}$ – дополнительная нагрузка при наличии сбрасывателя; η – КПД привода. При плужковом сбрасывателе $P_{сбр}$ не менее 0,4 кВт; при барабанной сбрасывающей тележке $P_{сбр} = 0,374P_{б} + 0,005Q + 0,37$ (здесь Q – часовой расход топлива, требуемый для котлов, т/ч).

Конечными объектами системы конвейеров топливоподачи являются бункеры сырого угля, расположенные в бункерной галерее котельного цеха.

Аспирация и вентиляция тракта топливоподачи. При открытом транспорте топлива неизбежно пыление. Особую опасность для человеческого организма представляет мелкая пыль, с размерами частиц менее 5 мкм, проникновение которой в легкие вызывает заболевание силикозом. Согласно санитарным нормам предельная концентрация топливной пыли установлена на уровне 10 мг/м³. Повышенная концентрация топливной пыли вызывает преждевременный износ оборудования, но особую опасность представляют взрывы и пожары, которые могут возникнуть при превышении предельно допустимых концентраций топливной пыли в воздухе.

Главными очагами пылевыделения на тракте топливоподачи являются загрузочные и разгрузочные щели бункеров, узлы пересыпки и оборудование дробильных установок. Поэтому на объектах топливного хозяйства обязательно устройство аспирации (обеспыливания) и вентиляции. Возможная схема аспирационной установки показана на рис. 20.

Кроме установок непрерывного удаления пыли предусматривается изоляция вентиляционных камер огнестойкими материалами, применение устройств для отвода зарядов статического электричества, использование взрывобезопасных электродвигателей и аппаратуры. Все конструкции топливного хозяйства должны быть гладкими, без полок, карманов и выступающих ребер, на которых возможно отложение пыли.

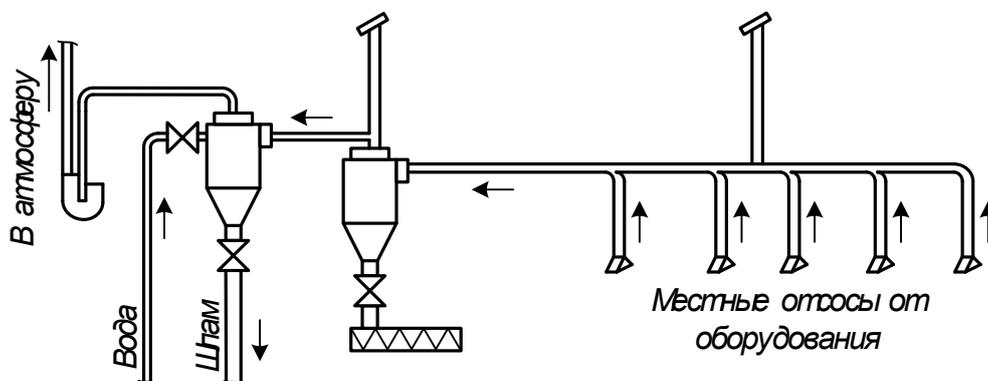


Рис. 20. Схема аспирационной установки.

В качестве пылеуловителей используются фильтры, а также сухие и мокрые *циклоны*. На рис. 21 изображен мокрый циклон с водяной пленкой.

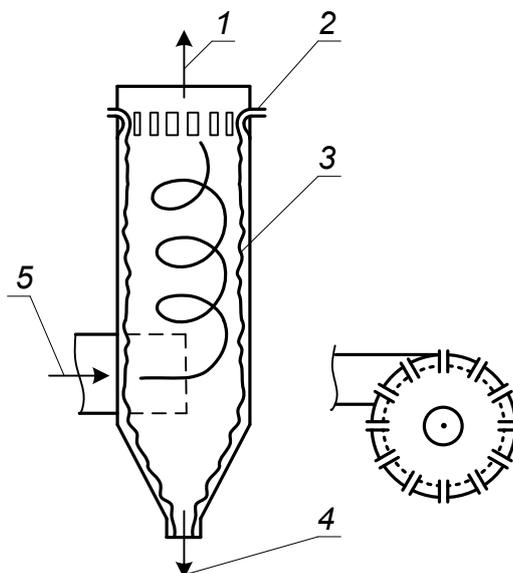


Рис. 21. Циклон системы пылеулавливания топливоподачи:
1 – очищенный воздух; 2 – сопла орошения; 3 – водяная пленка;
4 – шлам; 5 – подвод запыленного воздуха.

Устройства пылеприготовления. Размол топлива на электростанциях осуществляют в специальных мелющих устройствах, являющихся основным оборудованием систем пылеприготовления. Качество угольной пыли, получаемой в этих системах, оказывает большое, а иногда – решающее влияние на экономичность размола, сжигание пыли, работу топки и котельного агрегата

в целом. Качество угольной пыли обычно характеризуют тонкостью ее помола (зерновой структурой), влажностью и связанными с ней сыпучими свойствами. Одной из важнейших характеристик пыли является ее взрываемость.

На электростанциях применяют следующие системы пылеприготовления: центральную, индивидуальную с прямым вдуванием топливной пыли в топочную камеру и индивидуальную с промежуточным пылевым бункером. Каждая из подобных систем имеет достоинства и недостатки. В настоящее время на ТЭС, особенно крупных, применяют в основном индивидуальные системы пылеприготовления, в которых приготовление пыли осуществляется непосредственно у парогенератора (энергоблока) с использованием для сушки топлива и его пневмотранспорта топочных газов в смеси с горячим воздухом. Индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием топливной пыли в топку (рис. 22) отличается жесткой связью мельничного оборудования с котлом. Изменение нагрузки котла требует изменения работы мельницы. При работе со сниженной нагрузкой мельница оказывается недогруженной.

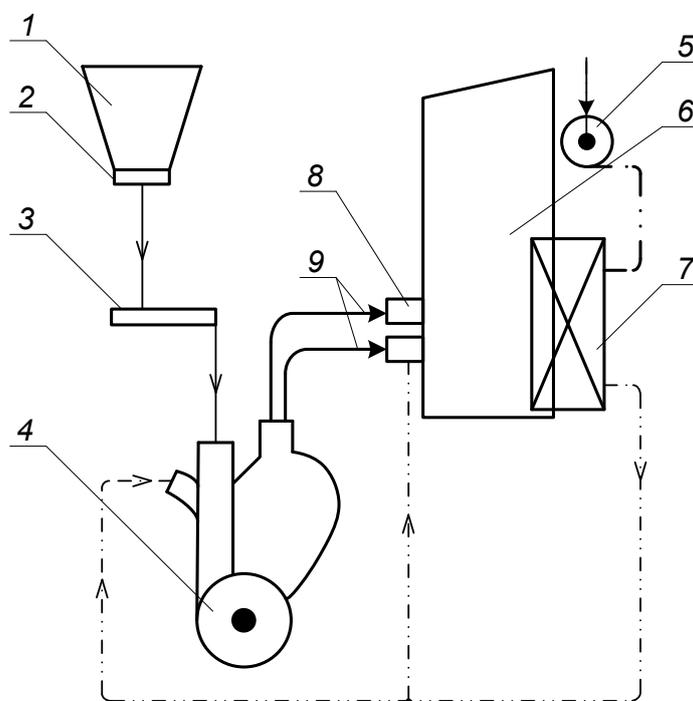


Рис. 22. Замкнутая схема пылеприготовления с непосредственным вдуванием угольной пыли в топку:

- 1 – бункер сырого топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого топлива;
4 – мельница; 5 – дутьевой вентилятор; 6 – котел; 7 – воздухоподогреватель;
8 – горелка; 9 – пылепроводы.

Индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером (рис. 23) не зависит от работы котла, что является ее основным достоинством. Промежуточный пылевой бункер повышает надежность установки. Этому способствует также связь мельничных устройств отдельных агрегатов с помощью пылевых шнеков, позволяющих при необходимости передавать пыль от одного котла к другому. Такую систему применяют при работе на высокорезакционных бурых и каменных углях, допускающих грубый помол, а

также при работе на тощих и низкорекреационных углях, требующих тонкого помола.

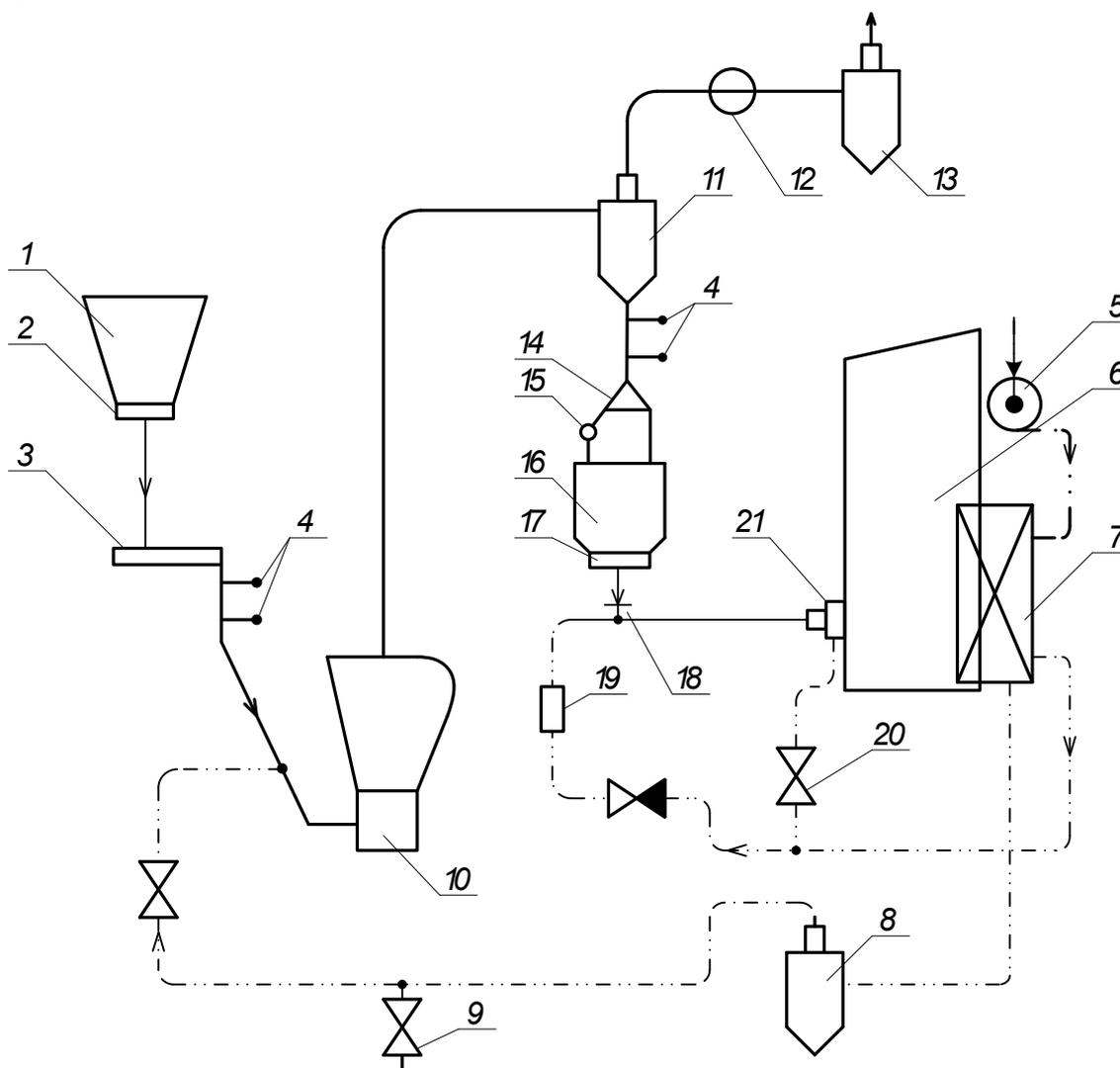


Рис. 23. Разомкнутая система пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером:
 1 – бункер сырого топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого топлива;
 4 – клапан-мигалка; 5 – дутьевой вентилятор; 6 – котел; 7 – воздухоподогреватель;
 8 – золоуловитель; 9 – клапан присадки атмосферного воздуха; 10 – мельница;
 11 – циклон; 12 – дымосос; 13 – пылеуловитель; 14 – перекидной шибер;
 15 – реверсивный шнек; 16 – бункер пыли; 17 – питатель пыли;
 18 – эжектор-смеситель; 19 – короб первичного воздуха;
 20 – клапан вторичного воздуха; 21 – горелки.

Для размола топлива используют различные мелющие устройства, основанные на принципах удара и раскалывания, раздавливания и истирания. Для приготовления угольной пыли на электростанциях служат тихоходные шаровые барабанные мельницы ШБМ, среднеходные мельницы СМ, быстроходные молотковые мельницы ММ, быстроходные мельницы-вентиляторы.

Шаровая барабанная мельница ШБМ (рис. 24) представляет собой цилиндрический барабан диаметром 2 – 4 м при длине 2,6 – 10 м, выложенный внутри волнистыми броневыми плитами из марганцовистой стали. До 25 – 35 % объема барабана заполнено стальными шарами диаметром 25 – 60 мм. Размол

топлива в ШБМ осуществляется в основном по принципу удара, а также истирания. Число оборотов барабана $16 - 23 \text{ мин}^{-1}$. При его вращении шары поднимаются на определенную высоту, затем падают и разбивают кусочки угля или истирают их при перекатывании. Для подсушки или досушивания топлива в мельницу подают газозвоздушную смесь температурой до $450 \text{ }^\circ\text{C}$ (не выше из-за возможности перегрева подшипников), которая служит также для выноса пыли из мельницы. Достоинства ШБМ в ее универсальности, т.е. пригодности для размола с одновременной сушкой как мягких топлив повышенной влажности, так и твердых топлив, например АШ; возможности получения пыли любой тонкости; отсутствии затруднений при попадании в мельницу вместе с углем металлических предметов.

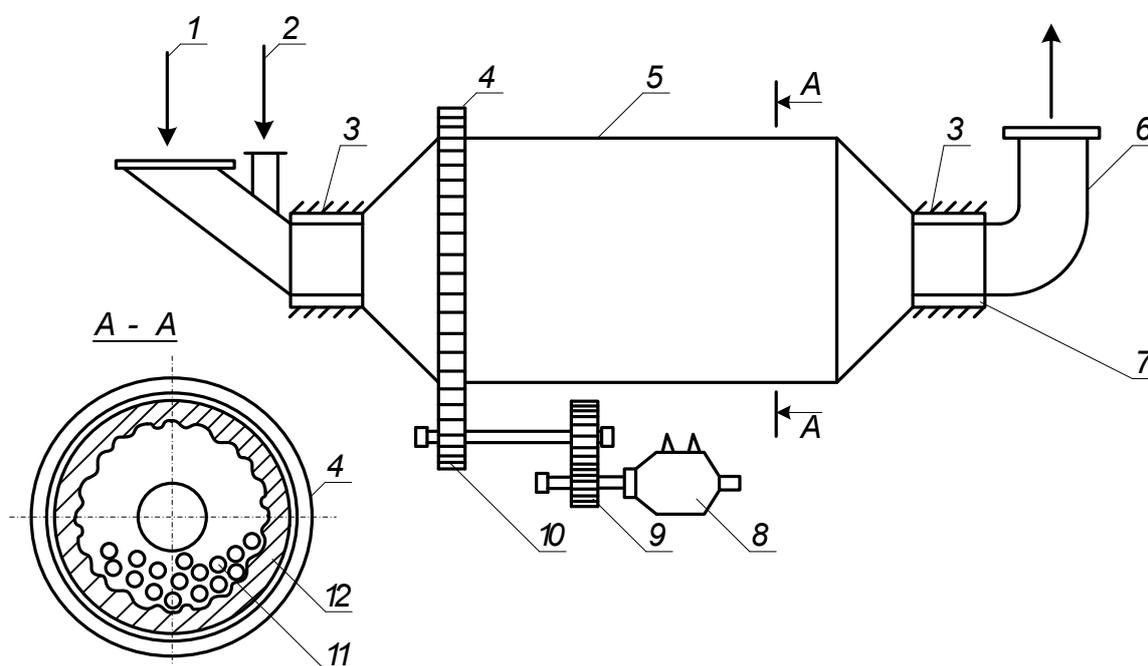


Рис. 24. Шаровая барабанная мельница:

- 1 – подача дробленого топлива и первичного воздуха; 2 – возврат из сепаратора;
 3 – подшипники; 4 – большая шестерня; 5 – барабан; 6 – неподвижные патрубки;
 7 – цапфы; 8 – электропривод; 9 – редуктор; 10 – малая шестерня;
 11 – мелющие шары; 12 – броневые плиты.

К недостаткам ШБМ относятся громоздкость и сложность оборудования; значительный удельный расход энергии на пылеприготовление, достигающий при работе на АШ до $25 - 35 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ на 1 т пыли. В связи с высоким коэффициентом холостого хода для ШБМ (характеризующим затраты энергии на вращение барабана без топлива), достигающим до 95% , потребляемая мельницей мощность практически не зависит от нагрузки. Поэтому для снижения удельного расхода электроэнергии ШБМ используют в режиме максимальной производительности. Недостатком ШБМ является также значительный износ металла (шаров) при ее работе; при приготовлении 1 т пыли АШ истирается около 400 г металла.

Металлический порошок, попадая в угольную пыль, снижает температуру плавкости золы.

Молотковая (шахтная) мельница (рис. 25) представляет упрощенное пылеприготовительное устройство, непосредственно устанавливаемое у топки. В расположенной над ней шахте (сепараторе) совмещаются подсушка, размол, а также сепарация топлива. Подаваемое в мельницу топливо через течку поступает на быстро вращающиеся била, которыми оно размалывается и выбрасывается в шахту. Одновременно с размолом происходит подсушка топлива подаваемым в мельницу *сушильным агентом* – дымовыми газами в смеси с воздухом. Тонкая пыль вместе с сушильным агентом проходит через амбразуру сепарирующей шахты и поступает в топку, а крупные частицы выпадают из потока и снова попадают в мельницу. В молотковую мельницу поступает до 60 – 80 % общего количества воздуха; остальной воздух подают непосредственно в топку. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, скорость потока в котором равна 3 – 4 м/с. Изменение скорости газовой смеси в шахте вызывает изменение конечной тонкости пыли, подаваемой в топку.

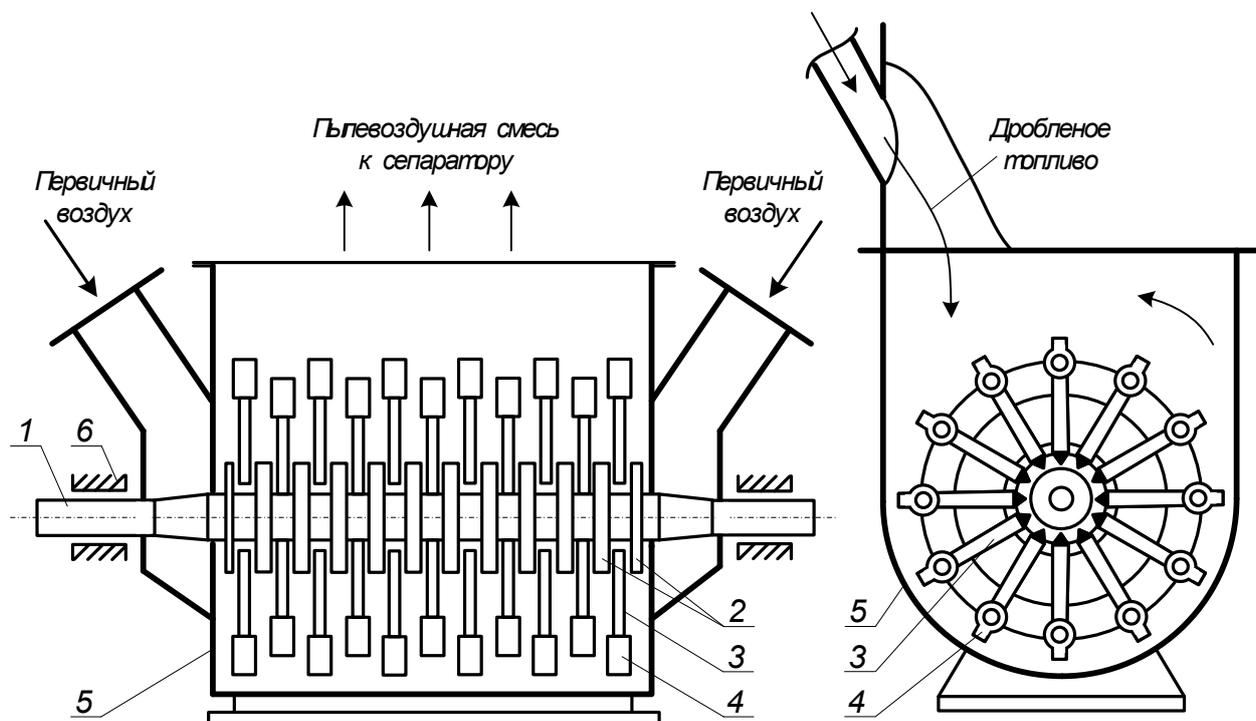


Рис. 25. Молотковая мельница:
1 – вал; 2 – диски; 3 – билодержатели; 4 – била;
5 – корпус мельницы; 6 – подшипники.

Молотковые мельницы широко применяют для размола бурых углей, горючего сланца, фрезерного торфа и каменных углей с выходом летучих веществ более 30 %. Производительность молотковых мельниц достигает 100 т/ч при размолу бурых углей. Основной недостаток молотковых мельниц – сравнительно быстрый износ бил, в связи с этим молотковые мельницы используют для относительно мягких топлив, для которых допускается грубый помол. Расход электроэнергии на 1 т помола 5 – 12 кВт·ч.

Мельница-вентилятор наряду с размолотом осуществляет вентиляционный процесс в системе пылеприготовления: подсос к мельнице сушильного агента с температурой 900 – 1000 °С; транспорт пылегазовой смеси к горелкам. Топливо с сушильным агентом поступает во включенную перед мельницей шахту, где частично подсушивается при движении вниз. При этом топочные газы охлаждаются до допустимой перед мельницей температуры 350 – 400 °С с помощью подводимого горячего воздуха. Вместе с сушильным агентом топливо засасывается ротором с числом оборотов 590 – 1470 мин⁻¹ и размалывается билами. При этом происходит основная подсушка топлива. После отделения в сепараторе крупных частиц, возвращаемых на доразмол, пыль поступает к горелкам.

Основным достоинством мельниц-вентиляторов является их высокая вентилирующая способность, недостатками – значительный износ металла лопаток и брони корпуса (50 – 70 г на 1 т угля), а также уменьшение подачи сушильного агента при увеличении нагрузки по топливу. Мельницы-вентиляторы используются для легко размалываемых топлив. Производительность их по бурому углю – до 44 т/ч.

При подаче на ТЭС высоковлажного топлива проводят предварительную подсушку дробленого угля перед размолотом. На рис. 26 показана труба-сушилка с восходящим потоком газов. Вертикальная труба-сушилка цилиндрической формы с постоянным сечением по всей высоте имеет высоту восходящего участка не менее 2 – 3 м. Газы для сушки с температурой до 800 °С подводят к нижней части футерованной изнутри вертикальной трубы. Отсос отработавшего сушильного агента из верхней части трубы производят с помощью сушильного вентилятора. Сырое топливо подают питателем или специальным вращающимся забрасывателем в нижнюю часть трубы-сушилки, внутреннее сечение которой выбирают так, чтобы скорость газов в ней при температуре 500 – 800 °С составляла 40 – 45 м/с, т.е. была достаточной для пневмотранспорта в восходящем потоке частиц угля размером до 10 – 15 мм. Трубы-сушилки работают при массовой концентрации топлива в сушильном агенте порядка 0,8 – 1,2 кг/кг. Под трубой-сушилкой устанавливают камеру-отходоуловитель, в нижней части которой собираются выпадающие из восходящего потока крупные куски топлива и другие тяжелые предметы.

Очистка дымовых газов и золоулавливание. Для очистки дымовых газов устанавливают электрофильтры, мокрые золоуловители и циклоны. Мокрые прутковые золоуловители или *скрубберы* представляют собой стальные (или железобетонные) цилиндрические корпуса диаметром до 5 м, в которых размещаются распределительные водяные кольца с оросительными соплами.

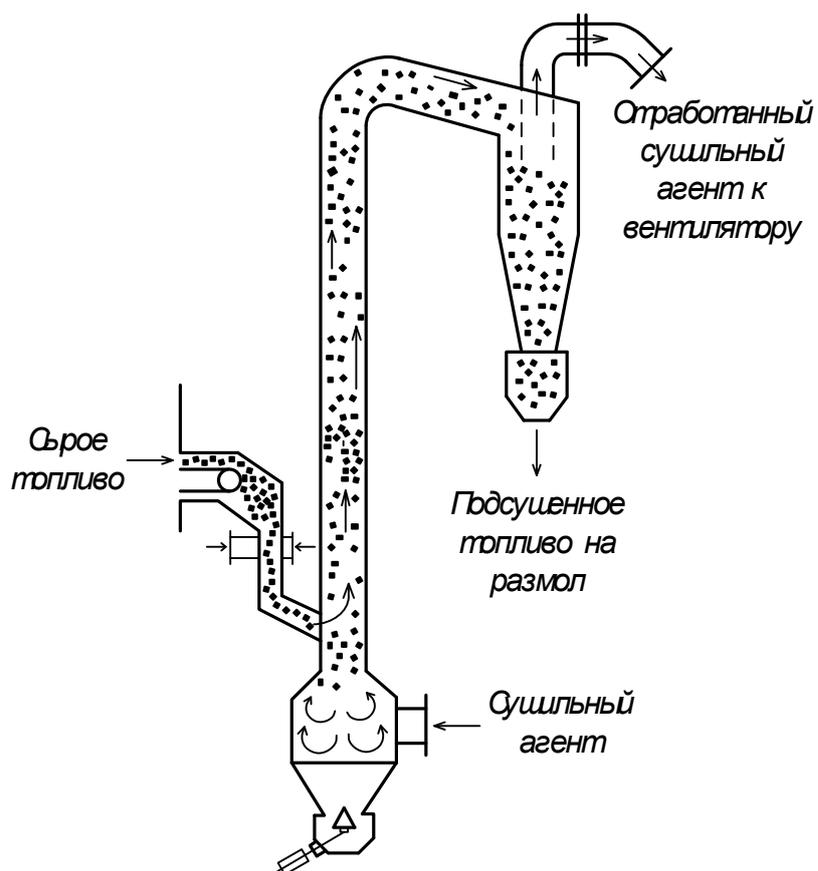


Рис. 26. Труба-сушилка с восходящим потоком газа.

Внутренние поверхности скрубберов покрыты кислотостойкой плиткой. Цилиндрические корпуса снабжены входными патрубками с прутковыми решетками, а также выходными патрубками. Струи дымового газа, проходя через решетку, изменяют свое направление; в результате частицы золы под воздействием центробежных сил оседают на влажных прутках решетки. Вода смывает золу и образовавшийся шлам сбрасывается в систему гидрозолоудаления. Производительность мокрых скрубберов по газу – до 220 тыс. м³/ч, ожидаемый к.п.д. очистки – 92 %. На один котлоагрегат устанавливается не менее двух мокрых золоуловителей.

В *электрофильтрах* дымовые газы омывают осадительные и коронирующие электроды, между которыми создается сильное электрическое поле постоянного тока. Направление газового потока – горизонтальное или вертикальное. Чаще применяются унифицированные горизонтальные электрофильтры (рис. 27).

Коронирующие электроды выполняют ленточно-игольчатого типа. Зола осаждается на осадительных электродах. С помощью механизма встряхивания рамы с электродами приводятся в движение и зола сбрасывается с них в золовые бункера электрофильтров. Коэффициент полезного действия электрофильтров – до 95 – 98 %.

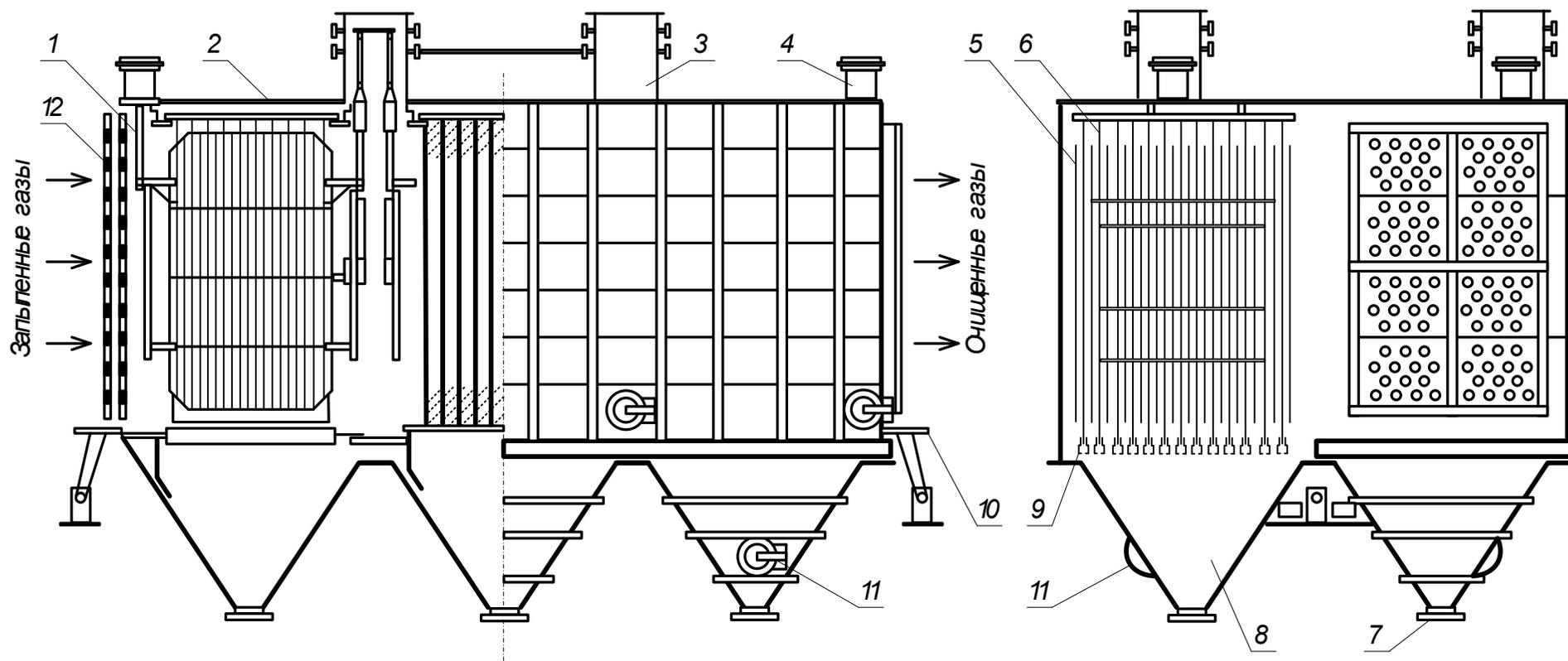


Рис. 27. Дымовой горизонтальный пластинчатый двухсекционный трехполюсный электрофильтр:
 1 – тяга подвески и встряхивания коронирующих электродов; 2 – корпус; 3 – большая изоляторная коробка;
 4 – малая изоляторная коробка; 5 – коронирующие электроды; 6 – осадительные электроды;
 7 – устье бункера; 8 – пылевой бункер; 9 – тяга встряхивания осадительных электродов;
 10 – встряхивающее устройство осадительных электродов;
 11 – люк; 12 – плоские газораспределительные решетки.

Тягодутьевые устройства. Различают следующие виды тяги котельных установок:

естественную;

принудительную с применением дымососов;

уравновешенную с использованием дымососов и дутьевых вентиляторов;

с наддувом и применением дутьевых вентиляторов при отсутствии дымососов.

Естественная и принудительная тяга применяются лишь в мелких установках. Крупные котлоагрегаты работают с уравновешенной тягой. Парогенераторы с наддувом в основном работают на газомазутном топливе.

Котлоагрегаты укомплектовываются радиальными или осевыми дымососами. Радиальные дымососы имеют лопатки, загнутые назад (рис. 28, а), либо вперед (рис. 28, б). На парогенераторах большой мощности применяют осевые дымососы (рис. 28, в, г), оснащенные направляющими аппаратами.

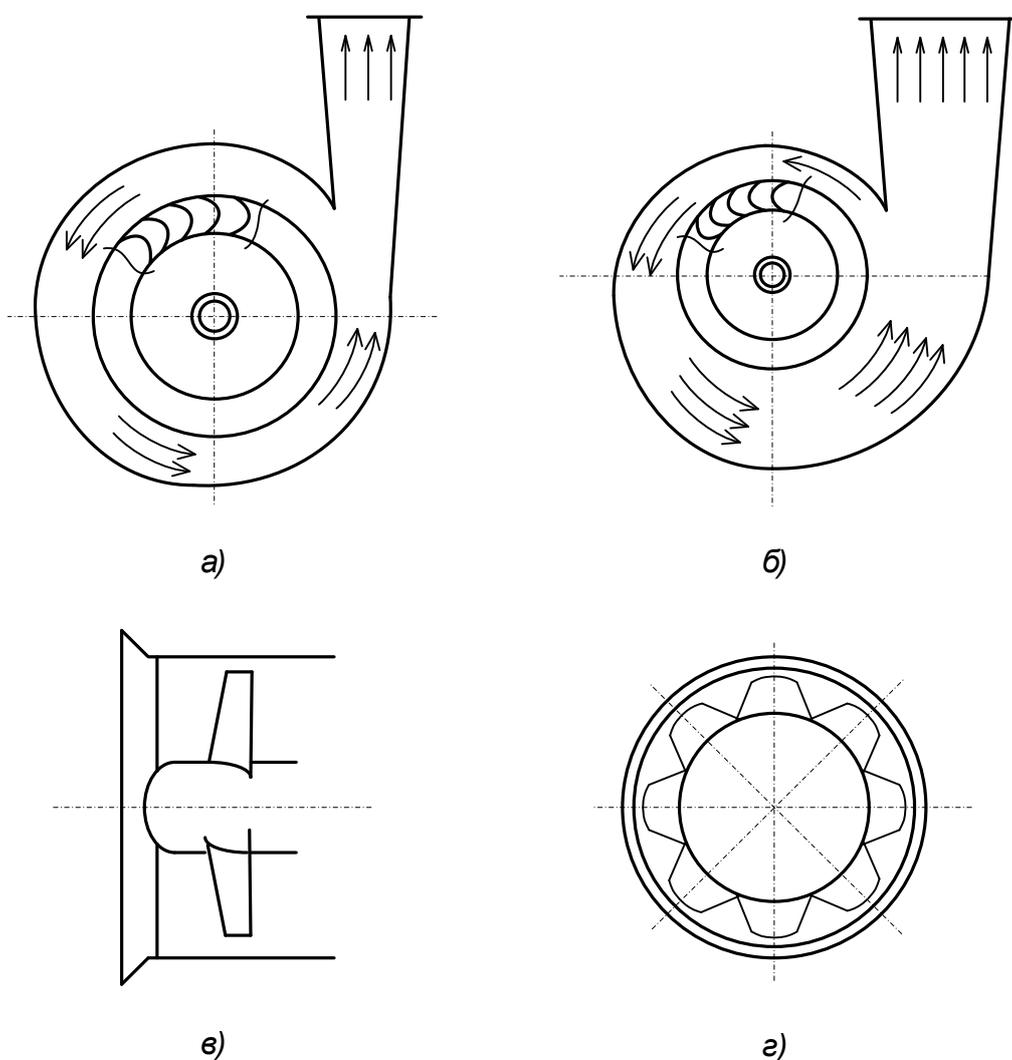


Рис. 28. Схемы радиальных и осевых дымососов.

Для регулирования производительности тягодутьевых машин применяют двухскоростные двигатели, гидромуфты, направляющие аппараты. Лопатки дымососов в результате воздействия золы быстро изнашиваются. Их ремонт производится путем наплавки титановыми сплавами.

Воздух для поддержания процесса горения вдувается в топку с помощью дутьевых вентиляторов. К котлоагрегатам большой мощности для охлаждения подшипников вращающихся машин (дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и др.) подается техническая вода. Смазка подшипников дымососов высокой производительности – принудительная, с применением маслонасосов системы смазки.

Золошлакоудаление. Электростанции, работающие на твердом топливе и особенно – на бурых углях, выбрасывают большое количество золы – сотни тонн в час, т.к. зольность бурых углей достигает 45 % и более. Своевременное удаление золы – неотъемлемая часть процесса выработки электроэнергии на ТЭС; его нарушение приводит к снижению нагрузки станции вплоть до остановки.

Системы золошлакоудаления рассчитываются на обеспечение эвакуации шлаков и той части золы, которая не выбрасывается в дымовые трубы, и применяется следующих типов: механическая (использование вагонеток); пневматическая (удаление золы с помощью сжатого воздуха); жидкое золошлакоудаление с гидравлическим транспортированием золы (в топке – постоянный уровень *расплавленного* шлака и золы); гидравлическая (рис. 29); гидропневматическая.

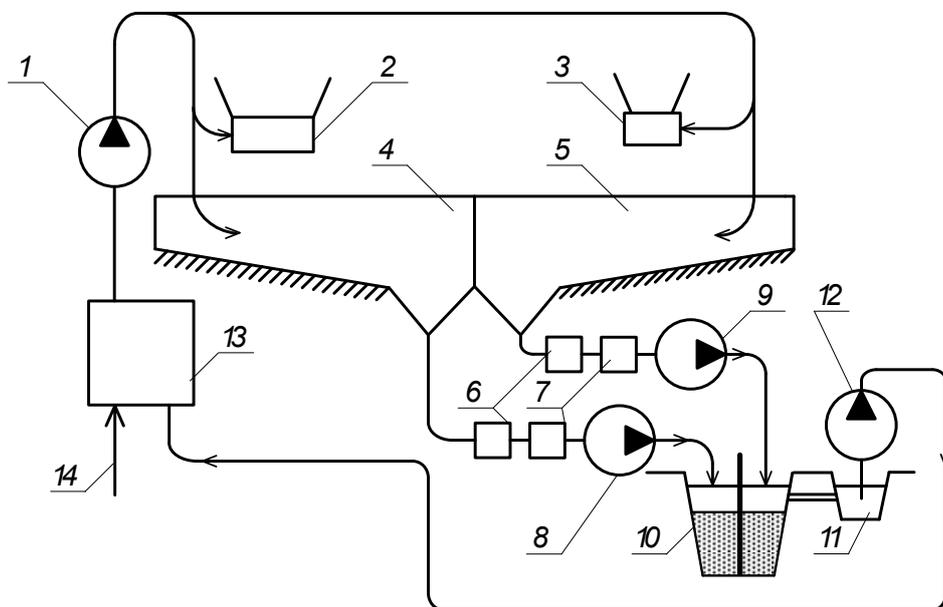


Рис. 29. Система золоудаления с разделительным гидротранспортом шлака багерными насосами и золы шламовыми насосами:

- 1 – насос смывной воды; 2 – устройство для удаления образовавшегося в топке шлака;
- 3 – золосмывной аппарат; 4 – шлаковый канал; 5 – зольный канал; 6 – дробилка;
- 7 – металлоловитель; 8 – багерный насос; 9 – шламовый насос; 10 – золошлакоотвал;
- 11 – бассейн осветленной воды; 12 – насос осветленной воды;
- 13 – резервуар осветленной воды; 14 – подпитка.

Наиболее распространено гидрозолоудаление с использованием багерных и шламовых (песковых) насосов (рис. 29). Шлаковые каналы защищаются от износа облицовкой базальтовыми плитами. Колеса багерных насосов изготавливают из стали с присадкой марганца. Чтобы предохранить шейку вала багерного насоса от абразивного износа, к сальникам подается чистая вода под давлением 0,5 – 0,6 МПа. Обычно устанавливается не менее трех багерных насосов (один – в работе, второй – в резерве и третий – в ремонте). К.п.д. багерных насосов – 50 %, а шламовых – 65 %. Раздельная система удаления золы и шлака позволяет уменьшить расход электроэнергии, но требует большего количества трубопроводов.

Мазутное хозяйство ТЭС. На угольных электростанциях емкость мазутохранилищ относительно невелика, т.к. в них хранится небольшое количество мазута, необходимое для «подсвечивания» в топках при работе котлов с малыми нагрузками, при неустойчивых режимах и при растопках. Оборудование растопочного мазутного хозяйства должно быть рассчитано на одновременную растопку четырех парогенераторов энергоблоков 300 МВт или шести энергоблоков 200 МВт с нагрузкой 30 % их номинальной производительности [4].

В состав мазутного хозяйства входят мазутослив, приемные резервуары с перекачивающими насосами, резервуары хранения, насосы I подъема, паромазутопроводы; если мазут является основным топливом, добавляется насосная II подъема. Насосы I подъема обеспечивают напор 0,63 МПа и подачу 963 м³/ч мазута при 50 % циркуляции; насосы II подъема рассчитаны на производительность 235 м³/ч и на напор 4,7 МПа. Из четырех насосов I и II подъема – три рабочих и один резервный.

Типовая технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС приведена на рис. 30. Для приводов насосов мазутохозяйств применяют электродвигатели закрытого исполнения. Вокруг мазутохранилищ выполняют пожарные проезды, пожарный водопровод. Иногда вблизи от мазутохранилищ сооружают склад пенопорошка и пожарный резервуар.

Питательные насосы котлов. В качестве питательных насосов котлов используют многоступенчатые насосы центробежного типа, рассчитанные на работу при высокой температуре питательной воды. Мощность их зависит от производительности котла и давления пара. Питательные насосы энергоблоков 300 – 1200 МВт имеют мощность от 12 до 42 МВт и составляют большую часть мощности системы с.н. блока.

Эти насосы относятся к числу наиболее ответственных рабочих машин системы с.н. тепловых электростанций, так как они должны обеспечивать непрерывную подачу питательной воды в котлы с максимальной надежностью и экономичностью. В течение многих лет, пока максимальная мощность блочных агрегатов не превышала 200 МВт, а давление пара оставалось докритическим, для привода питательных насосов использовали асинхронные электродвигатели с частотой вращения 3000 об/мин. На ТЭС такие агрегаты традиционно называют «питательные электронасосы – ПЭН.» Насосы с приводом от паровых

турбин применяли только в качестве резервных. Их аббревиатура – ПТН – «питательные турбонасосы».

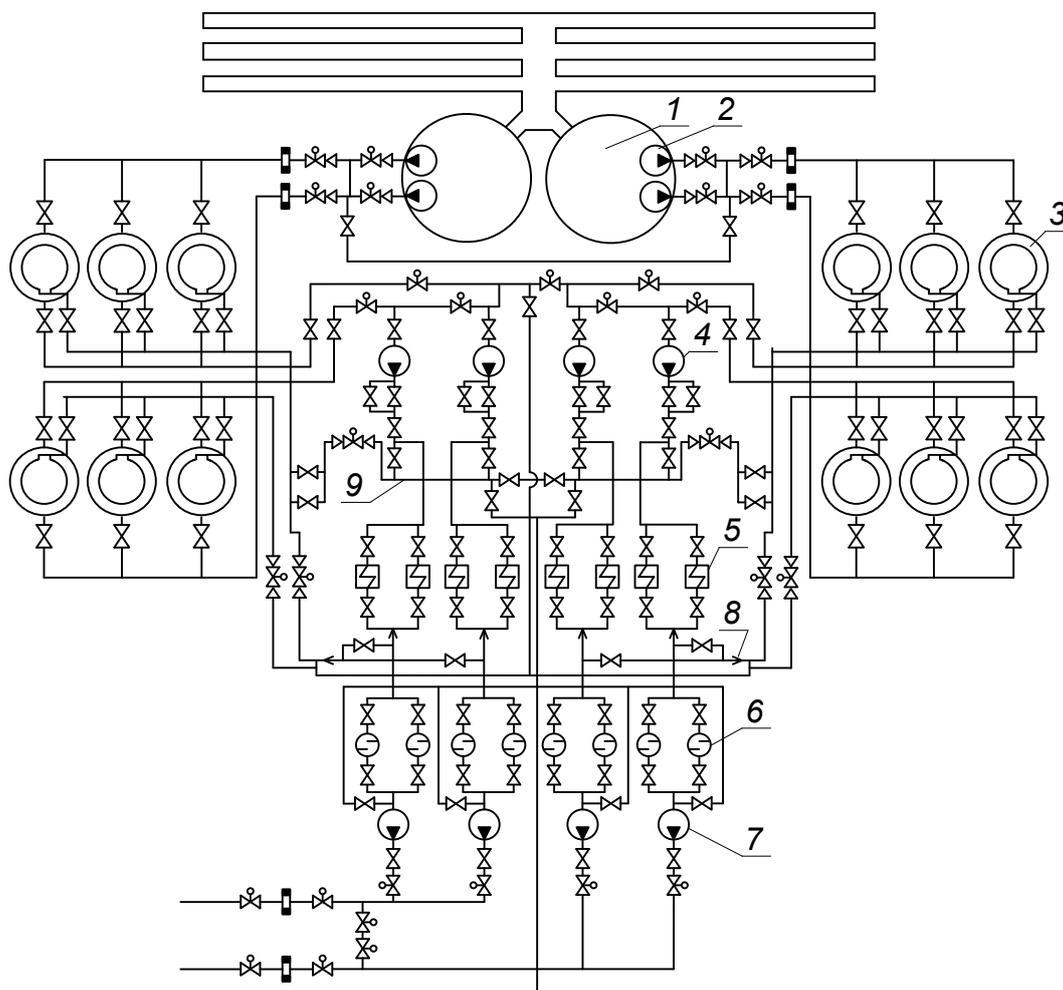


Рис. 30. Двухступенчатая технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС:
 1 – приемные емкости; 2 – перекачивающие насосы; 3 – резервуары;
 4 – насосы первого подъема; 5 – подогреватели мазута;
 6 – фильтры тонкой очистки; 7 – насосы второго подъема;
 8 – коллектор горячей циркуляции (КГЦ);
 9 – коллектор холодной циркуляции (КХЦ).

Как главные, так и пускорезервные насосы требуют значительного давления воды на входе, которое не может быть обеспечено за счет разности отметок установки деаэраторов питательной воды и питательных насосов. В этом случае между деаэратором и ПЭН устанавливаются **бустерные** насосы.

При переходе к единичным мощностям блоков 300 МВт и более и закритическим давлениям пара резко проявились преимущества паротурбинного привода (турбопривода). Они заключаются в следующем:

питательный насос может быть выполнен с частотой вращения 8000 – 12000 об/мин. Увеличение частоты вращения позволяет уменьшить число ступеней и размеры насоса;

мощность приводной турбины не ограничена, и ее экономичность увеличивается с увеличением мощности. Это позволяет иметь один

питательный насос в блоке. При применении приводных асинхронных электродвигателей максимальная мощность питательного насоса ограничивается мощностью электродвигателя, которая не превышает 6 – 8 МВт;

увеличивается выдача электроэнергии от электростанции в энергосистему вследствие уменьшения нагрузки системы с.н.;

обеспечивается высокая экономичность регулирования производительности насоса при переменных нагрузках, поскольку частота вращения приводной турбины может быть плавно и экономично изменена в широких пределах;

значительно уменьшаются мощности трансформаторов системы с.н. электростанции и значение тока КЗ в сети собственных нужд;

при применении паротурбинного привода частота вращения питательного насоса, работающего с большим противодавлением, не зависит от частоты сети. Следовательно, при отклонениях частоты от номинального значения производительность питательных насосов не снижается.

Перечисленные преимущества паротурбинного привода питательных насосов мощных КЭС послужили основанием к отказу от электрического привода для питательных насосов блочных агрегатов мощностью 300 МВт и выше. Пар для приводной турбины берется из соответствующего отбора главной турбины. Но при этом возникают затруднения с пуском котла и блока в целом. Поэтому для блоков 250-300 МВт предусматривают по одному дополнительному питательному насосу с приводом от электродвигателя и с подачей, равной 50 % подачи главного турбонасоса. На станциях с более мощными блоками сооружают особые пусковые котельные с соответствующим давлением пара, или дополнительные паровые магистрали для подачи пара к питательному насосу от соседних блоков [3].

Циркуляционные и конденсатные насосы обслуживают конденсатор турбины. Циркуляционные насосы обеспечивают циркуляцию охлаждающей воды через трубки конденсатора, а конденсатные насосы отсасывают из него конденсат. Производительность конденсатных насосов мало зависит от нагрузки турбоагрегата, и поэтому для них не предусматривают специальных мер для регулирования. Производительность циркуляционных насосов приходится регулировать, так как расход охлаждающей воды в значительной степени зависит от ее температуры. Расчетная производительность определяется по летнему режиму работы, когда расход воды бывает максимальным.

На ТЭЦ обычно сооружают общестанционные насосные, и их производительность регулируют числом параллельно работающих циркуляционных насосов. На КЭС чаще сооружают отдельные насосные для каждого блока с установкой на них двух насосов осевого типа. При выходе из работы одного из насосов другой обеспечивает приблизительно 60% полного расхода циркуляционной воды. Подачу насосов регулируют поворотом лопастей рабочего колеса.

Конденсатные насосы отказывают чаще, чем питательные и циркуляционные, а стоимость их значительно меньше. Поэтому на каждый блок обычно предусматривают три насоса: два рабочих и один резервный; каждый рассчитан на 50% полной производительности.

Конденсатные и циркуляционные насосы приводят во вращение асинхронными двигателями вертикального исполнения. Для циркуляционных насосов часто применяют двухскоростные двигатели с короткозамкнутым ротором, что позволяет расширить пределы регулирования [3].

Сетевые насосы входят в состав рабочих машин системы с.н. теплофикационных электростанций, а также могут устанавливаться на промежуточных насосных станциях теплофикации. Они обеспечивают циркуляцию горячей воды в отопительной системе внешних потребителей. Приводом для этих насосов служат асинхронные электродвигатели. Напорная характеристика должна иметь высокую стабильность, обеспечивающую надежную работу в широком диапазоне подач при колебаниях температуры воды и давления внутри насоса. Сетевые насосы первого подъема подают воду из обратного трубопровода теплофикационной сети в подогреватели, второго подъема – из подогревателей в теплофикационную сеть, рециркуляционные насосы устанавливаются после водогрейных котлов. Все насосы горизонтальные.

Насосы могут располагаться ниже или выше уровня жидкости со стороны входа. В первом случае насосы работают «с подпором», во втором – «с подсосом», причем допустимая высота всасывания ограничена условиями отсутствия гидравлических ударов и возникновения кавитации. Перед пуском такого насоса может возникнуть необходимость предварительного заполнения жидкостью всасывающего тракта.

В насосную установку кроме насоса входят приводной двигатель и коммуникации. Система снабжена необходимыми задвижками и обратными клапанами. Насосная станция состоит из нескольких насосов, которые могут работать параллельно (для увеличения подачи) или последовательно (для увеличения напора).

Рабочие машины системы смазки и регулирования турбины относятся к категории особо ответственных рабочих машин, так как при их отказах могут быть повреждены сама турбина или подшипники турбогенератора. Валы вращаются в опорных подшипниках с вкладышами, залитыми баббитом. Для восприятия осевого усилия на турбинах устанавливаются упорные подшипники с сегментными вкладышами. Подшипники смазываются турбинным маслом; давление в системе смазки обеспечивается рабочими и пусковыми насосами. Высокая надежность этих машин достигается резервированием самих машин и выбором соответствующих источников электроснабжения. Так, например, систему регулирования турбины 300 МВт обслуживают три маслонасоса: два взаимозаменяемых рабочих насоса имеют электропривод переменного тока, а третий – аварийный насос – имеет привод постоянного тока. Нормально работает один маслонасос с приводом

переменного тока. При его отключении или опасном снижении давления масла в напорной линии автоматически без выдержки времени включается второй маслонасос, а через одну секунду дополнительно включается аварийный маслонасос с приводом постоянного тока и электроснабжением от независимого источника – аккумуляторной батареи.

Регулирование турбин включает в себя регулятор скорости, автоматы безопасности, систему защит, предохраняющих турбогенератор от аварий, и органы управления впуском пара. Различают системы регулирования с механическими и гидравлическими связями и гидродинамические. В качестве рабочего тела в таких системах применяют масло или негорючие жидкости.

Для проворачивания ротора турбины в горячем состоянии при прогреве до «толчка» и при остановке – чтобы не допустить температурных деформаций вала, связанных с неравномерным его остыванием – на турбинах предусматриваются *валоповоротные устройства*.

В турбогенераторах с *водородным охлаждением* предотвращение *утечки водорода* в месте выхода вала ротора из корпуса генератора осуществляется посредством *специальных масляных уплотнений вала*, размещаемых между торцевыми щитами и опорными подшипниками. Принцип действия уплотнения вала заключается в запирании водорода непрерывным встречным потоком масла, подаваемым в узкий зазор между валом ротора и вкладышем уплотнения под давлением, превышающем давление водорода. В зависимости от конструктивных особенностей уплотнений перепад давлений масло – водород находится в пределах 0,04 – 0,09 МПа (0,4 – 0,9 кгс/см²).

В эксплуатации возможны кратковременные снижения давления масла при нарушении работы системы маслоснабжения. Зачастую это сопровождается прорывом водорода через уплотнение и выплавлением баббита вкладыша. Для повышения надежности работы уплотнений вала турбогенераторов мощностью 60 МВт и выше предусмотрена обязательная установка демпферных баков, обеспечивающих поддержание положительного перепада давления масла и водорода при автоматических и ручных переключениях источников маслоснабжения.

Соединение демпферного бака по маслу должно быть последовательное или последовательно-параллельное (рис. 30). Этим обеспечивается наличие в трубопроводах и баке всегда теплого масла; кроме того, масло в трубе при таком соединении всегда находится в состоянии движения, поэтому потребность во внезапном повышении расхода масла удовлетворяется с меньшей инерционностью, чем если бы масло в трубах находилось в состоянии покоя. Вместимость демпферного бака ограничена (1,5 – 2 м³), он способен обеспечить безнасосное питание уплотнений маслом в течение нескольких минут при рабочей частоте вращения и, как правило, рассчитывается на обеспечение выбега турбоагрегата со срывом вакуума в течение 15 мин. Поэтому для предотвращения опорожнения бака и повреждения уплотнений предусматривается специальная технологическая защита от снижения уровня в баке с действием на останов турбины, отключение генератора от сети и гашение его поля.

каждого бака должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т. е. 50 м³. Помимо этого емкость каждого бака должна обеспечивать создание следующих запасов:

турбинного масла – в количестве не менее, чем это требуется для заполнения наибольшей емкости технологического оборудования, и доливки масла в размере 45-дневной потребности всех агрегатов;

изоляционного масла – для заполнения наибольшего по емкости трансформатора и, кроме того, запаса масла в размере 10% от всего количества масла в трансформаторах;

машинного масла – для заливки масляных систем четырех мельниц и доливки в размере 45-дневной; потребности всех мельниц.

Запас прочих смазочных масел создается из расчета на 45 дней эксплуатации.

Для регенерации трансформаторного масла применяются установки с обработкой масла силикагелем или цеолитами. Регенеративная установка состоит из адсорбера, насосов, подогревателя масла и фильтр-пресса.

Компрессорные тепловых электростанций бывают общего назначения и для обслуживания РУ. Компрессорные общего назначения снабжают сжатым воздухом устройства водоподготовки, мастерские и трубопроводы сжатого воздуха для ремонтных нужд в главном корпусе и других зданиях ТЭЦ. Компрессоры РУ необходимы для обеспечения сжатым воздухом воздушных выключателей.

Компрессоры целесообразно устанавливать в отдельном помещении зданий релейных пунктов ОРУ или на первом этаже здания главного щита управления ТЭЦ. Обычно сооружается одна компрессорная для всех ОРУ; при большой протяженности воздухопроводов и при наличии свыше трех рабочих компрессоров каждый производительностью более 2–5 м³/мин и двух и более ОРУ сооружают две компрессорные.

Электролизерные. Генераторы с водородным охлаждением обеспечиваются водородом, подвозимым в баллонах от центральных электролизерных, построенных на одной из электростанций энергосистемы, если имеются дороги с твердым покрытием и расстояние для доставки баллонов не превышает 100 км при мощности ТЭС до 600 МВт и 50 км при большей мощности. В других случаях для получения водорода на ТЭС сооружаются собственные электролизерные (рис. 32).

Установка двух электролизеров обязательна при давлении водорода 0,2 МПа и выше. При более низком давлении может быть установлен один электролизер. На ряде тепловых электростанций работают электролизерные с электролизерами производительностью по водороду 4 м³/ч. При высокой потребности в водороде может использоваться более мощная установка, которая имеет производительность по водороду 24 м³/ч и по кислороду 12 м³/ч. Установка обеспечивает чистоту водорода 98% и кислорода 97%. Возможна примесь азота 1%. Расход электроэнергии на получение 1 м³ водорода – 7,4 кВт·ч.

Хранение газов осуществляется в нескольких газосборниках – ресиверах (иногда в шести: три для кислорода и три для водорода). Емкость водородных ресиверов должна обеспечивать заполнение водородом наибольшего генератора и покрытие утечек в течение 5 дней при наличии двух электролизеров и 10 дней при наличии одного. Ресиверы так же, как и электрические машины, должны быть заземлены. Для ресиверов предусматривается грозозащита, а также возможность продувки трубопроводов электролизерных установок азотом. Днища ресиверов в зимнее время в ряде случаев обогреваются горячей водой. Электролизерные должны быть полностью автоматизированы. Помимо устройства электролизерных при наличии электрических машин с водородным охлаждением предусматривается склад водорода, в котором хранится аварийный запас водорода в баллонах.

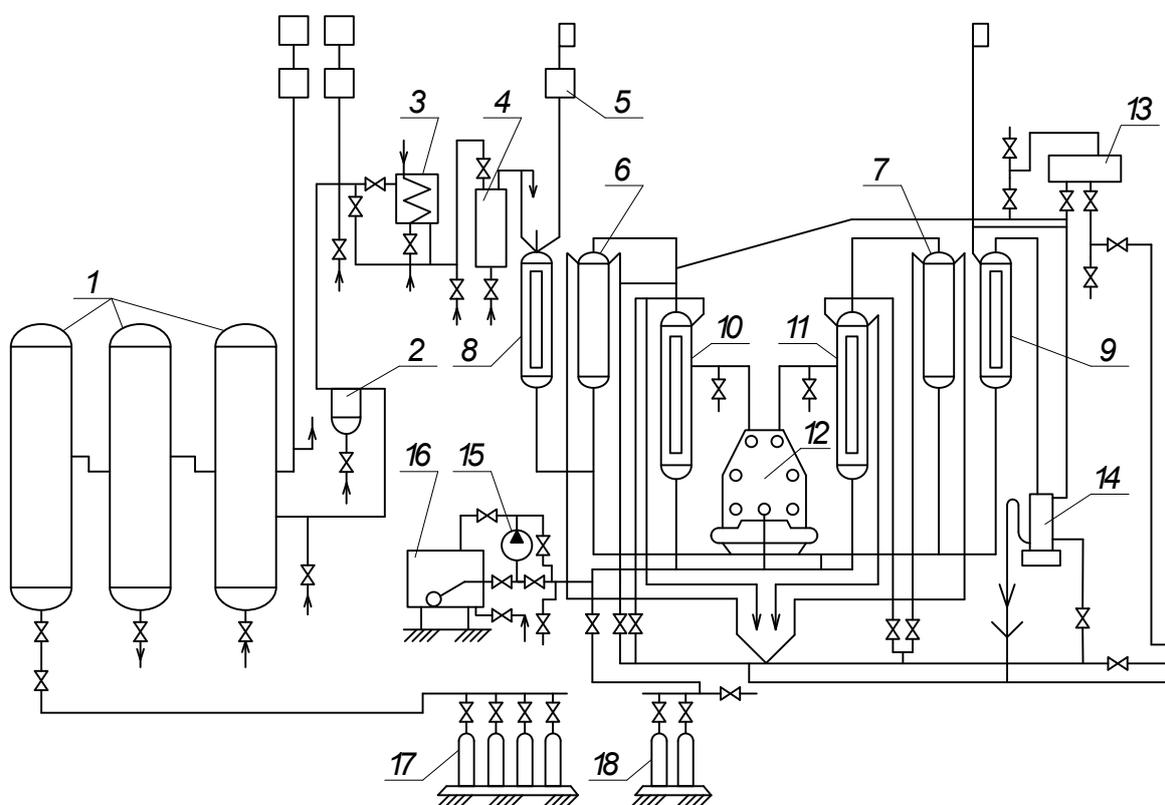


Рис. 32. Технологическая схема электролизерной установки СЭУ-8:

- 1 – газосборники (ресиверы); 2 – влагоотделитель; 3 – испаритель холодильной машины;
 4 – водяной холодильник; 5 – огнепреградитель; 6 – промывка водорода; 7 – промывка кислорода; 8, 9 –
 регуляторы давления; 10, 11 – разделительные колонки;
 12 – электролизер; 13 – питательный бак; 14 – гидрозатвор для кислорода;
 15 – насос для электролита; 16 – бак для электролита; 17 – рама для
 углекислотных баллонов; 18 – рама для азотных баллонов.

На ТЭС предусматривается централизованная установка для снабжения генераторов углекислотой. Запас углекислоты должен обеспечивать трехкратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом. Углекислота подводится по трубопроводам к маслобакам турбин, подшипникам и к закрытым комплектным токопроводам генераторов.

Пожарно-хозяйственное водоснабжение. На тепловых и атомных электростанциях должна быть создана надежная система противопожарной защиты. При проектировании пожарного трубопровода внутри главного корпуса расход воды на пожаротушение принимается для двух внутренних пожарных кранов с расходом не менее 2,5 л/с. Кроме того, учитывается расход воды на все дренчерные завесы. Расход воды на наружное пожаротушение главного корпуса принимается равным 25 л/с. Пожаротушение наземных стальных резервуаров с мазутом объемом до 2000 м³ предусматривается распыленной водой, а резервуаров большей емкости и подземных – с применением пены. Расход воды на пожаротушение на угольном складе принимается равным 10 л/с. При расчетах расход воды на наружное пожаротушение по приведенным ранее нормам не суммируется с расходом на пожаротушение генераторов, силовых трансформаторов, угольных складов и выбирается по наибольшей расчетной величине. На тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 60 МВт и выше предусматривается установка двух пожарных насосов, один из которых с приводом от двигателя внутреннего сгорания. Для пожаротушения отдельных зданий при напоре 1 МПа разрешается установка повысительных насосов. Включение пожарного насоса с электроприводами должно быть запроектировано дистанционное, с главного щита управления (ГЩУ), причем должна быть также предусмотрена связь с пожарным депо.

В схему водоснабжения входят пожарные резервуары (обычно емкостью по 1000 м³ и более), насосные (1-го и 2-го подъема), водонапорные башни. Трубопроводы технической воды укладываются между главным корпусом и дымососным отделением, в которых имеются вращающиеся механизмы с охлаждаемыми водой подшипниками.

Устройства пенного пожаротушения, которые применяются для тушения горящих мазута и масел и в ряде случаев угольной пыли, состоят из склада пенопорошка, резервуара для пенообразования, насосной станции и сети трубопроводов.

Очистка сбросов ТЭС. Все технологические сбросы тепловых электростанций перед выводом в открытые водоемы должны быть полностью очищены. Особые затруднения возникают при очистке вод, загрязненных нефтепродуктами. Сбросы обычно содержат до 100 мг/л нефтепродуктов направляются на отстой в резервуары со сбросом масел и мазута («ловушки») и далее на очистку в механические двухслойные, загружаемые песком и дробленным антрацитом фильтры.

Глубокая очистка воды от мазута может быть осуществлена абсорбционным методом путем фильтрования через сорбенты, например активированный уголь. При этом остаточное содержание мазута снижается до 1–2 мг/л при исходном содержании перед глубокой очисткой 10–15 мг/л. Разбавлением концентрация нефтепродуктов доводится до предельно допустимой – 0,1 мг/л. На ТЭС, работающих на твердом топливе воды с содержанием нефтепродуктов направляют в систему золошлакоудаления.

Сбросы механических фильтров присоединяют к сырой воде, подаваемой на химводоочистку, а сбросы ионитовых фильтров путем добавки реагентов нейтрализуют и направляют в систему золошлакоудаления, в водоемы или пруды-охладители. Конденсат выпарных установок используют в цикле ТЭС, а соли либо рассол направляют в нефилтрующие земляные емкости.

Сбросы предпусковых и эксплуатационных промывок парогенераторов и трубопроводов направляются в усреднители, представляющие собой открытые бассейны большой емкости – до 10000–20000 м³. В фильтрующих грунтах бассейны должны иметь соответствующую гидроизоляцию днища и откосов во избежание выноса токсичных материалов. По согласованию с органами санитарной инспекции сброс промывочных вод может быть осуществлен в золошлакоотвалы.

2.2.2. Электродвигатели механизмов собственных нужд

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 200 кВт) применяются серийные АД напряжением 0,4 кВ различных исполнений, в том числе взрывозащищенного. Применение двигателей постоянного тока ограничивается мощностью до 20 кВт. Краткие характеристики собственных нужд блоков некоторых крупных ТЭС приведены в табл. 4.

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 «Союзтехэнерго» и

Таблица 4

Основные механизмы собственных нужд блоков мощностью 200 – 1200 МВт тепловых электростанций

Мощность блока, МВт	Вид топлива	Мощность ТСН, МВА		Количество механизмов собственных нужд и мощность электродвигателей, МВт							
				Углеразмольные мельницы (М) и дробилки (Д)	Тягодутьевые механизмы			Насосы			
		Рабочего	Резервного		Дымососы	Дутьевые вентиляторы	Дымососы рециркуляции газов	Питательные		Конденсатные	Циркуляционные
200	Уголь	32	63	Шаровые М 6х2000	$2 \times \frac{1500}{850}$	$2 \times \frac{1100}{625}$	2×250	ПЭН: 2х5000 или 3х4000	Нет, или ПЭН 1х4000		
200	Газ	32	63	Нет	$2 \times \frac{1500}{850}$	$2 \times \frac{630}{300}$	2×250			3×250	2×1700
300	Уголь	32	63	М-вентиляторы 8х630	2×3200	$2 \times \frac{1250}{725}$	2×500	ПТН 1	ПЭН 1х8000	3×320	$2 \times \frac{4000}{2500}$
300	Газ	32	63	Нет	$2 \times \frac{1400}{600}$	$2 \times \frac{800}{400}$	2×320	ПТН 1	ПЭН 1х8000	3×500	$2 \times \frac{1000}{500}$
500	Уголь	40	63	Молотковые М 6х1250	2×3200	2×500	2×320	ПТН 2	ПТН 1	3×1250	2×1600
800	Уголь	40	63	Среднеходовые М 7х2000	2×5000	2×5000 2×2500	2×1600	ПТН 3	ПТН 2	3×1000 3×400	$2 \times \frac{4000}{2500}$
800	Газ	40	63	Нет	2×3200	Нет	2×1250	ПТН 3	ПТН 2	3×800 3×400	2×1600
1200	Газ	40	63	Нет	2×3150	Нет	2×1250 2×800	ПТН 3	ПТН 2	3×1250 3×400	$2 \times \frac{4000}{2500}$

Примечание: В числителе указана мощность на второй частоте вращения, в знаменателе – на первой.

другие организации разработали единые технические требования к новым асинхронным двигателям высокого напряжения для собственных нужд ТЭС [7]. Требования учитывают как отечественный, так и зарубежный опыт, а также рекомендации СИГРЭ и 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°С) и воды (5–33°С). Специально указывается, что двигатели для механизмов котельной, топливоподачи, гидрозолоудаления и основных насосов турбинного отделения должны иметь степень защиты 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 при векторной сумме остаточного напряжения на шинах с.н. и резервном источнике питания, равной 1,5 номинального. Оговорено количество таких режимов.

Останавливаясь на конструкции двигателей, следует прежде всего отметить, что первостепенная роль отводится изоляционным системам. Изоляция обмотки статора выполняется терморепактивной не ниже класса В по нагревостойкости, а для двигателей с диаметром статора до 2000 мм рекомендуется применение изоляции с вакуум-нагнетательной пропиткой терморепактивными связующими обмотанного статора (например, «Монолит-2»).

Новые требования выдвигаются к конструкции коробок выводов. Для возможности подвода питающего кабеля с любой из четырех сторон она должна допускать установку с поворотом на $\pm 90^\circ$ или на 180° . Конструкция коробки выводов должна быть безопасной для обслуживающего персонала при протекании тока КЗ 40 кА длительностью 0,5 с и при ударном токе 128 кА. Коробка выводов должна быть разъемной для отгибания питающего кабеля вместе с кабельной муфтой на время испытаний.

Подшипниковый узел новых двигателей должен допускать пополнение и удаление смазки на ходу. Такие конструкции широко применяются за рубежом и в отечественных двигателях специального назначения. Повышены требования

к контролю теплового состояния двигателя. В комплект поставки двигателя входят системы термодатчиков и измерительных устройств, которые позволяют получить подробную картину теплового состояния двигателя и должны быть пригодны для подключения к автоматическим системам контроля. Новым является требование проведения заводом-изготовителем ресурсных испытаний опытных образцов двигателей на допустимое число пусков.

Указанные технические требования явились основой для разработки новых и модернизации ранее выпускавшихся АД напряжением 6 и 10 кВ для собственных нужд ТЭС. В 1985–1988 гг. был начат выпуск двигателей серий ДАЗО4-560, АД4, АДО и др.; были модернизированы серии ДАЗО4-400 и ДАЗО4-450, АО2-21. В настоящее время выявилась необходимость дальнейшего ужесточения требований к оболочке двигателей. Например, опыт показал, что в условиях применения гидроуборки в помещениях и на территории топливоподачи и пылеприготовления требуется применение двигателей со степенью защиты IP55. Такое исполнение имеют некоторые АД 6 кВ новой единой серии, производство которой начато в 1991 – 1992 гг. В единую серию войдут асинхронные двигатели мощностью 200-5000 кВт с частотой вращения 500-1650 об/мин, на 50 и 60 Гц, с горизонтальным и вертикальным валом, одно- и двухскоростные, с короткозамкнутым и фазным роторами.

В приложении 1 приведены технические характеристики асинхронных электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ (табл. П1.1), выпускаемых заводами электротехнической промышленности в настоящее время, а также разрабатываемых АД (табл. П1.3 и П1.4).

Рассмотрим подробнее особенности некоторых АД 6 и 10 кВ собственных нужд ТЭС.

Для привода большой группы горизонтальных насосов – питательных, бустерных, сетевых, конденсатных, а также насосов кислотной промывки – используются асинхронные короткозамкнутые турбодвигатели серии АД2 мощностью 315–8000 кВт на 3000 об/мин.

Электродвигатели серии АД2 имеют два исполнения: защищенное со степенью защиты оболочками IP23 для двигателей мощностью 315 – 1600 кВт и закрытое со степенью защиты IP44 для двигателей всех указанных мощностей. В этих двигателях применена терморезистивная изоляция обмотки статора типа «Монолит-2» по нагревостойкости класса В. Для привода пускорезервных питательных насосов энергоблоков мощностью 300 МВт используются двигатели типа АВ-8000/6000 и 2АВ-8000/6000 мощностью 8000 кВт той же базовой серии АД. Эти двигатели имеют сложную водяную систему охлаждения статора и обмотки ротора.

В настоящее время производство двигателей серии АД2 прекращено. Новая серия АД4 [1] полностью заменяет номенклатуру двигателей АД2 (АД). Основными преимуществами серии АД4 являются: повышенный КПД (в среднем на 0,2%), меньшая масса (на 30%), меньший расход воды на охлаждение (на 25%), большее допустимое число пусков (до 10000) за срок

службы и т.д. Двигатели АТД4 получили широкое распространение как на ТЭС, так и в различных отраслях народного хозяйства. Они полностью отвечают требованиям [7].

В настоящее время выпускаются двигатели АТД4 следующих разновидностей: номинальная мощность – от 315 до 8000 кВт, номинальное напряжение – 3,6; 6,6 и 10 кВ, частота сети – 50 и 60 Гц, климатическое исполнение – для умеренно-холодного (УХЛ4) и тропического (Т4) климата. Как и двигатели АТД2, они имеют закрытое (тип 4А3М) или защищенное (тип 4АРМ) исполнение. Начат выпуск двигателей, предназначенных специально для механизмов с большим моментом инерции (4А3Т). Двигатели, имеющие в обозначении букву А, предназначены для использования на АЭС, букву С перед обозначением климатического исполнения – для частоты 60 Гц. Допустимое число пусков за срок эксплуатации зависит от момента инерции приводимого механизма. В табл. П1.1 и П1.2 для двигателей серии АТД4 указано два значения предельного момента инерции механизма. При значении, указанном в числителе, количество пусков за весь срок службы не должно превышать 3000, в знаменателе – 10000 для насосной группы механизмов при мощности до 5000 кВт и 7500 – при мощности 6300 и 8000 кВт (при допустимом числе пусков в год соответственно 700 и 300). Двигатели 4А3Т допускают до 1000 пусков за срок службы.

Двигатели не имеют цельного корпуса. Сердечник статора снабжен разъемным кожухом. Обмотка статора – катушечная, двухслойная с изоляцией типа «Монолит-4», выполненной из стеклослюденитовых лент на терморезистивном связующем. По нагревостойкости изоляция соответствует классу F, но используется в большинстве двигателей с допустимым перегревом по классу В. Стержни короткозамкнутой обмотки ротора для обеспечения требуемого числа пусков выполнены из профильной меди. У двигателей мощностью 500–1000 кВт короткозамкнутая обмотка литая алюминиевая.

В двигателях АТД4 применена новая система воздушного охлаждения статора и ротора с непосредственной многоструйной продувкой воздуха в зубцовой зоне обмотки статора по радиальным щелевым каналам. Вентиляция воздуха обеспечивается двумя встречными осевыми вентиляторами, расположенными симметрично на валу ротора.

Двигатели мощностью 500 кВт имеют радиально-тангенциальную нагнетательную систему вентиляции. Новая интенсивная воздушная система охлаждения по замкнутому циклу с использованием водовоздушных охладителей позволила значительно упростить конструкцию, отказаться от непосредственного водяного охлаждения ротора двигателей мощностью 8000 кВт, повысить эксплуатационную надежность и снизить затраты на техническое обслуживание. Одновременно достигнуто снижение нагревов в номинальном режиме, уменьшение расхода охлаждающей воды и увеличение срока службы двигателей с 20 до 25 лет.

Двигатели серии АТД4, как и АТД2, предназначены для механизмов с легкими условиями пуска, поэтому их пусковой момент невелик. Механическая

характеристика двигателя $\dot{I} = f(\omega)$ имеет снижение в зоне больших скольжений, где значение момента на 10-20% меньше начального пускового. Такая форма характеристики не оказывает заметного влияния на пуск и самозапуск насосных агрегатов.

Для привода турбокомпрессоров и механизмов с большими моментами инерции, имеющих частоту вращения 3000 об/мин, применяются также двигатели АЗО-450-2 (табл. П1.4).

В качестве привода ленточных транспортеров и мазутных насосов на мазутных станциях ТЭС применяются асинхронные двигатели взрывозащищенного исполнения типа ВАО и ВАО2. Подшипники двигателей имеют взрывозащитные уплотнения, а также конструкцию, позволяющую осуществлять пополнение и удаление смазки без разборки. Коробка выводов – стальная сварная со съемной кабельной муфтой и уплотняющим кольцом.

Для привода дымососов, дутьевых вентиляторов, молотковых дробилок, молотковых мельниц и мельниц-вентиляторов применяются закрытые обдуваемые асинхронные двигатели различных типов: ДАЗО и ДАЗО2 (одно- и двухскоростные), ДАЗО4 и АДО, АО2 (одно- и двухскоростные), ДКР. Диапазон мощностей указанных двигателей – от 200 до 5000 кВт, частоты вращения – 500-1500 об/мин.

В начале 80-х годов заводами электротехнической промышленности освоено производство электродвигателей новой серии ДАЗО4 с высотой оси 400 и 450 мм, полностью заменивших ранее выпускавшиеся двигатели ДАЗО 12-го и 13-го габаритов. Продолжается освоение двигателей ДАЗО4-560, которые заменят всю оставшуюся номенклатуру односкоростных двигателей серии ДАЗО2. Для замены двухскоростных двигателей ДАЗО2 разрабатывается новая серия двигателей ДАДО.

Двигатели ДАЗО4, как и двигатели АТД4, имеют общепромышленное применение и полностью удовлетворяют требованиям для двигателей собственных нужд энергоблоков [7]. Двигатели разработаны на напряжения 6 и 10 кВ (см. приложение 1, табл. П1.1). *Условное обозначение типов двигателей, например ДАЗО4-400Х-4У1, означает следующее: двигатель асинхронный закрытый обдуваемый, 4-й серии, высота оси вращения вала 400 мм, Х – условная длина пакета статора, число полюсов – 4, для умеренного климата, категория размещения 1.*

Большую группу механизмов с.н. составляют вертикальные насосы различного типа, главным образом конденсатные и циркуляционные. Для привода таких насосов применяются двигатели с вертикальным валом мощностью 200–4000 кВт, 300–1500 об/мин, одно- и двухскоростные. В справочниках приведены характеристики двигателей ДВДА2, ВА32, АВКА, АВСМ, АО4 и 4АОВ. Двигатели АВ, ВАН, ВА3, ВА32, ДВДА, ДВДА2, АО4 помимо ТЭС находят широкое применение на насосных станциях различного назначения. Двигатели АВК, АВКА, АВСМ являются двигателями специального назначения и применяются только на электростанциях. Двигатели

типа АВ113-4М (250 кВт, 6 кВ, 1500 об/мин) применяются с артезианскими насосами 24А-18х1-1 пожарного водоснабжения.

В вертикальных двигателях, как правило, применяется охлаждение способом самовентиляции по разомкнутому циклу с забором воздуха из машинного зала или фундаментной ямы и с выбросом воздуха через отверстия в корпусе статора или через водовоздушные охладители в машинный зал. В двигателях ДВДА используются вентиляторы радиального типа, расположенные на валу двигателя и прикрепленные к ротору.

Некоторые тепловые и насосные станции с указанными выше двигателями расположены в южных районах с высокой температурой воздуха и частыми пылевыми бурями. Для исключения загрязнения и повышенного нагрева обмоток двигателей поставлена задача разработать вертикальные двигатели со степенью защиты IP44.

Как уже отмечалось, для привода шаровых мельниц применяются синхронные двигатели. При этом используются двигатели типа СДМ 32-22-3460 УХЛ4 мощностью 1600 кВт, 100 об/мин и СДМ 32-22-41-4 УХЛ4, 2000 кВт, 100 об/мин, предназначенные для работы в закрытых помещениях. Запыленность окружающего воздуха должна быть не более 4 мг/м³. При большей запыленности двигатели работают под избыточным давлением с подпиткой чистым воздухом с запыленностью не более 2 мг/м³. Степень защиты двигателей – IP44. Возбуждение двигателей осуществляется от тиристорных возбуждателей типа ТЕ8-320/150Т-5У4 и ТЕ8-320/230Т, обеспечивающих автоматическое регулирование тока возбуждения, в том числе и в аварийном режиме.

2.2.3. Режимы работы электродвигателей

Пуск электродвигателей. В асинхронном двигателе (АД) под действием приложенного трехфазного напряжения в обмотке статора протекает ток, создающий вращающийся магнитный поток. Частота вращения магнитного потока, об/мин:

$$n_{\text{синх}} = \frac{60 \cdot f_c}{p} = \frac{30 \cdot \omega_{\text{синх}}}{\pi}, \quad (18)$$

где f_c – частота напряжения сети, Гц; p – число пар полюсов обмотки статора; $\omega_{\text{синх}}$ – синхронная угловая скорость, с⁻¹ (рад/с):

$$\omega_{\text{синх}} = \frac{2\pi \cdot f_c}{p}. \quad (19)$$

Вращающийся поток пересекает стержни обмотки ротора со скольжением

$$s = \frac{n_{\text{синх}} - n}{n_{\text{синх}}}, \quad (20)$$

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

Электромагнитная мощность асинхронного двигателя, Вт, передаваемая от статора к ротору [1]

$$P_a = 3 \cdot (I'_2)^2 \cdot \frac{R'_2}{s} = \frac{3 \cdot (U_1)^2 \cdot R'_2 / s}{(R_1 + C \cdot R'_2 / s)^2 + (X_1 + C \cdot X'_2)^2}, \quad (21)$$

где U_1 – напряжение на выводах двигателя, В; R_1, X_1 – активное и индуктивное сопротивления обмотки статора, Ом; I'_2, R'_2, X'_2 – соответственно ток, А, активное и индуктивное сопротивления обмотки ротора, Ом, приведенные к обмотке статора; $C = 1 + X_1 / X_0$ – расчетный коэффициент; $X_0 = X_\mu$ – индуктивное сопротивления ветви намагничивания схемы замещения электродвигателя.

Электромагнитный момент, Н·м,

$$M_a = \frac{P_a}{\omega_{\text{синх}}}. \quad (22)$$

Мощность при пуске неподвижного двигателя и соответствующий ей начальный пусковой момент определяются из (20) и (21) при $s = 1$:

$$P_{a.\text{нач}} = \frac{P_{a.\text{нач}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot (U_1)^2 \cdot R'_2}{(R_1 + C \cdot R'_2)^2 + (X_1 + C \cdot X'_2)^2}. \quad (23)$$

В (23) напряжения и сопротивления могут быть выражены либо в именованных единицах (В, Ом), либо в относительных, если принять за единицу $U_{\text{дв.ном}}$. Значения мощности и момента, выраженные в относительных единицах, обозначаются строчными буквами.

Максимальные значения мощности и момента будут иметь место при скольжении

$$s_m = \frac{C \cdot R'_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + C \cdot X'_2)^2}}. \quad (24)$$

Максимальный вращающий момент, о.е.,

$$m_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot (U_1)^2}{2C \left[R_1 + \sqrt{R_1^2 + (X_1 + C \cdot X'_2)^2} \right]}. \quad (25)$$

Для практических расчетов зависимость вращающего момента от скольжения можно выразить формулой Клосса [1], не учитывающей вытеснение тока в стержнях ротора:

$$m_a = \frac{2m_{max}}{\frac{s_m}{s} + \frac{s}{s_m}} \quad (26)$$

Начальный пусковой момент (m_n) определяется по (26) при $s = 1$.

Полезная мощность и момент двигателя, развиваемые на его валу и передаваемые механизму:

$$P_d \approx m_d = P_a - \Delta P_2 - \Delta P_{мех}, \quad (27)$$

где ΔP_2 – потери в обмотке ротора; $\Delta P_{мех}$ – механические потери в двигателе. Изменение частоты вращения при пуске двигателя с механизмом будет происходить за счет разности момента m_d , развиваемого на валу двигателя, и момента сопротивления механизма m_c , т.е. при наличии избыточного момента $m_{изб} = m_d - m_c$. Двигатель разгоняется лишь до тех пор, пока $m_d > m_c$; при $m_a = m_c$ устанавливается рабочий режим.

Для обеспечения устойчивой работы тепловых электростанций схемы пуска двигателей должны быть просты и надежны. В системе с.н. для механизмов, не требующих регулирования частоты вращения, применяется, как правило, прямой пуск двигателей от полного напряжения сети. При решении вопроса о схеме пуска двигателя решающее значение имеют величина напряжения на шинах РУ с.н. в процессе пуска и длительность снижения напряжения. Обычно к шинам с.н. 6 кВ энергоблока подключены группа двигателей и другая нагрузка собственного расхода. Необходимо оценить, что для данного узла нагрузки является более предпочтительным: глубокое, но кратковременное снижение напряжения при пуске крупного двигателя, или незначительное и продолжительное, и каково их влияние на нормальную работу остальных потребителей. Чем больше напряжение на выводах двигателя при пуске под нагрузкой, тем меньше время разгона и нагрев обмотки.

Обычно схему питания и трансформаторы собственных нужд выбирают таким образом, чтобы допустимое снижение напряжения на общих шинах при пуске было не ниже 0,8 отн.ед. [7]. Исключение составляют условия пуска двигателей таких механизмов, как пускорезервный питательный насос мощностью 8000 кВт энергоблока 300 МВт и т.п. Допустимое снижение напряжения при пуске этого двигателя – 0,75 о.е., допустимая длительность разворота – 7 с. Обычно питательные насосы этих блоков имеют гидромuffты. Опыт эксплуатации показал, что пуск насоса с заполненной маслом гидромuffтой приводит к продолжительному глубокому снижению напряжения на шинах с.н. 6 и 0,4 кВ и неблагоприятно сказывается на работе всей системы с.н. энергоблока. Если же электродвигатель питательного насоса пускать с опорожненной гидромuffтой (на холостом ходу) и только после разворота двигателя заполнять ее маслом, длительность пуска уменьшается.

Двухскоростные асинхронные двигатели для каждой частоты вращения имеют отдельную коробку выводов, куда и подводится напряжение питающей сети. Обычно пуск двухскоростных двигателей начинается с включения обмотки меньшей частоты вращения. При необходимости работать с большей частотой вращения переключение обмоток производится после достижения меньшей частоты вращения.

Синхронные двигатели (СД), применяемые для привода шаровых мельниц и поршневых компрессоров, выполняются явнополюсными. Статор выполнен аналогично АД. На роторе имеются обмотка возбуждения, питаемая постоянным током, и демпферная клетка, выполненная по типу короткозамкнутой обмотки ротора АД. При пуске возбудитель отключен, а обмотка возбуждения включена на разрядный резистор R_p , чтобы на ней не наводилось чрезмерное напряжение.

Как и АД, синхронный двигатель разгоняется за счет электромагнитного асинхронного момента до подсинхронного скольжения s_{nc} , аналогичного по природе рабочему скольжению АД s_p . При подаче возбуждения по продольной оси ротора возникает главный магнитный поток, который, взаимодействуя с вращающимся потоком, создаваемым обмоткой статора, образует синхронизирующий электромагнитный момент $m_{синх}$. Вхождение в синхронизм происходит при условии $m_{синх} \geq 1,1m_c$. Чем меньше подсинхронное скольжение s_{nc} , тем легче синхронный двигатель входит в синхронизм, что происходит при положительной полуволне синхронизирующего момента. С другой стороны, чем меньше момент сопротивления, тем легче вхождение в синхронизм. Поэтому в большинстве случаев пуск СД производится с разгруженным механизмом; нагрузка подается после вхождения двигателя в синхронизм.

Соотношение между пусковым моментом СД m_n и так называемым «входным» моментом $m_{вх}$ (развиваемым двигателем в асинхронном режиме при $s = 0,5$), определяется исполнением пусковой обмотки. При необходимости получения высоких значений m_n ее стержни изготавливаются, как правило, из латуни. Для обеспечения высокого $m_{вх}$ применяются медные стержни. Асинхронный момент СД, как и АД, пропорционален квадрату, а синхронный момент – первой степени приложенного напряжения.

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

номинальная мощность двигателя должна быть достаточной для

обеспечения длительной работы механизма с полной нагрузкой;

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

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

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

$$P_{д.ном} \geq P_{мех}; \text{ коэффициент загрузки двигателя } k_3 = P_{мех}/P_{д.ном} < 1.$$

Расчет мощности механизма, кВт, производится по формулам:

для вентиляторов

$$P_{мех.в.} = \frac{QH \cdot 9,81}{102 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{пер}}, \quad (28)$$

для насосов

$$P_{мех.н.} = \frac{\nu QH \cdot 10^{-3}}{102 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{пер}}, \quad (29)$$

где Q – производительность, м³/с; H – давление газа, Па, для вентиляторов или высота напора для насосов, равная сумме высот всасывания и нагнетания, м; ν – плотность жидкости, г/м³; $\eta_{мех}$ – КПД механизма; $\eta_{пер}$ – 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.

При решении вопроса о предельно допустимой мощности двигателя по условиям пуска следует учитывать допустимые снижения напряжения на выводах двигателя и на питающих шинах. Минимальные значения напряжения на выводах двигателей механизмов с.н. ТЭС, при которых обеспечивается пуск двигателей, должны быть не ниже указанных в [7].

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.

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.

Для проверки правильности выбора двигателя для конкретного механизма проводится расчет времени пуска двигателя t_n с этим механизмом. Полученное значение времени пуска сопоставляется с заводским расчетным значением допустимого времени пуска $t_{n.\dot{d}on}$. При $t_n < t_{n.\dot{d}on}$ 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.

Рабочие режимы электродвигателей. 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. Согласно [7] 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.

Важным показателем нормальной работы двигателя является его тепловое состояние. В технических условиях для длительных установившихся режимов работы двигателя определены предельные температуры: охлаждающего воздуха наружного цикла, холодного и горячего воздуха внутреннего цикла охлаждения, охлаждающей воды, нагрева обмотки и сердечника статора, подшипников. Температура охлаждающей воды для водовоздушных охладителей и встроенных охладителей подшипников – от 5 до 33°C [7]. Отклонение параметров охлаждающей среды от номинальных значений может привести к изменению перегрева двигателя и ограничению нагрузки.

К недопустимым перегревам, опасным для двигателя, приводит нарушение установленных правил пуска, особенно превышение нормированного числа пусков подряд из холодного и горячего состояний. Существует связь между допустимым числом пусков двигателей и моментом инерции механизма $J_{мех.доп}$. В справочной литературе, как правило, предельный момент инерции приведен для случая двух пусков подряд из холодного состояния или одного из горячего, т.е. после длительной работы в установившемся нагрузочном режиме. Если в частном случае фактический момент инерции механизма $J_{мех.факт} \leq 0,5J_{мех.доп}$, то из холодного состояния двигатель может пускаться 3 раза подряд, из горячего – 2 раза. Если $J_{мех.доп} < J_{мех.факт} \leq 2J_{мех.доп}$, то может быть допущен один пуск из холодного состояния, но не допускается пуск из горячего состояния, т.е. отключенный после длительной работы с нагрузкой двигатель может быть снова включен лишь через 2-3 ч.

Для двухскоростных двигателей характерным является режим переключения частоты вращения. Выпускаемые в России двигатели допускают до шести переключений в сутки. Переключение производится с кратковременным отключением от сети: сначала отключается выключатель одной частоты вращения и затем включается выключатель другой частоты вращения. При переключении с меньшей частоты вращения на большую ток на 10-13%, а время его протекания в 5-6 раз меньше, чем при пуске [1]. Переключение производится без выдержки времени.

Переключение с большей частоты вращения на меньшую производится, как правило, с выдержкой времени. При слишком большой выдержке времени будут неоправданно высокими как величина, так и время протекания тока. Уменьшение тока возможно за счет оптимальной выдержки времени, которая выбирается так, чтобы в момент включения обмотки частота вращения выбегающего двигателя была близка к его меньшей номинальной частоте вращения.

Аномальные режимы двигателя возникают при отклонениях сверх установленных пределов частоты и напряжения сети, перегрузке, повышении или снижении температуры охлаждающей среды и т.д. При снижении напряжения для обеспечения той же мощности ток в обмотках двигателя увеличивается. При повышении напряжения увеличиваются потери в стали и нагрузка на изоляцию. В обоих случаях повышаются суммарные потери и нагрев, снижается КПД. Несимметрия линейных напряжений в сети приводит к неравномерности фазных токов статора, магнитного потока, повышенным потерям и снижению вращающего момента.

Отклонения частоты в сети приводят к изменению частоты вращения, нарушают сбалансированную производительность приводимых механизмов, работу подшипников. Изменяются токи в обмотках, потери – в стали и механические. Режим очень неблагоприятен как для механизма, так и для двигателя.

Повышение температуры охлаждающего воздуха или воды приводит к необходимости ограничивать нагрузку двигателя. Понижение температуры охлаждающего воздуха для двигателя в принципе не опасно, если применена соответствующая смазка подшипников. А вот чрезмерное снижение температуры охлаждающей воды приводит к конденсации на трубопроводах и охладителях влаги, содержащейся в воздухе, скоплению ее в нежелательных местах и коррозии металла. К повышенному нагреву соответствующих элементов двигателя и необходимости ограничения нагрузки или отключения машины приводит уменьшение подачи охлаждающего воздуха или воды, а также масла в подшипники. Перегрузка двигателя увеличивает скольжение, токи в обмотках, снижает КПД.

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 рабочее питание секции шин с.н., то с помощью устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секцию 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 на шинах и на выводах двигателей, расположенных поблизости от точки повреждения, снижается. 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 оставшейся в работе 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.

Двигатели, самозапуск которых не требуется или не может быть обеспечен, должны до восстановления напряжения отключиться от сети своими выключателями с помощью защиты минимального напряжения. У двигателей напряжением 380 В, включенных через магнитные пускатели или контакторы, за время отсутствия напряжения указанные коммутационные аппараты успевают 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. Его 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 для нескольких групп двигателей) в с.н. ТЭС не применяется.

Самозапуск электродвигателей имеет следующие основные отличия от пуска:

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;

на отключившихся шинах имеется некоторое остаточное напряжение, обусловленное двигателями, находящимися в процессе выбега;

самозапуск происходит, как правило, при нагруженном механизме, что может привести к увеличению длительности разгона и повышению температуры обмоток двигателей;

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 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 [1]. 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 с.н. не снизится до $0,25U_{ном}$. В дальнейшем взаимное влияние двигателей не сказывается и выбег каждого агрегата происходит индивидуально.

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

Синхронные электродвигатели ТЭС в самозапуске обычно не участвуют.

В общем случае определение возможности самозапуска асинхронного двигателя складывается из следующих операций:

определяются снижение угловой скорости за время перерыва питания, начения угловой скорости и скольжения в момент восстановления напряжения;

рассчитывается напряжение на выводах двигателей после восстановления питания;

определяется вращающий момент двигателя m_{∂} , соответствующий полученным значениям напряжения и скольжения;

для полученной угловой скорости определяется момент сопротивления агрегата m_c ;

если выполнено условие $m_{\partial} > m_c$, то самозапуск обеспечен [8]. Если условие $m_{\partial} > m_c$ не выполняется, нужно отказаться от одновременного самозапуска всех двигателей и отключить часть из них. Эквивалентная суммарная мощность оставшихся двигателей уменьшается, что приводит к увеличению их эквивалентного сопротивления X_{∂} и напряжения на шинах и выводах двигателей. Расчет повторяется до тех пор, пока не будет обеспечено условие $m_{\partial} > m_c$;

рассчитывается время разгона двигателя и его нагрев.

Такой расчет достаточно сложен и выполняется при проектировании двигателей или в исследовательских целях. Если параметры самозапуска (остаточное напряжение, моменты сопротивления и инерции механизма, предыдущий режим работы) не противоречат оговоренным в технических условиях на двигатели, то нагрев не превысит допустимого.

Вопросы обеспечения самозапуска механизмов с.н. ТЭС решаются более просто. В первую очередь должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей особо ответственных механизмов. Полный перечень механизмов, электродвигатели которых должны участвовать в самозапуске, определяется в каждом конкретном случае в зависимости от местных условий. Отключение таких механизмов, как шаровые мельницы, перекачивающие насосы, багерные и шламовые насосы гидрозолоудаления, топливоподача, не приводит к немедленному изменению производительности основного оборудования, и поэтому их относят к *неответственным*. Они отключаются групповой защитой минимального напряжения первой ступени, выполненной с таким расчетом, чтобы при малых перерывах электроснабжения и небольшом снижении напряжения на шинах эти двигатели участвовали в самозапуске совместно с двигателями ответственных механизмов, а при более длительных нарушениях отключались, обеспечивая тем самым возможность самозапуска ответственных механизмов. Обычно время срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения составляет 0,5 с, а уставка по напряжению – $0,7U_{ном}$.

Как видно из перечня механизмов, участвующих в самозапуске (см. с. 40-41), в основном это насосные агрегаты и вентиляторы. Их самозапуск осуществляется достаточно легко. Расчеты и опыт показывают, что для успешного самозапуска этих механизмов, приводимых асинхронными двигателями, минимально допустимое расчетное значение напряжения на шинах секций с.н. в момент восстановления питания должно быть не менее указанного в табл. 5 [1].

Для более точного расчета самозапуска можно воспользоваться [12] или другими источниками. Действие защиты минимального напряжения и весь процесс самозапуска должны быть согласованы с действием технологических защит и блокировок.

Условия самозапуска асинхронных двигателей с.н. ТЭС

Шины	Минимально допустимое начальное напряжение на шинах, о.е.	Максимальное время успешного самозапуска двигателей, с
6,3 кВ ТЭС среднего давления	0,55	35
6,3 кВ ТЭС высокого давления с поперечными связями по пару	0,60	25
6,3 кВ блочных ТЭС с агрегатами 150 МВт и более	0,60	20
0,4 кВ	0,55	-
Выводы двигателей ПЭН	0,65	-

2.3. Схемы электроснабжения собственных нужд ТЭС

2.3.1. Схемы сети 6,3 кВ собственных нужд

Схемы электроснабжения установок с.н. ТЭС должны проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы в различных режимах, в том числе и в аварийных, обеспечивался определенный уровень надежности работы электростанции. Кроме того, должна быть обеспечена сохранность основного оборудования (котлов, турбин, генераторов и др.) при аварийном останове. Для обеспечения этих условий принимаются специальные меры. Шины распреустройств 6,3 кВ собственных нужд ТЭС секционируются, причем электроснабжение каждой секции осуществляется не менее чем от двух питающих элементов. Ответственные механизмы, прекращение работы которых вызывает останов котлов или турбин, выполняются парными: один находится в работе, другой – в так называемом «горячем» резерве, т.е. может быть включен в работу автоматически в случае отказа первого. Питание электродвигателей таких механизмов осуществляется, как правило, от разных секций 6,3 кВ с.н. Некоторые механизмы оборудуются двухскоростными электродвигателями. Кроме того, электрические схемы с.н. должны обеспечивать самозапуск электродвигателей в аварийных режимах, а для приводов механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования (маслонасосы смазки и уплотнения вала турбин, генераторов и т.п.), – наличие питания от независимого источника (дизель-генератора или аккумуляторной батареи) в режиме полного исчезновения переменного тока на ТЭС.

Необходимая надежность работы с.н. ТЭС обеспечивается также наличием на всех элементах электрической сети устройств релейной защиты (РЗ), отключающих с минимально возможным временем защищаемые элементы при возникновении в них повреждений. Это предотвращает длительное понижение напряжения во всей сети собственных нужд, которое может приводить к затормаживанию неповрежденных электродвигателей и нарушению работы технологического оборудования электростанции. Той же цели служат устройства АВР, восстанавливающие питание на секциях с.н. при ошибочном

или самопроизвольном отключении рабочего ввода или отключении его из-за повреждения.

На электростанциях с блочной схемой в тепловой и электрической частях на каждом блоке выполняются две секции собственных нужд 6,3 кВ, что позволяет при соответствующем распределении нагрузок между ними сохранить блок в работе при повреждении одной секции. В качестве рабочих питающих элементов применяются специальные трансформаторы собственных нужд (ТСН). В зависимости от вида топлива, на котором работает ТЭС, наличия или отсутствия генераторных выключателей, а также от мощности энергоблока мощность рабочих ТСН изменяется от 10 до 63 МВА. Рабочие ТСН присоединяются ответвлением к токопроводу между блочным трансформатором и генератором или между блочным трансформатором и генераторным выключателем. На ответвлении к ТСН выключатель не устанавливается. Для повышения надежности все рабочие ТСН присоединяются с помощью закрытых комплектных пофазных токопроводов, что значительно снижает вероятность возникновения междуфазных КЗ.

Каждый рабочий ТСН $T_{раб}$ питает две секции с.н. 6,3 кВ $BA1$ и $BB1$, причем у ТСН мощностью 10 и 16 МВА обе секции присоединяются к обмотке низшего напряжения (НН) 6,3 кВ через отдельные выключатели $Q_{раб}$, называемые выключателями вводов рабочего питания (рис. 33), а у ТСН мощностью 25–63 МВА, которые выполняются с расщепленной обмоткой НН, вводы рабочего питания секций с.н. 6,3 кВ электрически не связаны (рис. 33). Использование ТСН с расщепленными обмотками значительно повышает надежность работы собственных нужд энергоблока, т.к. при КЗ на секции, питающейся от одной обмотки 6,3 кВ, напряжение на другой секции, питающейся от второй расщепленной обмотки, снижается не более чем на 3-7%, что практически исключает «опрокидывание» электродвигателей, питающихся от этой секции. Это объясняется тем, что параметры схемы замещения трансформатора, обмотка низшего напряжения которого расщеплена на n цепей, равны

$$x_B = x_{BH} \left(1 - \frac{k_p}{2 \cdot n} \right), \quad (30, a)$$

$$x_{H1} = \dots x_{Hn} = x_{BH} \frac{k_p}{2}, \quad (30, б)$$

где $k_p = x_{HH} / x_{BH}$ – коэффициент расщепления; x_{BH} – сопротивление между выводами обмоток ВН и НН1 (НН2); x_{HH} – сопротивление между выводами НН1 и НН2 расщепленной обмотки.

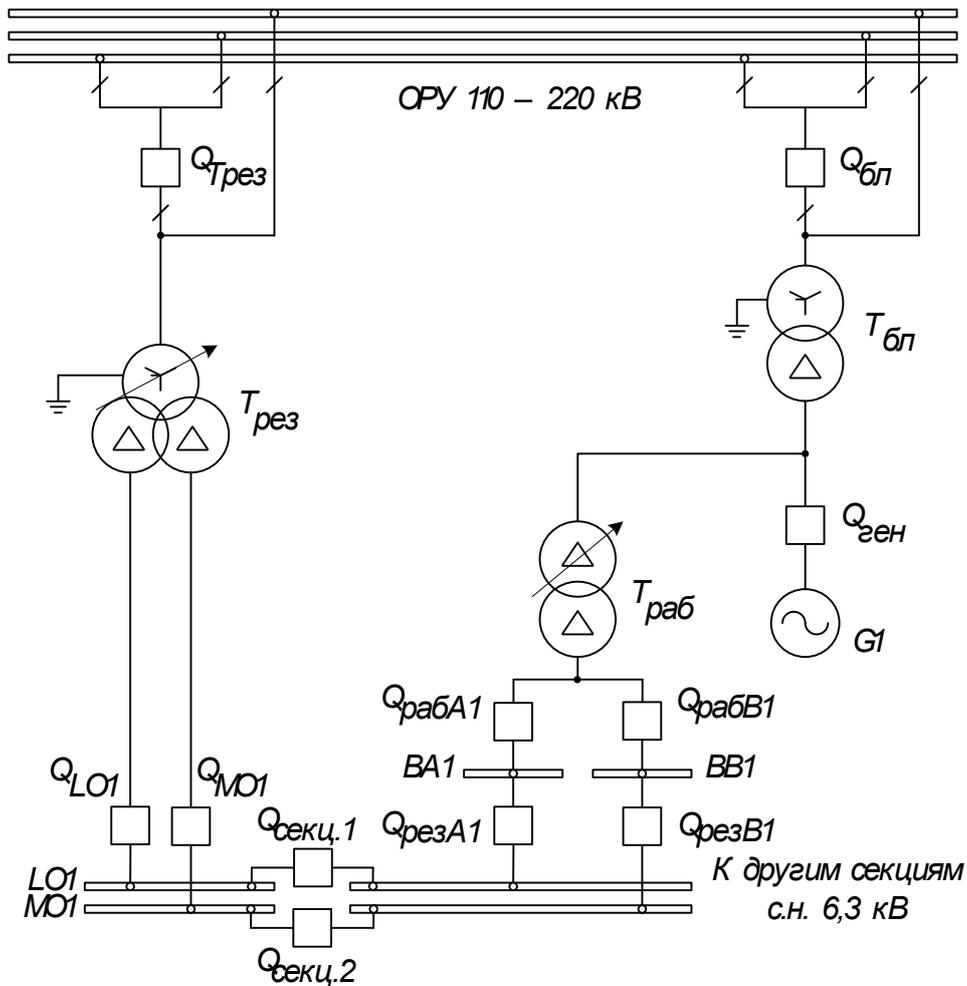


Рис. 33. Схема питания секций 6,3 кВ собственных нужд энергоблоков мощностью 60 – 200 МВт.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой, выпускаемые в России, имеют $n=2$ и $k_p=3,5$ (ГОСТ 11677-85). Тогда при трехфазном металлическом коротком замыкании на шинах $BB1$ (рис. 34) напряжение на шинах $BA1$ равно

$$U_{BA1min} = U_0 = \frac{x_{H1} \cdot U_{ном}}{x_{H1} + x_B} = 0,93 \cdot U_{ном}. \quad (31)$$

Соотношение (31) относится в равной мере к фазным и линейным напряжениям. Из сказанного следует также, что при изменении в широких пределах нагрузки на одной секции (например, при пусках и отключениях двигателей), напряжение на второй секции практически не меняется.

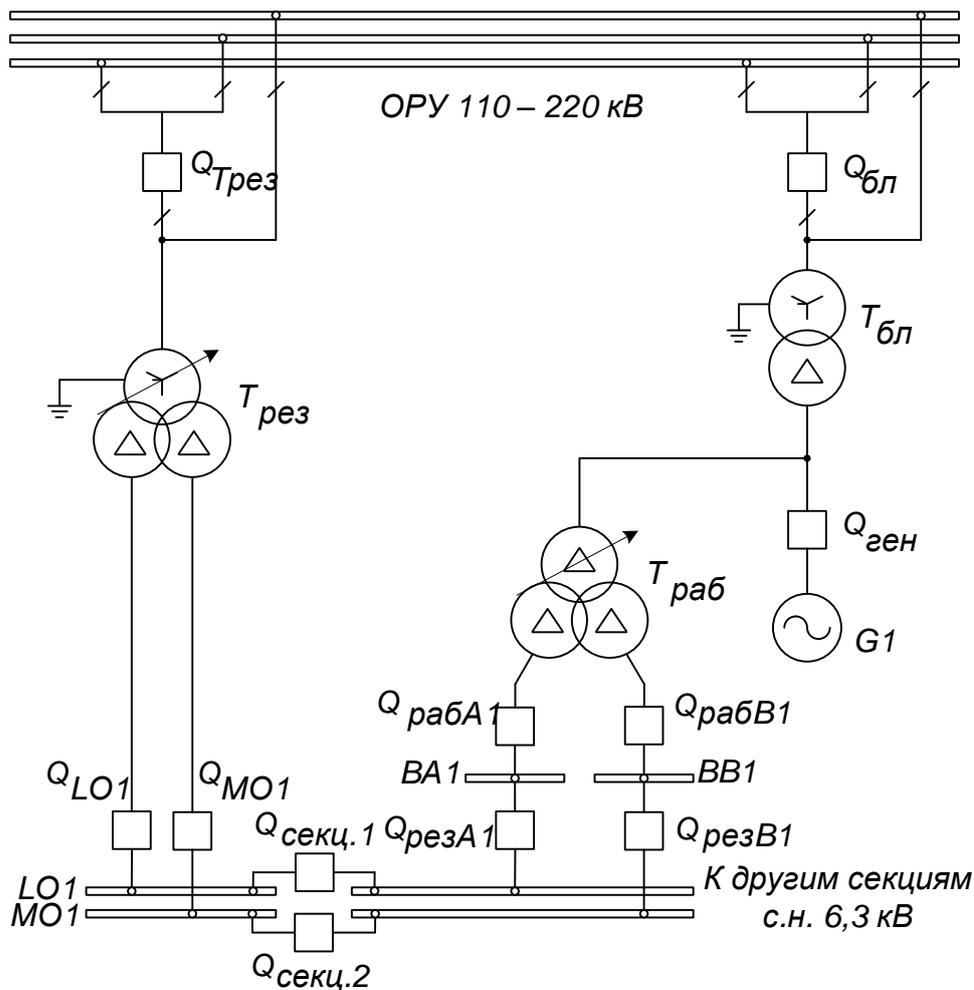


Рис. 34. Схема питания секций 6,3 кВ собственных нужд энергоблоков мощностью 200 – 1200 МВт.

Выключатели вводов резервного питания включены по схеме так называемого «явного резерва», т.е. нормально они отключены и включаются (автоматически или вручную) при отключении рабочего источника питания. Каждый выключатель $Q_{рез.}$ подключен к соответствующей секции собственных нужд и к одной из магистралей резервного питания 6,3 кВ $LO1$ и $MO1$, которые запитываются от резервного трансформатора собственных нужд (РТСН) – рис. 33, 34.

В отличие от рабочих ТСН, имеющих схему соединения обмоток $\Delta/\Delta-0$ при мощности 10 – 16 МВА и схему $\Delta/\Delta/\Delta-0$ при мощности 25 – 63 МВА, РТСН на электростанциях с блоками 120 – 1200 МВт всегда устанавливают с расщепленными обмотками НН. Схема и группа соединения РТСН должна быть согласована со схемой и группой соединения рабочих трансформаторов. Это делается для того, чтобы обеспечить возможность кратковременной параллельной работы резервного трансформатора с одним из рабочих трансформаторов при переключениях. Например, для схем на рис. 33 и 34 обмотки РТСН должны быть соединены по схеме $Y/\Delta/\Delta-11$.

Обмотка высшего напряжения (ВН) РТСН подключается, как правило, к сети, работающей с заземленной нейтралью (ОРУ 110 – 330 кВ электростанции

или ВЛ 110 – 220 кВ). Для предотвращения повреждения электродвигателей от перенапряжений, возникающих при удаленных однофазных КЗ в сети 110 – 330 кВ, нейтраль обмотки ВН РТСН также заземляется. Иногда встречаются схемы подключения РТСН к третичной обмотке автотрансформатора связи АТ; в этом случае РТСН, как и рабочие ТСН, выполняется со схемой соединения обмоток $\Delta/\Delta/\Delta-0$ (рис. 35).

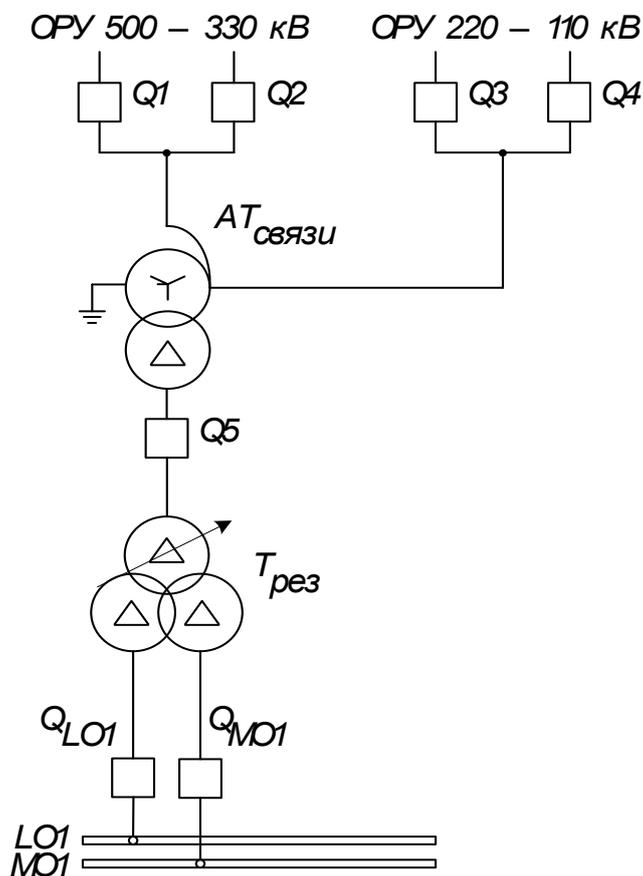


Рис. 35. Схема подключения резервного ТСН к автотрансформатору связи ТЭС.

Если в цепи генераторов энергоблоков установлен генераторный выключатель $Q_{ген.}$ (рис. 33, 34), то пуск энергоблока и разворот электродвигателей механизмов с.н., а также останов блока производится от рабочего ТСН. В этом случае резервный ТСН предназначен только для замены рабочего ТСН одного блока в случае его неисправности и мощность РТСН выбирается равной мощности самого мощного рабочего трансформатора собственных нужд. Если в цепи генераторов энергоблоков выключатель не устанавливается, то пуск и останов энергоблоков производится от резервного ТСН, который в этом случае называется пускорезервным трансформатором собственных нужд – ПРТСН.

Для ПРТСН наиболее тяжелым режимом является режим пуска одного блока, в то время когда другой блок переведен на резервное питание от этого ПРТСН. Исходя из этих соображений мощность ПРТСН выбирается

следующей по шкале ГОСТ 11677-85 по сравнению с мощностью рабочего ТСН.

На электростанциях с блочными агрегатами при одном или двух блоках устанавливается один РТСН (ПРТСН), а при числе блоков три и более - два РТСН (ПРТСН), подсоединенных со стороны высшего напряжения к разным источникам питания. В этом случае магистрали резервного питания 6,3 кВ *LOI* и *MOI* секционируются выключателями $Q_{секц.}$ через два-три блока. При наличии генераторных выключателей каждая магистраль резервного питания секционируется на две части.

Секции 6,3 кВ собственных нужд блочных электростанций монтируются из серийно выпускаемых электротехнической промышленностью ячеек (шкафов) комплектных распределительных устройств (КРУ) 6,3 кВ. Каждая ячейка КРУ состоит из так называемого «высоковольтного» («первичного», силового) отсека с оборудованием ВН – выключателями, разъединителями, кабелями, шинами, трансформаторами напряжения и тока, и «релейного» отсека с оборудованием вторичных цепей, переключателями, шинками управления и сигнализации. Такое выполнение секций 6,3 кВ значительно упрощает и удешевляет монтаж и наладку устройств собственных нужд 6,3 кВ. В то же время установка в разных отсеках одной ячейки КРУ оборудования высокого напряжения и низковольтных устройств релейной защиты и управления не исключает выгорания цепей вторичной коммутации при дуговых коротких замыканиях в отсеке высокого напряжения КРУ. Это должно учитываться при проектировании схем релейной защиты в сети 6,3 кВ с.н., особенно при обеспечении дальнего резервирования.

В ряде случаев для питания общестанционных с.н. (топливоподача, химводоочистка и др.) на блочных электростанциях предусматриваются дополнительные секции 6,3 кВ удаленных нагрузок (рис. 36). Рабочее питание этих секций осуществляется от блочных секций с.н. 6,3 кВ *BAI* при помощи кабельных линий с двумя выключателями. Резервное питание секций удаленных нагрузок осуществляется либо от магистрали резервного питания 6,3 кВ электростанции через один выключатель, либо от другой блочной секции 6,3 кВ также с помощью кабельной линии с двумя выключателями.

Сеть с.н. 6,3 кВ на блочных электростанциях может работать с изолированной или с заземленной через резистор высокого напряжения нейтралью [1], причем заземление нейтрали сети 6,3 кВ собственных нужд блока всегда производится только в одной точке сети.

Если генератор энергоблока работает на напряжении 6,3 кВ, то рабочее питание секций с.н. 6,3 кВ осуществляется от реактированной линии, подключенной ответвлением к блоку (рис. 37). При этом не допускается применение сдвоенных реакторов которые являются динамически нестойкими к воздействиям тока двойного замыкания на землю на разных секциях. Резервное питание в этом случае выполняется от двухобмоточного РТСН.

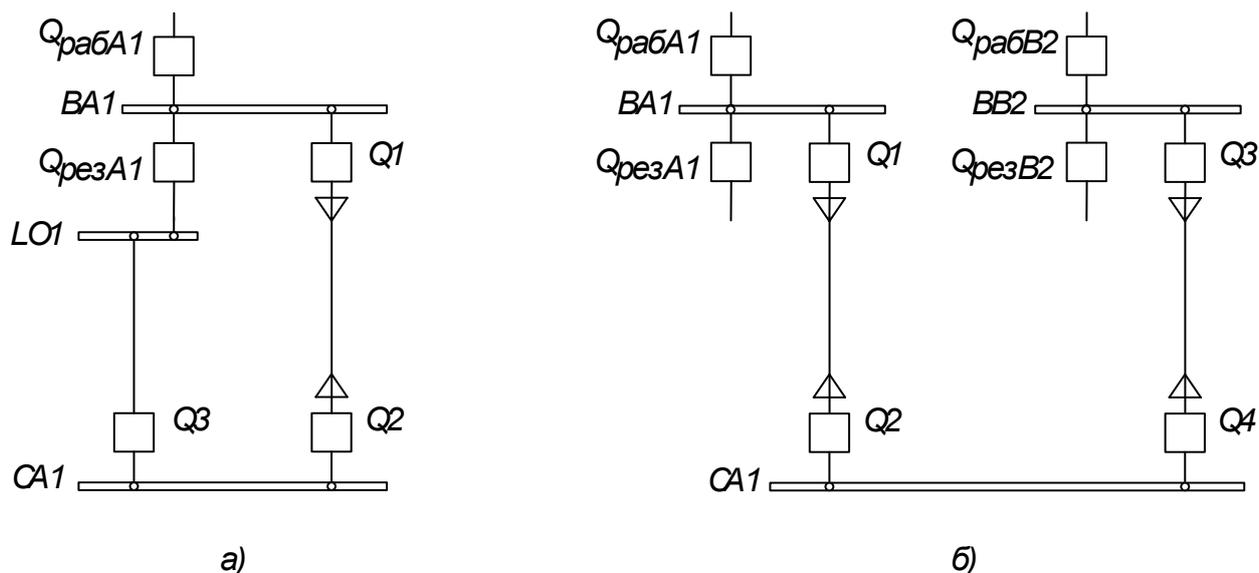


Рис. 36. Схема питания секций 6,3 кВ удаленных нагрузок:
 а – с резервированием от магистрали резервного питания 6,3 кВ;
 б – с резервированием от другой блочной секции с.н. 6,3 кВ.

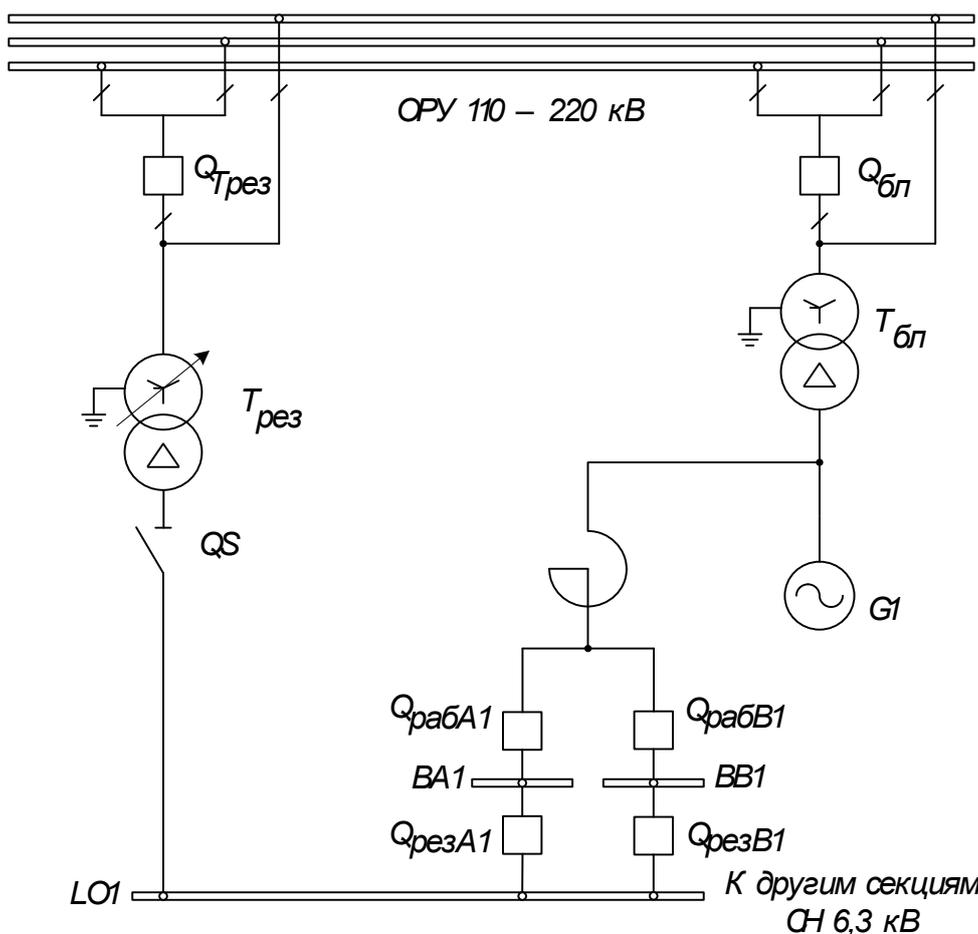


Рис. 37. Схема питания секций с.н. 6,3 кВ блоков с генераторным напряжением 6,3 кВ.

На электростанциях с поперечными связями в тепловой части, например на ТЭЦ, схема сети с.н. 6,3 кВ имеет свои особенности. На таких электростанциях, где возможно любое сочетание работающих котлов и турбин, рабочее и резервное электроснабжение собственных нужд осуществляется от

сборных шин главного распределительного устройства (ГРУ), к которому подключены генераторы G (рис. 38). Необходимая надежность питания с.н. обеспечивается при этом благодаря тому, что к ГРУ присоединены не только генераторы, но и трансформаторы T , связывающие ГРУ с РУ высшего напряжения ТЭЦ, что обеспечивает возможность питания с.н. как от генераторов станции, так и от энергосистемы.

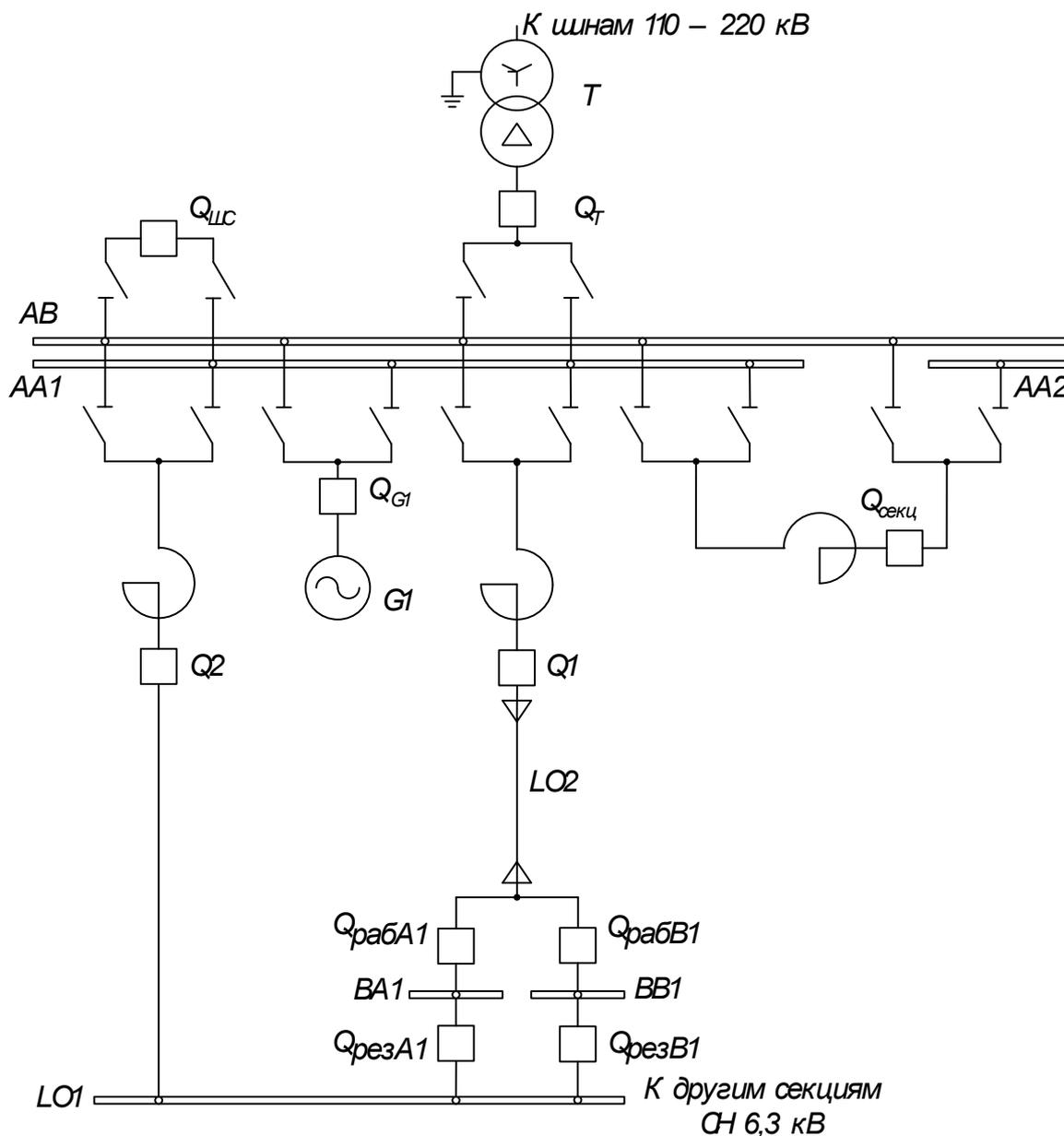


Рис. 38. Схема питания секций с.н. 6,3 кВ на ТЭЦ с ГРУ 6,3 кВ.

В качестве питающих элементов с.н. при номинальном напряжении генераторов 6,3 кВ применяются реактированные линии (рис. 38), а при напряжении 10,5 кВ вместо реакторов включаются трансформаторы 10,5/6,3 кВ. Количество секций РУСН 6,3 кВ, как правило, соответствует числу котлов на ТЭЦ. С целью облегчения самозапуска иногда выделяют на отдельные секции

электродвигатели крупных питательных насосов (ПЭН), сетевых насосов (СЭН) и др.

ГРУ ТЭЦ напряжением 6,3 кВ имеет две системы шин: рабочую *AA*, секционированную на *AA1* и *AA2*, и резервную *AB*. Для обеспечения надежности питания с.н. принята работа сборных шин ГРУ по схеме с фиксированным присоединением элементов к обеим системам шин. При этом генератор *G*, рабочая реактированная линия с.н. *LO2* и часть реактированных линий, питающих потребителей, включены на систему шин *AA1* (рис. 38). Резервная реактированная линия с.н. *LO1* и трансформатор связи *T* включены на систему шин *AB*. Обе системы шин находятся под напряжением с включенными шиносоединительным выключателем $Q_{ШС}$ и секционным выключателем $Q_{секц.}$. В случае КЗ на секции *AA1* ГРУ защитой данной секции шин отключаются генератор *G* и выключатели $Q_{секц.}$ и $Q_{ШС}$, отделяя тем самым систему шин *AB* от поврежденной системы *AA1*. Благодаря этому резервная реактированная линия *LO1* продолжает получать питание от трансформатора связи *T* и обеспечивает питание нагрузки секций *BA1* и *BA2* с.н. взамен рабочей реактированной линии, которая также отключается при срабатывании защиты поврежденной секции шин. Аналогичная схема выполняется и для ГРУ напряжением 10,5 кВ, при этом рабочий ТСН присоединяется к системе шин *AA*, а резервный ТСН – к системе шин *AB*.

Рабочие реактированные линии или трансформаторы выбираются с номинальным током, равным расчетному току нагрузки потребителей с.н. или превышающем его. Реактивное сопротивление питающих элементов с.н. выбирается таким, чтобы реактор, с одной стороны, ограничивал ток КЗ на шинах 6,3 кВ РУСН до величины, позволяющей применять относительно дешевую аппаратуру (например, ячейки КРУ с выключателями типа ВМП-10), а с другой – обеспечивал на шинах 6,3 кВ РУСН нормальное эксплуатационное напряжение. Кроме того, при пуске и самозапуске должно обеспечиваться требуемое остаточное напряжение для успешного разворота электродвигателей.

На электростанциях с поперечными связями в тепловой части резервный источник питания с.н. может быть использован для растопки котельного агрегата с одновременной заменой рабочего источника питания. Поэтому мощность резервного источника питания с.н. 6,3 кВ принимается равной полуторакратной мощности рабочего источника, что в сочетании с защитой минимального напряжения обеспечивает разворот электродвигателей с.н. В соответствии с действующими нормами технологического проектирования при числе рабочих реактированных линий (рабочих ТСН), равном шести и менее, предусматривается одна резервная линия или один резервный ТСН. При количестве рабочих линий или ТСН, равном семи и более, применяются два резервных питающих элемента, а шины резервного питания секционируются на две секции выключателем. Этот выключатель управляется дистанционно и при необходимости отключается защитами.

2.3.2. Схемы сети 0,4 кВ собственных нужд

Сеть 0,4 кВ с.н. электростанций предназначена для питания электродвигателей мощностью 200 кВт и менее напряжением 0,38 кВ, а также для сетей освещения электростанции напряжением 0,23 кВ. Для возможности выполнения питания электродвигателей и освещения от одних и тех же секций 0,4 кВ сеть выполняется с нейтралью, глухо заземленной в одной точке.

РУСН 0,4 кВ, как и РУСН 6,3 кВ, секционируется, причем в главном корпусе блочной ТЭС должно быть не менее двух секций для каждого блока с присоединением электродвигателей 380 В механизмов одного назначения к разным секциям. Для уменьшения расхода силового кабеля в ряде случаев выполняются вторичные сборки 0,4 кВ, приближенные к электродвигателям цеховых нагрузок и подключаемые к секциям РУСН 0,4 кВ при помощи кабельных линий с одним автоматическим выключателем.

Секции РУСН 0,4 кВ монтируются из шкафов заводского изготовления типа КТПСН-0,4, причем в одном шкафу размещают либо ячейку питающего ввода (рабочего или резервного), либо две ячейки отходящих присоединений (электродвигателей, вторичных сборок освещения). К специфике выполнения сети с.н. 0,4 кВ относится также то, что для удешевления защита отходящих от секции присоединений выполняется, как правило, с помощью токовых реле прямого действия (отсечек), которые встроены в автоматические выключатели (АВ) SF . Таким образом, автоматические выключатели SF совмещают в одном аппарате первичный коммутационный и вторичный защитный элементы. Вторичные сборки в основном монтируются из шкафов РТЗО, каждый из которых содержит от четырех до восьми автоматических выключателей с встроенными защитами.

Рабочее питание секций РУСН 0,4 кВ осуществляется от ТСН 6,3/0,4 кВ, обмотки которых соединяются по схеме $\Delta/Y-11$. На вводах 0,4 кВ таких ТСН токи однофазного КЗ равны токам трехфазного КЗ. Это позволяет обеспечить надежную работу отсечек отходящих присоединений при всех видах КЗ в сети 0,4 кВ. Мощность ТСН выбирается в пределах от 250 до 1000 кВА. Каждый ТСН 6,3/0,4 кВ присоединяется к соответствующей секции РУСН 6,3 кВ через выключатель Q , а к РУСН 0,4 кВ – через автоматический выключатель SF (рис. 38 – 40). Рабочий ТСН может питать одну или две секции РУ 0,4 кВ.

При неявном резервировании, применяемом во вспомогательных цехах ТЭС, $SF_{секц}$ (рис. 39) нормально отключен и секции питаются раздельно. Мощность каждого трансформатора выбирается из условия питания нагрузки двух секций. При повреждении $T1$ ($T2$) отключается $SF1$ ($SF2$) и включается $SF_{секц}$. При явном резервировании резервный ТСН через рубильник S присоединяется к шинопроводу резервного питания, подключаемому к секции выключателем $SF_{рез}$ (рис. 40, 41). При необходимости облегчения самозапуска двигателей 0,38 кВ секция с.н. делится на две полусекции и все ответственные двигатели подключаются к одной из них (рис. 40). При потере рабочего питания

кроме $SF_{раб}$ отключается также $SF_{секц}$ и включается $SF_{рез}$ нужной полусекции. Вторая полусекция может быть включена персоналом.

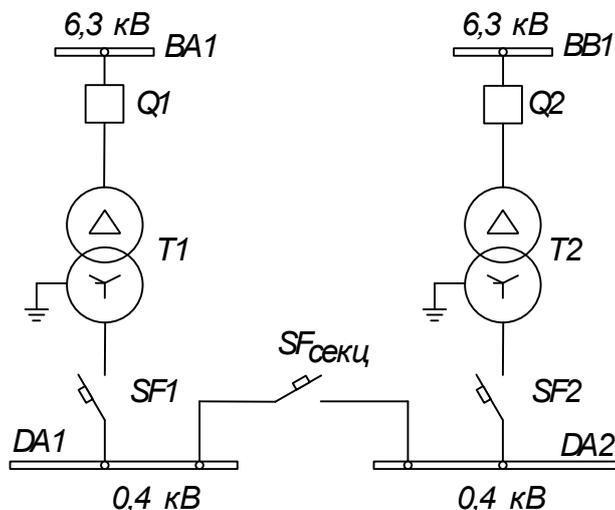


Рис. 39. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ с неявным резервом.

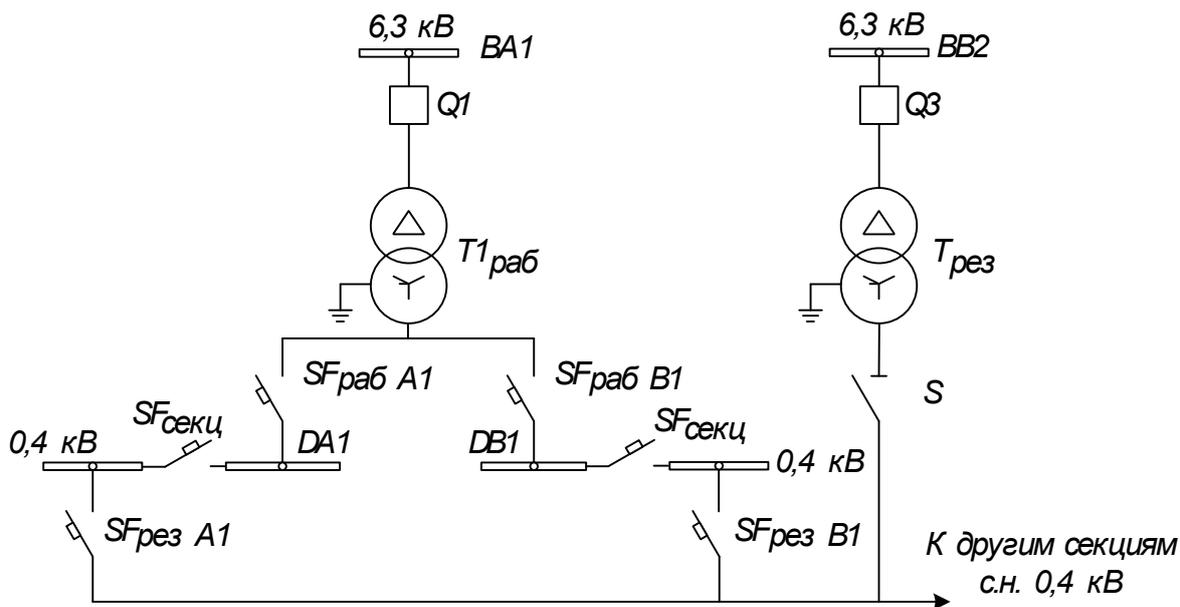


Рис. 40. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ с секционными выключателями от рабочего и резервного ТЧН 6,3/0,4 кВ.

Для энергоблоков, оборудованных вычислительными комплексами, не допускающими перерыва питания больше чем на доли секунды, в сети с.н. дополнительно предусматриваются специальные агрегаты бесперебойного питания (АБП). Каждый АБП состоит из статических преобразователей постоянного тока (инверторов) напряжением 0,22/0,4 кВ с тиристорными ключами на выходе, осуществляющими быстродействующее (с перерывом на доли секунды) бесконтактное отключение (ТКЕО) и переключение (ТКЕП)

нагрузки 0,4 кВ вычислительного комплекса при неисправности одного инвертора (рис. 42).

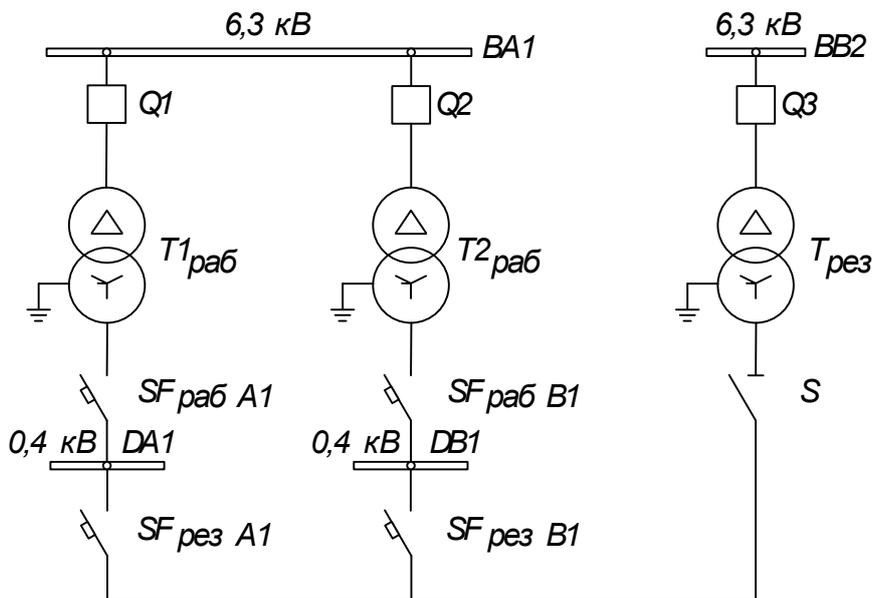


Рис. 41. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ без секционных выключателей от рабочего и резервного ТСН 6,3/0,4 кВ.

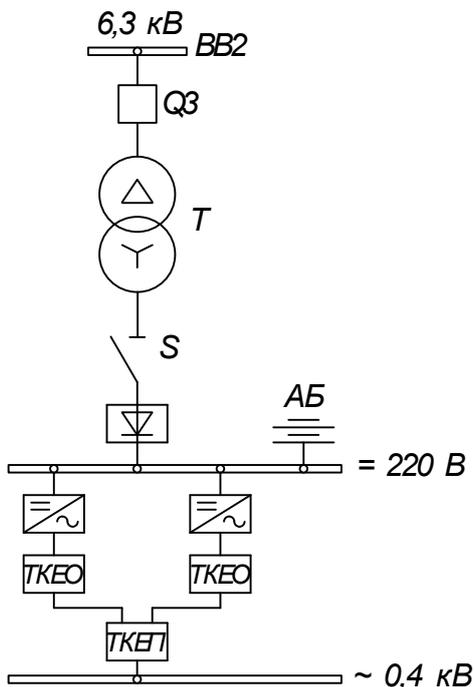


Рис. 42. Структурная схема агрегата бесперебойного питания.

Входы инверторов подключены к щиту постоянного тока 220 В, который в свою очередь получает питание от выпрямителя, подключенного через разделительный трансформатор 6,3/0,23 кВ к сети с.н. 6,3 кВ энергоблока, а в случае исчезновения напряжения в этой сети – от отдельной аккумуляторной батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда. Разделительные трансформаторы АБП подключаются к РУСН 6,3 кВ через выключатель, а к

сети 0,23 кВ – через рубильник *S*. Особенностью разделительного трансформатора *АБП* является то, что ввиду специфики питаемой им нагрузки (аккумуляторной батареи с заземленной через устройство контроля изоляции средней точкой) он работает с изолированной нейтралью 0,23 кВ.

2.3.3. Оперативные цепи постоянного и переменного тока

Как уже отмечалось ранее, необходимая надежность работы сети с.н. ТЭС может быть обеспечена только при наличии на всех ее элементах устройств релейной защиты (РЗ), отключающих защищаемый элемент при возникновении в нем КЗ и аномальных режимов. Правильная работа устройств релейной защиты с.н. ТЭС во многом зависит от организации цепей оперативного тока, обеспечивающих подачу необходимой энергии для работы реле косвенного действия устройств РЗ и дистанционного управления (включения и отключения) коммутирующими аппаратами в цепях с.н. Кроме того, цепи оперативного тока обеспечивают работу реле и световой арматуры цепей сигнализации.

В настоящее время на электростанциях в качестве источника оперативного тока для цепей защиты, управления и сигнализации всех элементов сети 6,3 кВ с.н., в том числе для выключателей ТСН 6,3/0,4 кВ, вводов рабочего и резервного питания, секционных автоматических выключателей 0,4 кВ, используется напряжение ± 220 В постоянного тока, получаемое от аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи на ТЭС являются независимыми источниками питания, работающими в режиме постоянного подзаряда от сети с.н. 0,4 кВ и способными при полном исчезновении переменного тока на ТЭС обеспечить как работу электродвигателей постоянного тока, так и управление выключателями сети с.н. в течение часа.

В качестве источника оперативного тока для цепей защиты, управления и сигнализации присоединений, отходящих от секций РУСН 0,4 кВ и от секций вторичных сборок 0,4 кВ, используется напряжение переменного тока 220 В РУСН 0,4 кВ. Сети постоянного и переменного оперативного тока защищаются от КЗ при помощи предохранителей *F1*, *F2* и автоматических выключателей *SF* типа АП-50 (рис. 43, 44). Поскольку при дуговых КЗ в ячейке КРУ, КТПСН и РТЗО возможно повреждение оперативных цепей и отказ в срабатывании (или, наоборот, излишнее срабатывание) соответствующих защит, автоматических выключателей или предохранителей, сети оперативного тока с.н. 6,3 и 0,4 кВ должны строиться так, чтобы в этих режимах на присоединениях, осуществляющих функцию дальнего резервирования по отношению к поврежденной ячейке сохранялся оперативный ток.

На рис. 43 показана упрощенная схема организации сети постоянного оперативного тока для питания цепей вторичной коммутации элементов с.н. энергоблока. В соответствии с последними типовыми решениями на каждой секции РУСН 6,3 кВ образуют две системы шинок управления оперативного тока: *ЕСI* и *ЕСII*. Цифрами на рис. 43 показаны следующие подключения:

1 – цепи постоянного тока основных и резервных защит и управления энергоблока и рабочего ТСН (защиты электродвигателей 6 кВ и трансформатора собственных нужд, дуговой защиты ячеек выключателей данной секции, а также цепи АВР, УРОВ и групповой защиты минимального напряжения);

2 – цепи приводов присоединений секции *A* с.н. 6,3 кВ;

3 – цепи приводов присоединений секции *B* с.н. 6,3 кВ;

4 – цепи постоянного тока защит и управления питающих элементов секций *A* с.н. 6,3 кВ и 0,4 кВ (оперативные цепи защиты вводов рабочего и резервного питания 6,3 кВ, вводов секций 0,4 кВ, а также оперативные цепи резервной защиты секции с.н. 6,3 кВ);

5 – цепи сигнализации питающих элементов секций *A* и *B* с.н. 6,3 кВ и 0,4 кВ;

6 – цепи постоянного тока защит и управления питающих элементов секций *B* с.н. 6,3 кВ и 0,4 кВ;

7 – цепи постоянного тока защит и управления отходящих элементов секции *A* с.н. 6,3 кВ;

8 – цепи сигнализации отходящих элементов секций *A* и *B* с.н. 6,3 кВ;

9 – цепи постоянного тока защит и управления отходящих элементов секции *B* с.н. 6,3 кВ;

Шинки *ECI* и *ECII* защищены от коротких замыканий автоматическими выключателями $SF1_{BA}$ ($SF1_{BB}$) и $SF2_{BA}$ ($SF2_{BB}$).

Так как уставки устройств релейной защиты с.н. выбираются таким образом, чтобы защита любого питающего элемента резервировала действие защиты любого питаемого элемента, то описанное построение сети постоянного оперативного тока повышает надежность дальнего резервирования. При этом предполагается, что неисправности в сети *ECI* оперативного тока являются независимыми событиями по отношению к отказам защит или выключателей, оперативные цепи которых питаются от сети *ECII*, т.е. совпадением этих событий можно пренебречь. В то же время из-за возможных повреждений вторичной коммутации вследствие дугового КЗ в ячейке КРУ, даже при переходе возгорания выше автоматического выключателя вторичной коммутации поврежденного присоединения, отключится только соответствующий $SF2$ (рис. 42), а на защитах питающих вводов сохранится оперативный ток, позволяя им отключить дуговое КЗ в поврежденной ячейке. Приводы выключателей 6,3 кВ питаются от отдельных силовых цепей $\pm EY$.

На рис. 44 показана однолинейная схема организации сети переменного оперативного тока. Реле защиты, управления и сигнализации

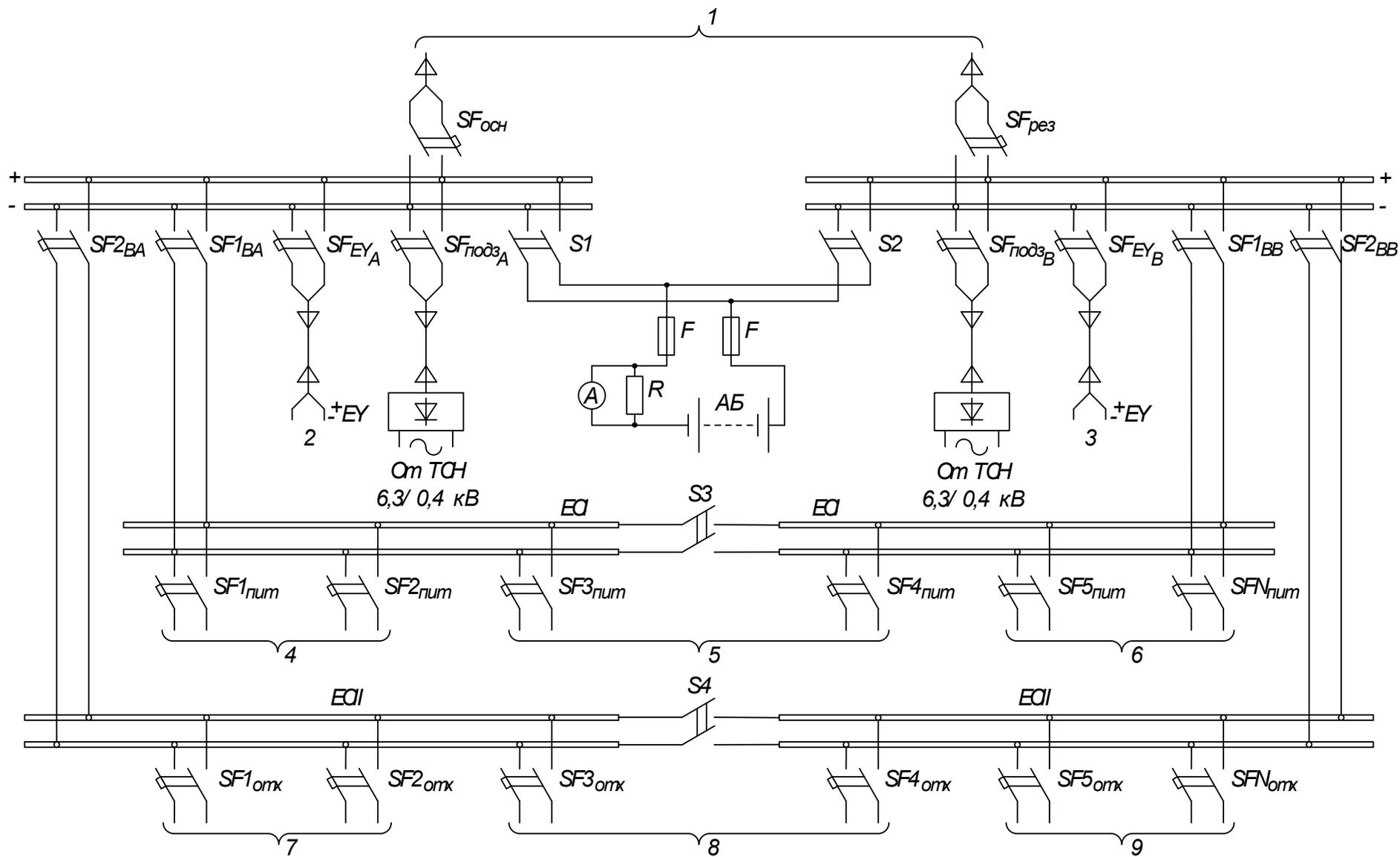


Рис. 43. Упрощенная схема сети постоянного оперативного тока элементов с.н. 6,3 кВ и питающих элементов с.н. 0,4 кВ энергоблоков

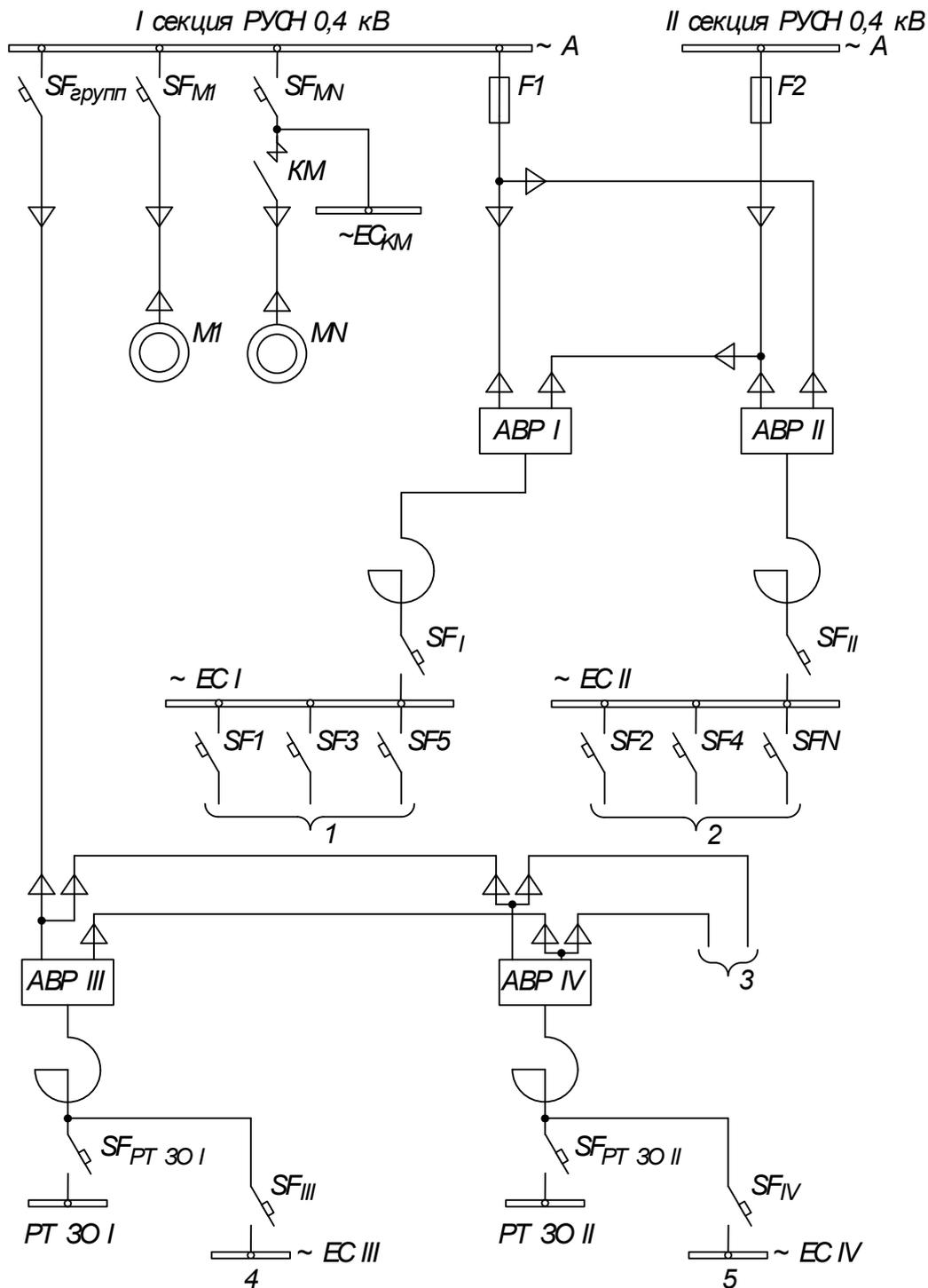


Рис. 44. Однолинейная схема сети переменного оперативного тока элементов с.н. 0,4 кВ энергоблоков:

- 1 – к цепям защиты и управления присоединений I секции РУСН 0,4 кВ;
- 2 – к цепям защиты и управления присоединений II секции РУСН 0,4 кВ;
- 3 – к другим вторичным сборкам 0,4 кВ;
- 4 – шина цепей управления присоединений PT 30 I;
- 5 – шина цепей управления присоединений PT 30 II.

элементов этой сети включены на напряжение ~ 220 В, а защиты элементов выполняются однополюсными. Шинки переменного оперативного тока для

питания схем выносных защит и управления элементов, отходящих от секций I и II РУСН 0,4 кВ ($\sim ECI$ и $\sim ECII$ соответственно), питаются непосредственно от шин РУСН через предохранители $F1$ и $F2$. Для того чтобы выносные защиты элементов первой секции РУСН 0,4 кВ могли нормально работать при КЗ в сети этой секции, сопровождающихся значительными снижениями напряжения, шинки $\sim ECI$ нормально питаются через устройство $ABPI$ от второй секции РУСН 0,4 кВ. Аналогично шинки $\sim ECII$ нормально питаются через устройство $ABPII$ от I секции РУСН 0,4 кВ. Шинки $\sim ECI$ и $\sim ECII$ переключаются устройствами $ABPI$ и $ABPII$, выполненными с помощью магнитных пускателей, на питание от своих секций РУСН 0,4 кВ только на время ликвидации КЗ в сети секции, от которой эти шинки нормально питаются, или на время АВР этой секции. От шинок $\sim ECI$ отходят цепи защит и управления автоматических выключателей SF , питающих вторичные сборки 0,4 кВ ($PTZO$) и электродвигатели, подключенные к секции I РУСН 0,4 кВ. Цепи защиты и управления каждого присоединения защищаются автоматическими выключателями $SF1 \dots SFN$ типа АП-50МТ, а сами шинки $\sim ECI$ и $\sim ECII$ – автоматическими выключателями SFI и $SFII$ типа АП-50Т, имеющими только тепловой расцепитель (с зависимой от тока выдержкой времени).

Для ограничения токов КЗ в сети переменного оперативного тока между устройствами АВР и шинками устанавливаются реакторы 0,4 кВ. Если электродвигатель M_N с частыми пусками подключен к секции РУСН 0,4 кВ через автоматический выключатель SF_{MN} и магнитный пускатель KM , то вторичные цепи силового автоматического выключателя SF_{MN} питаются от шинок $\sim ECI$ через АВ SFN , а цепи управления пускателем KM подключаются между SF_{MN} и пускателем.

Защита присоединений, отходящих от вторичных сборок 0,4кВ, из-за небольших длин кабелей этих присоединений всегда выполняется только отсечками автоматических выключателей; следовательно, оперативный ток ~ 220 В необходим только для управления АВ этих присоединений. Поэтому для шинок $\sim EC_{PTZO}$ ($\sim ECIII$ и $\sim ECIV$) достаточно иметь один источник питания перед вводным автоматическим выключателем SF_{PTZO} . При этом от шинок $\sim EC_{PTZO}$ питаются цепи управления всех электродвигателей, подключенных к рассматриваемой сборке $PTZO$.

Таким образом, описанное построение сети переменного оперативного тока 220 В с учетом того, что питание вводов РУСН 0,4 кВ осуществляется постоянным оперативным током, обеспечивает надежную работу всех защит, осуществляющих дальнейшее резервирование в сети с.н. 0,4 кВ.

2.3.4. Выбор ТСН для тепловой электрической станции

Как уже отмечалось выше, рабочие трансформаторы с.н. выбираются с номинальным током, равным расчетному току нагрузки потребителей с.н. или превышающему его. Ниже приведен в табличной форме (табл. 6) пример выбора

ТСН для конденсационной станции (КЭС) с блоками 6х200 МВт на пылеугольном топливе. Используются материалы проектных организаций. Аналогичные расчеты для других вариантов исполнения ТЭС, а также нагрузки с.н. теплофикационных блоков даны в приложении 2. Общие обозначения для всех таблиц: n_A – количество агрегатов (механизмов) на секции с.н.; P_A – расчетная мощность. Число и мощность резервных ТСН определяется согласно рекомендациям, изложенным выше в п. 2.3.1., в зависимости от функций, которые возлагаются на резервные трансформаторы.

Таблица 6

Выбор мощности рабочих ТСН 15,75/6,3 кВ КЭС с шестью блоками с турбоагрегатами К-200-130 и котлами ТП-100 или ПК-40 производительностью 640 т/ч на пылеугольном топливе

Наименование механизмов	Общие данные				Номер блока			
	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Каталожная мощность двигателя, кВт	Присоединено, шт	Длительно работает, шт	1 (2, 3, 4, 5, 6)			
					Секции			
					А		Б	
n_A , шт	P_A , кВт	n_B , шт	P_B , кВт					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Блочная нагрузка (распределение нагрузки по блокам принято равномерным)								
1.1. Электродвигатели и трансформаторы машинного отделения								
Питательный насос	3500	3800	18	12	2	7000	1	3500
Циркуляционный насос	480	520	12	12	1	480	1	480
Конденсатный насос	230	250	18	12	1	230	2	460
Масляный насос турбины пусковой (для регулирования)	180	190	6	-	1	-	-	-
Резервный электродвигатель для испытания (к масляному насосу)	580	580	1*	-	-	-	-	-
Трансформатор блока	-	560	6	6	-	-	1	560
Итого: P_1, кВт					5	7710	5	5000
1.2. Электродвигатели и трансформаторы котельного отделения								
Мельница шаровая	1200	2460	12	12	1	1200	1	1200
Мельничный вентилятор	550	680	12	12	1	550	1	550
Вентилятор горячего дутья	300	320	12	12	1	300	1	300
Дутьевой вентилятор (двухскоростной)	$\frac{700}{400}$	$\frac{1100}{625}$	12	12	$\frac{1}{1}$	700	$\frac{1}{1}$	700
Дымосос (двухскоростной)	$\frac{1100}{400}$	$\frac{1400}{600}$	12	12	$\frac{1}{1}$	1100	$\frac{1}{1}$	1100
Трансформатор блока	-	560	6	6	-	-	1	560
Итого: P_2, кВт					7	3850	8	4410
<i>Всего $P_1 + P_2$, кВт</i>						11560		9410
<i>Расчетная нагрузка $P_3 = 0,9(P_1 + P_2)$, кВА</i>					12	10400	13	8470
						18870		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. Общестанционная нагрузка (ОСН)								
Трансформатор топливного хозяйства		750	2	2	1	750	1**	-
Трансформатор бункерного отделения		750	1	1	1	750	-	-
Трансформатор ОСН		750	3	3	1	750	1	750
Трансформатор ОРУ		750	2	-	-	-	1	750
Поселок		1000	2	2	-	-	1	1000
Дробилка		900	4	2	1	900	1	900
Трансформатор компрессорной		750	1	1	-	-	1	750
Трансформатор вспомогательного корпуса		750	1	1	-	-	1	750
Резервный возбудитель		1200	2	-	-	-	1	1200
Резервный трансформатор блочный		560	3	-	1	560	-	-
Резервный трансформатор ОСН и бункерной		750	1	-	-	-	1**	-
Резервный трансформатор вспомогательного корпуса, топливоподдачи компрессорной		750	1	-	-	-	1**	-
Насос кислотной промывки	280	300	2	-	1	280	-	-
<i>Суммарная нагрузка ОСН</i> $P_4, \text{кВт}$					6	3990	10	6100
<i>Расчетная нагрузка</i> $P_5 = 0,9P_4, \text{кВА}$						3600		5500
<i>Суммарная нагрузка на трансформатор,</i> $P_3 + P_5, \text{кВА}$						14000		13970
							27970	
Мощность выбранного трансформатора с.н., кВА							32000	

* Устанавливается один на всю электростанцию и подключается к ячейкам масляного насоса;

** После установки третьего и четвертого блоков этот трансформатор переносится на другие секции.

Мощности ТСН остальных блоков выбраны: блок № 2 – 32000 кВА; блоки 3-6 – по 25000 кВА.

2.4. Повышение надежности работы собственных нужд

2.4.1. Характерные повреждения в системе питания с. н.

Наиболее существенными являются повреждения, приводящие к частичной или полной потере нагрузки блока или ТЭС в целом. Аварии, связанные с потерей питания с.н., составляют 25% всех аварий с полным сбросом нагрузки на блочных КЭС, более 40% – на КЭС с поперечными связями и 33% – на ТЭЦ. В целом на ТЭС с поперечными связями аварии с потерей питания с.н. происходят в 1,5 раза чаще, чем на блочных.

Главные схемы и схемы резервирования питания с.н. в рабочем режиме являются достаточно надежными, чего нельзя сказать о ремонтном режиме (когда какая-то часть оборудования находится в ремонте). Недостаточная

надежность схемы в ремонтном режиме приводит к потере питания с.н. со сбросом нагрузки блоком или электростанцией в 3,7 раза чаще, чем в рабочем режиме, и является одной из главных причин сбоев в работе с.н. ТЭС [1].

На блочных ТЭЦ с поперечными связями по пару в летнее время используется ремонтный режим, когда котел блока работает, а турбогенератор остановлен. При отсутствии выключателя между генератором и блочным трансформатором секция шин с.н. котла не может получать питание от своего блока и переводится на резервной ТСН. На ТЭЦ количество резервных трансформаторов значительно меньше чем на КЭС. Схема питания с.н. получается сложной. Находящийся в работе и уже загруженный резервный ТСН дополнительно ничем не резервируется и не может в полной мере выполнять свои функции по отношению к другим блокам. Кроме того, при отключении РТСН теряют питание подключенных к нему секций шин с.н., которые уже ничем не резервируются.

На ТЭЦ, имеющих главные распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ), резервные линии (или ТСН) подключаются, как правило, к ГРУ. Если при такой схеме в ремонтном режиме (особенно при ремонте одной системы шин ГРУ) произойдет КЗ на шинах ГРУ, то может произойти полная потеря питания с.н. от рабочих и от резервных источников, приводящая к сбросу нагрузки.

Одной из причин недостаточно надежного питания с.н. являются нарушения норм технологического проектирования. В ряде случаев не все секции с.н. присоединены к отдельному источнику питания и не отделены реакторами друг от друга, что приводит к излишним глубоким посадкам напряжения на неповрежденной секции при КЗ на соседней секции. Занижается количество резервных ТСН на КЭС: один резервный ТСН резервирует более трех-шести рабочих.

Из наиболее частых нарушений ПТЭ следует отметить несоответствие оперативных схем электрических соединений электростанции требованиям соответствующего раздела ПТЭ. Оперативные схемы, составленные для ремонтных режимов, не обеспечивают локализации аварии на каком-либо участке с бесперебойным питанием с.н. и минимальным снижением выдаваемой мощности. Причиной невыполнения указанных требований является отсутствие в схеме генераторных выключателей, что резко ограничивает возможность выбора оптимального варианта схемы. Имеют место случаи выполнения оперативных переключений без заполнения бланков переключений и работ в цепях релейной защиты и автоматики (РЗА) без программ.

Другой распространенной причиной потери питания с.н. являются неправильные действия устройств РЗА как при КЗ, так и в других режимах, причем в 50% случаев неправильные действия защиты приводят к потере питания с.н. от рабочих источников, а в других 50% – от резервных, что влечет за собой, естественно, более тяжелые последствия. Наряду с недостатками отдельных видов защит здесь сказывается, главным образом, неправильный

выбор уставок. При проектировании рассчитывается, как правило, рабочий режим и в лучшем случае один из ремонтных режимов. Многообразие режимов в эксплуатации приводит к необходимости проводить дополнительные расчеты и составлять карты уставок защиты и соответствующие программы переключений.

Известные трудности создает необходимость изменения не только уставок, но и вторичных схем при переключениях в первичных схемах. Например, при переводе питания ТСН с одной системы шин РУ высокого напряжения на другую необходимо корректировать токовые цепи дифференциальной защиты секции или системы шин РУ. Если этого не сделать, работа защиты нарушается.

Причиной потери питания с.н. может явиться пожар силовых и контрольных кабелей, особенно если при этом происходит неселективное отключение автоматического выключателя ввода аккумуляторной батареи на щит постоянного тока. Исчезновение оперативного постоянного тока приводит к прекращению работы устройств РЗА и управления и к невозможности локализовать КЗ. Пожар может возникнуть из-за недостаточной чувствительности или быстродействия защит. Далеко не всегда обеспечивается чувствительность расцепителей выключателей 0,4 кВ при КЗ в конце протяженных кабельных линий. Если эти вопросы не были проработаны в проекте, то в эксплуатации приходится заменять аппаратуру или увеличивать сечение кабельных линий.

Причиной пожара в кабельном хозяйстве также могут служить неправильные прокладка, использование и содержание кабелей. Пожары кабелей, возникающие по любым причинам, приводят на электростанциях к наиболее тяжелым последствиям.

Рассмотрим несколько конкретных аварий, произошедших в системе с.н. ТЭС [1].

Тяжелая авария на ТЭЦ с полным сбросом электрической нагрузки и прекращением подачи пара ответственным потребителям произошла вследствие ряда нарушений в системе с.н. Началом аварии послужило КЗ в кабельной воронке электродвигателя углеразмольной шаровой мельницы. Возникшая при этом перегрузка привела к повреждению реактора, установленного на отпайке генераторного напряжения для питания с.н. (реактор, как позже выяснилось, имел скрытый заводской дефект). Указанный реактор был подключен по временной схеме ремонтной перемычкой к ГРУ 6 кВ ТЭЦ, и возникшие перенапряжения вызвали одновременное перекрытие изоляции с повреждением секционного выключателя и разъединителя резервных шинопроводов, чему способствовало увлажнение изоляции из-за попадания воды в РУ 6 кВ с.н. через температурный шов перекрытия. В результате погашения шести секций шин с.н. 6 кВ остановились пять из восьми работавших питательных насосов с последующим остановом восьми котлов и семи турбогенераторов. Перегрузка и глубокое снижение напряжения привели к дальнейшим отключениям и обесточению шести из восьми секций с.н. При

восстановлении режима ТЭЦ были допущены гидравлические удары в схеме трубопроводов основного конденсата, что привело к разуплотнению фланцевых соединений, попаданию воды в седьмую секцию и ее погашению.

При расследовании аварии были выявлены нарушения норм технологического проектирования, ПУЭ и ПТЭ, допущенные на стадии проектирования. В результате схема электроснабжения с.н. оказалась ненадежной и не обеспечивающей «необходимой живучести» ТЭЦ при возникновении локальных повреждений в сети 6 кВ. В частности, не был предусмотрен резервный ТСН 110/6 кВ, а все резервные линии с.н. были подключены к шинам ГРУ 6 кВ. Авария усугубилась ошибками персонала при попытках восстановить положение.

На другой ТЭЦ не была своевременно проведена замена кабелей 6 кВ токопроводами. Схема питания с.н. не соответствовала проектной и была ненадежной. В частности, питание мазутонасосной станции осуществлялось только от одного источника – резервного ТСН. В концевой разделке кабельной перемычки между резервным ТСН и резервной секцией шин 6кВ произошло КЗ, что вызвало отключение резервного ТСН дифференциальной защитой. При этом обесточились оба трансформатора 6/0,4 кВ мазутонасосной и действием технологических защит отключились два работающих энергоблока ТЭЦ, сбросив тепловую и электрическую нагрузки.

На ТЭЦ, имевшей несколько блоков, питание маслососов всех ПЭН осуществлялось от двух секций с.н. первого блока. От них же получали питание главные распределительные щиты управления всех котлов и турбин. Не было предусмотрено АВР на стороне 6 кВ резервного ТСН. В результате при КЗ на ЗРУ 110 кВ, вызвавшем отключение первого генератора защитой, все маслососы отключились, вызвав остановку ПЭН, блоков и полный сброс нагрузки ТЭЦ.

Для испытаний на самозапуск электродвигателей механизмов с.н. блока ТЭЦ питание секции с.н. переводилось с рабочей на резервную систему шин ГРУ 6 кВ. При переводе ошибочно был включен не тот шиносоединительный выключатель, и соединение рабочей и резервной СШ, имевших разные уровни напряжения, произошло через шинный разъединитель линии секции с.н., включенной в соответствии со следующей позицией бланка переключений. В результате протекания уравнивающего тока возникло КЗ на шинах ГРУ. Ряд секций с.н. обесточился, и были остановлены все работающие котлы и турбогенераторы.

При глубоком снижении напряжения длительностью 0,1 с на электростанции отключился выпрямительный агрегат ВАЗП-280/260-40/80, от которого питались двигатели четных питателей пыли двух работающих котлов. Устройство АВР с переводом питания от аккумуляторной батареи не сработало. На котлах произошел срыв факелов, погасание котлов и полный сброс нагрузки. Главная причина аварии: принятая схема цепей постоянного тока противоречила требованиям инструкции по эксплуатации выпрямителя ВАЗП, которые предусматривают его постоянную работу при обязательном

параллельном соединении с аккумуляторной батареей. Выпрямительный агрегат ВАЗП не рассчитан на самозапуск двигателей и отключился от перегрузки после восстановления напряжения.

Имеют место случаи пробоя изоляции и возгорания кабелей 6 кВ, 380 В и силовых цепей постоянного тока вследствие старения изоляции, попадания влаги и по другим причинам. На одной из электростанций длительная (более 25 лет) эксплуатация кабелей постоянного тока 220 В с бумажной изоляцией в условиях высокой влажности, парений, агрессивной среды, высоких температур привела к пробоям изоляции и возникновению пожара. Броня кабелей оказалась полностью разрушенной, бумага фазовой изоляции осыпалась. В одном кабельном канале были проложены силовые и контрольные кабели, что при возгорании одного кабеля привело к повреждению других, потере питания контрольными приборами и органами управления котлов и турбин и в конечном счете – к полному сбросу нагрузки ТЭЦ. В другом случае попадание воды в концевую муфту кабеля 6 кВ с.н. вызвало ее разрушение, что привело к погашению 10 из 12 котлов ТЭЦ.

Повреждения и аварии, причина которых – попадание воды в электротехнические помещения и кабельные каналы, связаны с повреждениями трубопроводов и гидроэнергетического оборудования. Так, повреждение циркуляционного насоса, имевшего скрытые дефекты, привело к затоплению машинного зала КЭС, перекрытию и отключению вторичных цепей защит блоков.

Нарушения в работе отдельных видов оборудования приводят к нарушению работы ТЭС в целом. На ТЭЦ, имеющей два блока, защитой от повышения температуры подшипников электродвигателей отключился сначала первый, а через 30 мин и второй циркуляционный насос, что привело к отключению обоих работающих энергоблоков защитой по снижению вакуума в конденсаторах турбин. ТЭЦ сбросила всю электрическую и тепловую нагрузку. Отключение одного насоса произошло вследствие низкого уровня масла в картере (из-за неудовлетворительного надзора за работой). Подшипник второго насоса повредился из-за утечки масла вследствие неплотности вентиля масляной ванны (картера) подшипника. При этом уровень масла в маслоуказательном стекле не соответствовал действительному уровню масла в картере в результате засорения отверстия в верхней крышке маслоуказательного стекла.

Энергоблок был остановлен из-за повреждения подшипника электродвигателя дымососа. Нагрузки на подшипник превышали расчетные, что было вызвано неправильной установкой валопровода дымососа при монтаже с отклонением оси от горизонтали. Через 2 ч был остановлен второй блок – также из-за повреждения подшипника электродвигателя дымососа. В данном случае причиной повреждения послужила неправильная подливка элементов к бетону. Возникшие неплотности заливались водой атмосферных осадков. При понижении температуры до отрицательной происходило выпучивание льдом опоры подшипников, что привело к расцентровке агрегата.

Некачественный ремонт и несвоевременная замена изношенной полумуфты явились причиной останова ПЭН, что привело к снижению нагрузки блока ТЭЦ и к недоотпуску тепла. В другом случае к срыву работы питательных насосов, вызвавшему останов блока, привело снижение давления воды на всасывающем патрубке ниже допустимого значения, которое произошло из-за вскипания воды в деаэраторе, возникшего при подаче в него холодной воды через поврежденный подогреватель.

Имеют место нарушения в работе тягодутьевых механизмов. Из-за поломки нижней отжимной пружины тормозного устройства исполнительного механизма закрылся направляющий аппарат дутьевого вентилятора. Котел был отключен действием защиты по падению давления воздуха. В другом случае к останову дымососов с отключением блока технологической защитой привело понижение давления масла в системе смазки подшипников.

2.4.2. Способы повышения надежности электроснабжения собственных нужд

Как следует из краткого обзора, приведенного выше, трудно выделить какую-то одну причину отказов в системах с.н. ТЭС. Сказываются отступления от нормативно-технологической документации и директивных материалов при проектировании, эксплуатации, ремонте и монтаже, заводские дефекты оборудования.

В процессе эксплуатации выявляются пути совершенствования оборудования, методов его обслуживания и наладки, схем первичных и вторичных цепей, РЗА и управления. Особого внимания требуют вопросы обеспечения надежного электроснабжения с.н. в ремонтных режимах ТЭС. Наибольшая надежность обеспечивается на тех ТЭС, где заранее проработан комплекс вопросов схем питания с.н. во всех возможных ремонтных режимах. Наибольший эффект может быть достигнут в том случае, если эти вопросы будут прорабатываться на стадии проектирования. При отсутствии проектных решений схемы для различных ремонтных режимов следует заблаговременно проработать в эксплуатации.

Одно из основных условий надежной работы с.н. – обеспечение принципа блочности. Именно нарушения этого принципа служат причиной многих неприятностей на ТЭЦ и КЭС с поперечными связями по пару. Во всех случаях нужно стремиться к тому, чтобы ремонт рабочего ТСН совмещался с ремонтом своего турбогенератора и котла, собственные нужды которого питались от данного ТСН.

Не менее важным является правильное использование резервного ТСН. Он не предназначен для постоянного использования в качестве источника питания рабочих секций шин с.н. и должен быть всегда готов принять на себя нагрузку аварийно отключившихся секций. При необходимости можно использовать резервный ТСН для питания рабочих секций ремонтируемых агрегатов, но время такого использования должно быть минимальным. Питание

от него с.н. работающих котлов крайне нежелательно. Если все же возникла необходимость длительного использования резервного ТСН взамен рабочего, следует обеспечить электроснабжение двигателей питательных, циркуляционных, мазутных насосов и других ответственных механизмов общестанционного назначения от секций шин, не связанных с резервным ТСН. Для локализации аварий при КЗ на шинах РУ высокого напряжения следует избегать включения резервного ТСН на ту же секцию или систему шин РУ, на которую включено большинство, а иногда и единственный оставшийся в работе блок турбогенератор–трансформатор. Схема РУ высокого напряжения должна предусматривать возможность подключения резервного ТСН к любой из двух систем шин РУ без нарушения работы дифференциальной защиты каждой секции или системы шин РУ. Резервный и резервируемый им рабочий ТСН не должны включаться на одну секцию РУ. Особенно это относится к ГРУ 6–10 кВ.

Значительно повышается гибкость схем питания с.н., если блоки ТЭС оборудуются выключателями на генераторном напряжении (см. рис. 33). При неработающем турбогенераторе обеспечивается возможность использования трансформатора $T_{раб}$ блока для питания как своей секции шин с.н., так и одной из шин магистрали резервного питания 6 кВ (путем включения одного из выключателей $Q_{рез}$ с отключением или без отключения соответствующего $Q_{секц}$ или $Q_{ЛО}$).

Надежность главных схем ТЭС и схем питания с.н. повышается за счет отказа от широкого применения схем «укрупненных» блоков, по которым два мощных турбоагрегата подключались к ОРУ ВН через один блочный трансформатор или с помощью одного выключателя. В новых нормах технологического проектирования расширено применение выключателей на генераторном напряжении. Увеличено количество резервных ТСН как на блочных ТЭС, так и на электростанциях с поперечными связями, причем резервный ТСН должен устанавливаться одновременно с установкой первого блока.

При организации и эксплуатации кабельного хозяйства следует руководствоваться несколькими основными правилами. Жилы силовых и контрольных кабелей, идущих к наиболее ответственным механизмам, должны быть медными. Силовые и контрольные кабели нельзя прокладывать в одном канале. В пожароопасных местах должен применяться бронированный, а еще лучше – негорючий кабель.

В прежние годы одним из слабых мест в системе с.н. были рабочие и резервные трансформаторы. С начала 80-х годов, когда начали применяться специальные трансформаторы, вероятность их выхода из строя стала весьма низкой. В с.н. ТЭС применяются трансформаторы, имеющие в конце своего обозначения букву «С» (ТРДНС). Рабочие ТСН, подключаемые к генераторному напряжению, имеют мощность 25–40 МВА, резервные и пускорезервные, подключаемые к РУ высокого напряжения, – 63 и 80 МВА.

Эти трансформаторы отличаются высокой динамической стойкостью, имеют устройства РПН и расщепленную вторичную обмотку. При расчете ТСН на динамическую стойкость принимается, что они подключаются к системе бесконечной мощности.

2.4.3. Характерные повреждения электродвигателей собственных нужд и способы их предотвращения

Одним из условий надежной работы ТЭС является надежная работа электродвигателей механизмов с.н. Многие ответственные агрегаты с.н. (конденсатные насосы, мельницы и т.д.) резервированы парными механизмами, другие (циркуляционные насосы, тягодутьевые механизмы) могут не иметь резерва и тогда отказ двигателя приводит к снижению нагрузки или аварийной остановке блока. Отсюда следует, что надежность двигателей должна быть не ниже надежности основного оборудования (генератора, трансформатора и др.).

Значительная часть отказов двигателей происходит вследствие увлажнения изоляции из-за возникающих в пароводяных магистралях течей и парений, затопления насосов гидрозолоудаления дренажными водами, нарушения гидроизоляции при гидроуборке помещений. К отказам приводят также нарушения режимов работы двигателей: перегрузки механизмов, коммутационные перенапряжения, длительная работа с повышенной вибрацией, нарушение режимов пуска, частые повторные пуски из горячего состояния, недопустимое количество пусков из холодного состояния. В некоторых случаях отмечаются неудовлетворительный уход за подшипниковыми узлами; неудовлетворительный контроль уровня масла в картерах, вибрации и нагрева подшипников; применение смазки низкого качества, несвоевременная замена смазки и др.

Для повышения эксплуатационной надежности двигателей необходимо постоянно вести контроль за работой оборудования в соответствии с инструкцией по эксплуатации двигателей и ПТЭ, не допускать попадания влаги на двигатель, повышать контроль за состоянием подшипниковых узлов, осуществлять периодический вибрационный и постоянный термоконтроль за состоянием подшипников, соблюдать периодичность замены и пополнения смазки подшипников.

Рассмотрим наиболее характерные повреждения двигателей с.н. и способы их предотвращения.

Повреждения обмоток статора. Для обмоток с компаундированной изоляцией характерными являются витковые замыкания изоляции и замыкания на корпус. Причинами таких повреждений могут быть низкое качество изготовления изоляции обмотки статора в пазах, слабая расклиновка, выпадение клиньев. Низкое качество пайки межсекционных переемычек приводит к излому перемычек в местах пайки при механических воздействиях.

Следует отметить, что электромагнитная сила, которая действует на лобовую часть обмотки статора, имеет максимальное значение при пуске, так

как изменяется с двойной частотой, и пропорциональна квадрату тока. Ее величина более чем в 20 раз превосходит значения электромагнитной силы при номинальном режиме. При частых пусках это механическое воздействие вызывает деформацию изоляции, разрывы и ослабления цепной вязки лобовой части обмотки по всей окружности и вязки к бандажному кольцу. Для некоторых двигателей восстановление вязки невозможно без демонтажа секций из пазов, т.е. требуется полная перемотка статора.

Механическое истирание изоляции лобовых частей секции приводит к пробое изоляции обмотки в местах крепления к бандажному кольцу и на выходе из паза. Слабая расклиновка, выпадение клиньев и ослабление крепления секций обмотки требуют частой перекалиновки (до 2 раз в год).

Слабым местом обмотки статора являются выводные концы, которые в ряде случаев имеют слабую изоляцию, недостаточно надежно закреплены, что приводит к соприкосновению их друг с другом и истиранию изоляции. Кроме того, вибрация выводных концов приводит к перетиранию резиновой втулки в месте их перехода через корпус двигателя.

Приведенные недостатки и повреждения обмотки статора относятся как к асинхронным, так и к синхронным двигателям.

Наиболее важным мероприятием повышения надежности узла обмотки статора является переход на терморезистивную изоляцию обмотки статора типа «Монолит». Преимуществом обмотки с такой изоляцией является ее монолитность, заполнение конструктивных пустот и хорошее закрепление лобовых частей. Ресурсные испытания двигателей АТД4, ДАЗО4, ВАН и др. на допустимое число пусков, проведенные на стендах заводов-изготовителей, подтвердили расчетную величину: 10000 пусков за срок службы.

Недостатком этих обмоток является их ограниченная ремонтпригодность. Поэтому для таких двигателей особое значение приобретают отсутствие скрытых дефектов при изготовлении или укладке обмотки. Пока приходится изготавливать по два резервных статора на каждые 100 двигателей.

Повреждения изоляции обмотки статора могут быть вызваны ее увлажнением. Одной из причин увлажнения двигателей с водо-воздушными охладителями является повреждение водяных трубок охладителей, недостаточная их механическая прочность. В эксплуатации были случаи течи до 30% трубок охладителя. В двигателях новых серий возможно применение как пресной, так и морской воды при соответствующем выборе металла трубок охладителя по требованиям к коррозии. Модернизирован узел подвода воды к трубкам охладителя для исключения трещин в местах изгиба трубок. Кроме того, введены испытания водяных воздухоохлаждателей при приемосдаточных испытаниях двигателей на заводе-изготовителе. Тем не менее, оснащение таких двигателей датчиком контроля наличия воды с действием на сигнал остается актуальной задачей.

Для исключения повышенных нагревов обмотки статора из-за недостаточно эффективного охлаждения необходима своевременная чистка как

водяных, так и воздушно-воздушных охладителей в соответствии с реальными условиями эксплуатации. Применение двигателей с разомкнутым циклом охлаждения со степенью защиты IP23 в районах повышенной влажности и запыленности приводит к увлажнению и загрязнению обмотки статора и к снижению срока службы изоляции.

Повреждения короткозамкнутых роторов. Характерными являются трещины и обрыв короткозамкнутой обмотки ротора в месте входа в короткозамыкающее кольцо. По данным ревизий и ремонтов двигателей известны случаи обрывов до 30% всех стержней обмотки ротора. При обрыве, когда двигатель продолжает работать, происходит обычно изгиб стержня в сторону лобовых частей обмотки статора, что может вызвать ее повреждение. Обрывы стержней и скручивание «беличьей клетки» свидетельствуют о значительных динамических силах, действующих на ротор при пусках и переключениях частоты вращения. Повреждения происходят вследствие одновременного воздействия на роторную обмотку температурных напряжений, электромагнитных и центробежных сил, вибраций.

Электромагнитная сила, пропорциональная квадрату тока, вызывает колебания стержней в пазу с частотой, равной удвоенной частоте скольжения. Для ликвидации колебаний необходимо добиваться жесткой установки стержня ротора внутри паза. Целесообразен контроль неподвижности стержня ротора в пазу как вид технического обслуживания, особенно для двигателя с частыми пусками.

Термические расширения замыкающего кольца за счет нагрева во время пуска и центробежная сила при его вращении приводят к увеличению наружного диаметра кольца и вызывают напряжения, которые необходимо учитывать как низкоциклическую усталость при одном цикле пуска и останова.

Нагрев стержня ротора также неравномерный. Перепад температур по высоте трапецеидального стержня ротора двигателя АС-4000/6000 составляет 119°С. Разность температур приводит к различному удлинению верхней и нижней частей стержня. Так как стержень закреплен в стали ротора встроеными клиньями, он не имеет возможности изогнуться, вследствие чего верхняя часть стержня испытывает усилия сжатия, а нижняя – усилия растяжения. При многократных пусках в стержнях появляются трещины, причем не только в местах соединения с короткозамыкающими кольцами, но и в других местах по длине стержня. В некоторых случаях происходит выпучивание стержня из паза. Заводы-изготовители используют различные конструктивные и технологические решения для повышения надежности ротора, которые, как правило, проверяются ресурсными испытаниями на допустимое число пусков.

Повреждения пусковых обмоток синхронных двигателей аналогичны повреждениям короткозамкнутой обмотки асинхронных двигателей. Кроме того, характерными являются перегорания междуполюсных соединений, что приводит к потере возбуждения. Пробой изоляции обмотки ротора связан с

перетиранием корпусной изоляции катушкой полюса из-за неплотной посадки ее на сердечник или ослаблением крепления полюса.

Повреждения выводных устройств. Каждый двигатель имеет свои конструктивные особенности выводного устройства, однако причины их повреждений сводятся к следующим:

попадание влаги и пыли внутрь коробки выводов при степени защиты IP44, приводящее к перекрытиям выводов;

ненадежная конструкция крепления выводов в коробке;

недостаточное сечение наконечника выводов, ослабление контактного соединения наконечника с кабелем;

недостаточное изоляционное расстояние по воздуху между выводами фаз, отсутствие дополнительной изоляции в месте соединения выводов с кабелем;

вибрации и перекрытия изоляторов в коробке выводов.

Для повышения надежности выводных устройств двигатели новых серий в соответствии с [7] имеют степень защиты коробок выводов IP55, что практически защищает выводы от вредных осадений пыли и от попадания влаги, в том числе и при гидроуборке помещения. Кроме того, возможность подсоединения кабеля с любой стороны выводного устройства и отгибания кабеля на время испытаний вместе с кабельной муфтой практически исключает изломы питающего кабеля и позволяет продлить срок его службы. На некоторых заводах-изготовителях для увеличения изоляционных расстояний по воздуху между выводами фаз, особенно для двигателей 10 кВ, на изоляторы надеваются специальные коробки из изоляционного материала.

Повреждения подшипниковых узлов. В подшипниках скольжения с принудительной смазкой при уменьшении частоты вращения ротора возникает вероятность металлического контакта вала с подшипником. При работе двигателей с механизмами, имеющими большой момент инерции, появляется возможность нарушения слоя смазки и повышенных нагревов подшипников. Для устранения этих явлений в 1,5-2 раза были увеличены масляные зазоры в подшипниках и произведена перезаливка баббита. При комбинированной (кольцевой и принудительной) системе смазки с подачей циркулирующего масла от маслостанции механизма описанные явления исключены.

Основными неисправностями подшипников качения являются перегрев подшипников, сильный шум и выброс смазки. Перегрев может произойти из-за загрязнения смазки, ее недостатка или избытка. В настоящее время разработана и применяется на двигателях ДАЗО4 и других конструкция подшипникового узла, позволяющая осуществить пополнение и замену смазки на ходу и обеспечить работу подшипников без перегревов. Износ тел качения, такие дефекты, как раковины, коррозия, трещины, разрушение деталей подшипников также приводит к перегреву и повышенному шуму.

Наличие постоянного теплового контроля подшипников, действующего на сигнал при температуре 75°C и на отключение при достижении 80°C, позволит своевременно обнаружить и устранить причину нагрева подшипника.

Для вертикальных двигателей характерной неисправностью подшипниковых узлов являются ненадежные уплотнения и вытекание масла из подшипников с замасливанием обмоток статора и ротора.

Для повышения надежности электродвигателей с.н. нужна реальная статистическая информация об их эксплуатации. Она используется разработчиками и изготовителями электродвигателей, помогает выявлению слабых и ненадежных узлов и путей их модернизации, является основой для усовершенствования конструкции и технологии производства, определения обоснованных сроков ремонта двигателя и его отдельных узлов. Для эксплуатации эта информация позволяет наметить пути устранения недостатков в техническом обслуживании, отработать систему планово-предупредительных ремонтов, учесть конкретные условия эксплуатации на ТЭС.

2.5. Регулируемый электропривод механизмов собственных нужд

Одним из резервов снижения расхода органического топлива является уменьшение потерь непосредственно при выработке электроэнергии. Уменьшение удельного расхода топлива на 1 г/(кВт·ч) обеспечивает годовую экономию более 1 млн.т условного топлива. Анализ тенденции снижения удельных расходов топлива для выработки электроэнергии традиционными путями, приведенный ниже, показывает, что резервы здесь практически исчерпаны – табл. 7 [1].

Таблица 7

Удельный расход топлива на ТЭС для выработки электроэнергии

Год	1950	1960	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Удельный расход, г/(кВт·ч)	590	468	367	340	328	319	318,2	314,3	312,5

Следовательно, надо искать новые, более сложные способы снижения удельных расходов топлива, дополнительно повышать КПД основного и вспомогательного оборудования, оптимизировать режимы работы энергоблоков.

Другой проблемой является необходимость работы значительного числа энергоблоков при неполных нагрузках, т.е. существенное возрастание доли ТЭС в регулировании графика нагрузки. Маневренные режимы блока обеспечиваются регулированием производительности вспомогательных механизмов. Традиционное регулирование путем дросселирования потока жидкости или газа механическими регулирующими средствами, а также изменением числа работающих машин не является экономичным и приводит к существенному увеличению расхода топлива – до 2-2,5 г/(кВт·ч) условного топлива.

Применение двухскоростных двигателей не дает полного решения проблемы, так как не исключает необходимости дросселирования. К тому же необходимость частых пусков и переключений полюсов снижает уровень надежности как приводных двигателей, так и выключателей, рассчитанных на ограниченное число прямых пусков.

Альтернативой традиционным решениям является применение регулируемого электропривода механизмов с.н. Для механизмов большой мощности в настоящее время используется регулируемый электропривод переменного тока, для механизмов малой мощности (единицы и десятки киловатт) пока применяют главным образом двигатели постоянного тока.

Наиболее характерные механизмы ТЭС, для которых применяется регулируемый электропривод постоянного тока, – питатели топлива. Для питателей пыли котлов используют двигатели закрытого исполнения типа ПНЗ-85 (реже ПН-85 или ПБ-61) мощностью 0,9 кВт, 450/1350 об/мин. Для питателей сырого угля шаровых мельниц применяют двигатели ПНЗ-290 (П-91, ПБ-82) мощностью 3,4 кВт, 500/1500 об/мин, П-61 и П-92-У4 мощностью 4,5-6 кВт и др. Применявшиеся до недавнего времени с этими двигателями станции регулирования с плоскими контроллерами и устройства типа ПЭЕ-3500 с механическими регуляторами, осуществляющие регулирование изменением потока главных полюсов, себя не оправдали [1]. Чаще используется система бесступенчатого регулирования частоты вращения электродвигателей постоянного тока. Она обеспечивает бесконтактное регулирование частоты вращения в диапазоне 5 : 1 (от 1500 до 300 об/мин) путем изменения напряжения (тока) в якоре с помощью управляемого тиристорного агрегата при неизменном напряжении в обмотках возбуждения. К одному преобразователю может подключаться от одного до четырех двигателей. Точность поддержания частоты вращения двигателя – в пределах 7%.

Разнообразие механизмов с.н., условий их применения на электростанциях и роли в технологической цепочке производства электроэнергии определяют принципиальную возможность применения различных систем тиристорного электропривода переменного тока, представляющих собой комплексную систему, состоящую из двигателя, тиристорного преобразователя частоты (ТПЧ) и устройства автоматического управления режимами работы.

Регулируемый электропривод переменного тока в зависимости от потребностей может обеспечивать полный или частичный диапазон регулирования частоты вращения. Полный диапазон регулирования обеспечивают вентильные двигатели (рис. 45, а), выполненные на базе синхронных двигателей (возможно также использование синхронизированных асинхронных двигателей с фазным ротором, возбуждаемых постоянным током), а также системы частотного управления короткозамкнутыми асинхронными (ПЧ-АД) или синхронными (ПЧ-СД) двигателями от тиристорных преобразователей частоты (рис. 45, б). Частичный диапазон регулирования обеспечивается применением асинхронных двигателей,

включенных по схеме вентильного каскада или машин двойного питания с управлением со стороны ротора.

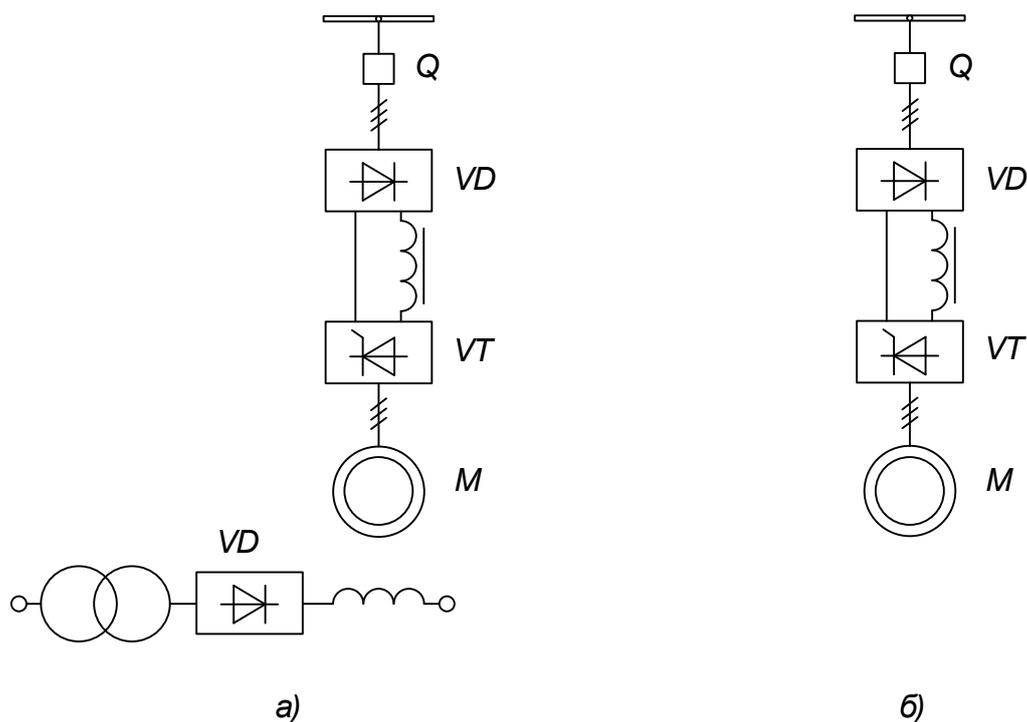


Рис. 45. Схемы регулируемого электропривода переменного тока:
а – вентильный двигатель; *б* – частотное управление короткозамкнутым асинхронным двигателем.

Применение регулируемого привода дает следующие преимущества: уменьшается износ механического оборудования и сокращается число нестационарных режимов работы котлоагрегата при переходе с одной ступени частоты вращения с прикрытым направляющим аппаратом на другую с полностью открытым направляющим аппаратом. К недостаткам регулируемого привода следует отнести усложнение его эксплуатационного обслуживания, необходимость дополнительных капитальных затрат на приобретение и размещение преобразовательной установки.

Технико-экономическая целесообразность применения регулируемого электропривода существенно зависит от схемы сети, наличия близлежащих ГЭС и режимов их работы, собственных характеристик ТЭС – графиков нагрузок, цен и динамики издержек на топливо, характеристик технологического и электротехнического оборудования и его стоимости, и т.д. Расчеты показывают, что максимальный срок окупаемости дополнительных капитальных затрат на регулируемый электропривод составляет 3–5 лет, т.е. укладывается в нормативный для энергетики.

Применение регулируемого электропривода, помимо выигрыша за счет экономии электроэнергии и топлива в с.н., позволяет улучшить условия эксплуатации тягодутьевого оборудования ТЭС, увеличить его надежность, снизить расходы на ремонт, что приводит к улучшению общих показателей работы станции. При плавном регулировании частоты вращения привода

тягодутьевых механизмов в условиях тракта с квадратичной характеристикой сопротивления расход воздуха Q , напор H и мощность на валу P изменяются пропорционально первой, второй и третьей степеням частоты вращения соответственно, КПД механизма в диапазоне регулирования будет теоретически максимальным. Применение тиристорного привода позволяет исключить дросселирование и реализовать зону максимальных КПД агрегата, обеспечить экономию электроэнергии и топлива, облегчить условия пуска мощных механизмов, создать необходимые предпосылки для автоматизации энергоблоков тепловых электростанций.

Для правильного выбора типа регулируемого привода необходимо знать величину целесообразного диапазона регулирования частоты вращения конкретного механизма. При этом для удешевления привода может быть учтена возможность частичного регулирования аэродинамическими способами – с помощью направляющего аппарата (в растопочных режимах котла, при глубокой разгрузке энергоблока и т.п.). Когда одна часть регулировочного диапазона покрывается изменением частоты вращения привода, а другая часть – аэродинамическими способами с помощью направляющего аппарата, эксплуатационная надежность привода повышается, практически не влияя на экономичность.

Вопрос о выборе целесообразного диапазона изменения частоты вращения тягодутьевых механизмов рассмотрим на примере центробежного дутьевого вентилятора ВДН-25х2 (рис. 46).

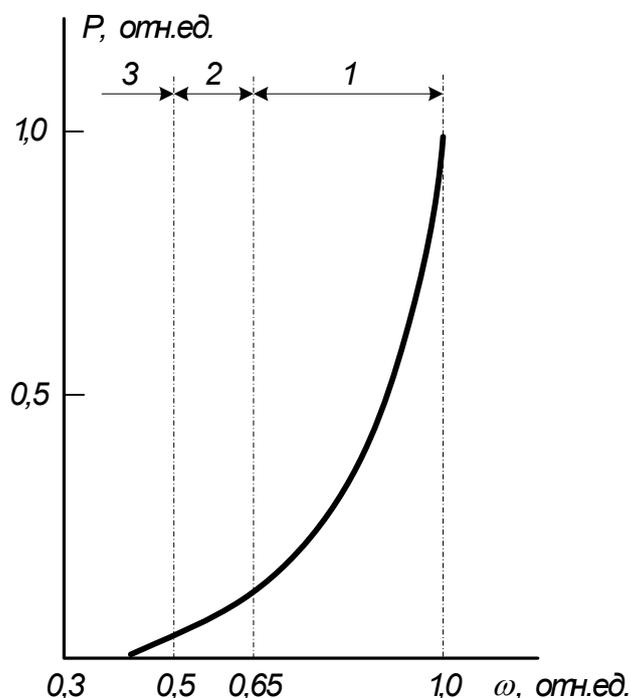


Рис. 46. Диапазоны регулирования производительности дутьевого вентилятора ВДН-25х2.

Для него можно выделить три основные зоны частоты вращения. В зоне 1 ($0,65 \leq \omega \leq 1$) при однозонном регулировании только вниз от синхронной частоты вращения расширение диапазона приводит к значительному снижению потребляемой приводом мощности. Поэтому в этой зоне дополнительные капиталовложения на регулируемый электропривод вполне оправданы. В зоне 2 ($0,5 \leq \omega \leq 0,65$) расширение диапазона регулирования приводит к незначительному уменьшению потребляемой мощности. В зоне 3 энергетический эффект от расширения диапазона регулирования крайне мал и использование этой части диапазона нецелесообразно. Конкретное значение минимальной частоты вращения определяется необходимостью обеспечения минимальной производительности механизма при этой частоте вращения и закрытом направляющем аппарате. Существующие аппараты в закрытом состоянии обеспечивают производительность механизма, равную 20–40% производительности при открытом направляющем аппарате. При этом минимальный расход воздуха, требуемый по технологии и равный 0,5, достигается уже при $\omega = 0,6$ (рис. 46). Таким образом, и для центробежных и для осевых механизмов необходимо обеспечить возможность плавного регулирования частоты вращения в пределах 1 – 0,6; 1 – 0,55 номинальной. При двухзонном регулировании частоты вращения рациональный диапазон изменения частоты вращения находится в пределах $\pm 25\text{--}30\%$ синхронного значения.

Расчеты и исследования показывают, что эффективность применения на электростанциях тиристорных электроприводов переменного тока особенно велика при оснащении ими питательных насосов мощностью 2500–17000 кВт с номинальной частотой вращения от 3000 до 6000 об/мин и тягодутьевых механизмов мощностью 300–5000 кВт с номинальной частотой вращения от 375 до 1000 об/мин. Так, например, для энергоблока 200 МВт КЭС экономия электроэнергии на с.н. при внедрении регулируемого электропривода на этих механизмах составляет 8–10% номинального расхода, а снижение удельного расхода топлива – 1,6–2 г/(кВт·ч) условного топлива, что в целом обеспечивает высокую окупаемость затрат на тиристорные электроприводы.

2.6. Защита и автоматика питающих элементов собственных нужд

Для релейной защиты, автоматики (РЗА) и управления питающих вводов 6,3 кВ с.н. принимаются типовые схемы, построение которых зависит от мощности ТСН. Для вводов, питающихся от ТСН мощностью 6,3–16 МВА, устройства РЗА и управления размещаются в релейных отсеках вводов ячеек КРУ 6,3 кВ. В качестве источника постоянного оперативного тока используется напряжение 220 В блочной аккумуляторной батареи, которое подается в релейный отсек от шин $EC1$, а для привода выключателя – также от шин EY (см. рис. 43). Защиты самих ТСН размещаются на отдельных панелях в машинном зале электростанции и здесь не рассматриваются.

Аппаратная база устройств защиты и автоматики долгое время была электромеханической или полупроводниковой. Именно такие схемы и рассмотрены в настоящем пособии. Особенности выполнения РЗА на микропроцессорах и расчета их уставок будет посвящено учебное пособие, работа над которым ведется в настоящее время.

Типовая унифицированная схема защиты и управления ввода рабочего питания 6,3 кВ, подключенного к ТСН мощностью 6,3–16 МВА, и ввода резервного питания на эту секцию приведена на рис. 47. В качестве защиты от междуфазных КЗ, являющейся основной для секции с.н. 6,3 кВ и резервной для подключенных к ней электродвигателей 6 кВ и ТСН 6,3/0,4 кВ, используется максимальная токовая защита. Защита выполняется в двухфазном двухрелейном исполнении на токовых реле $KA1_{раб}$ и $KA2_{раб}$ и реле времени $KT_{раб}$ (для ввода резервного питания – $KA1_{рез}$, $KA2_{рез}$, $KT_{рез}$). Для улучшения отстройки этой защиты от режима группового пуска электродвигателей и увеличения зоны резервного действия применяются токовые реле типа РСТ-13. В качестве реле времени $KT_{раб}$ применяется высокоточное полупроводниковое реле типа РВ-01, что позволяет устанавливать на нем выдержку времени 0,3 с, обеспечивая тем самым противопожарную стойкость кабелей 6,3 кВ при отказе защиты или выключателя отходящего присоединения 6,3 кВ. По условию отстройки от тока группового пуска полностью заторможенных электродвигателей ток срабатывания защиты равен

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{зр.н.} = \frac{k_n}{k_g} \cdot \frac{U_{с.ном.}}{\sqrt{3} \left[x_{ТСН} + U_{д.ном.} / (\sqrt{3} \Sigma I_{д.н.}) \right]}, \quad (32)$$

где $k_n = 1,2$; $k_g \geq 0,9$ для реле РСТ-13 и $k_g \geq 0,8$ – для реле РТ-40; $x_{ТСН}$ – сопротивление ТСН, приведенное к $U_{с.ном.} = 6,3$ кВ; $I_{д.н.}$ – паспортный пусковой ток двигателя, А.

В соответствии с ПУЭ защита оценивается двумя коэффициентами чувствительности: в зоне основного действия при двухфазном КЗ на защищаемой секции – коэффициентом

$$k_{ч.осн.} = \frac{I_{мин.осн.}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{0,87 \cdot I_{мин.осн.}^{(3)}}{I_{с.з.}} = \frac{0,87 \cdot 0,9 U_{с.ном.}}{\sqrt{3} \cdot I_{с.з.} \cdot x_{ТСН}} \geq 1,5, \quad (33)$$

и в зоне резервного действия при двухфазном КЗ в конце самого протяженного кабеля – коэффициентом

$$k_{ч.рез.} = \frac{I_{min.рез.}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{0,87 \cdot 0,9 U_{с.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{с.з.} \cdot \sqrt{(l \cdot r_{уд})^2 + (x_{ТСН} + l \cdot x_{уд})^2}} \geq 1,2. \quad (34)$$

При таком выполнении защиты ее уставка

$$I_{с.з.} \approx 5,5 \cdot I_{секц.ном.}. \quad (35)$$

В наиболее тяжелом случае, для ТСН мощностью $S = 16$ МВА, считая загрузку секции $I_{секц.макс.} = 0,8 \cdot I_{ТСН.ном.}$, получаем, что (33) выполняется всегда, а (34) выполняется для кабелей 6,3 кВ сечением 150 мм^2 , длиной $l \leq 650$ м, что соответствует реальным компоновкам сети 6,3 кВ с.н.

При срабатывании максимальной токовой защиты реле времени $KT_{раб}$ через указательное реле $КН1_{раб}$ подает «плюс» на обмотку выходного реле $KL2_{раб}$, которое в свою очередь контактом $KL2.1_{раб}$ коммутирует цепи отключения в схеме управления выключателем ввода $Q_{раб}$, а контактом $KL2.2_{раб}$ блокирует АВР секции с.н.

Блокировка АВР при междуфазных КЗ в сети с.н. 6,3 кВ выполняется также при срабатывании дуговой защиты секции и устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ) 6,3 кВ ТСН 6,3/0,4 кВ. Дуговая защита ускоряет отключение питающего ввода при возникновении КЗ с дугой в отсеке любого выключателя защищаемой секции с.н. и открытию предохранительного клапана этой ячейки. Дуговая защита и УРОВ при своем срабатывании через указательные реле $КН2_{раб}$ и $КН3_{раб}$ коммутируют катушку реле $KL2_{раб}$.

Рабочие вводы для ускорения АВР отключаются также при внутренних повреждениях в ТСН или в блоке. Чтобы предотвратить при этом блокировку АВР, выходные реле защит ТСН (газовой защиты, дифференциальной защиты и защиты стороны ВН) и защит блока подают «плюс» непосредственно в цепи отключения выключателя $Q_{раб}$, минуя реле $KL2_{раб}$.

Если на защищаемой секции 6,3 кВ выполнено заземление нейтрали через резистор с помощью дополнительного трансформатора $ДТ$, то на защите от замыканий на землю, установленной в цепи этого трансформатора, выставляется уставка по току

$$I_{с.з.} = 1,4 \cdot I_{с.з.земл.мах.} \quad (36)$$

и уставка по времени

$$t_{с.з.} = 0,5 \text{ с}, \quad (37)$$

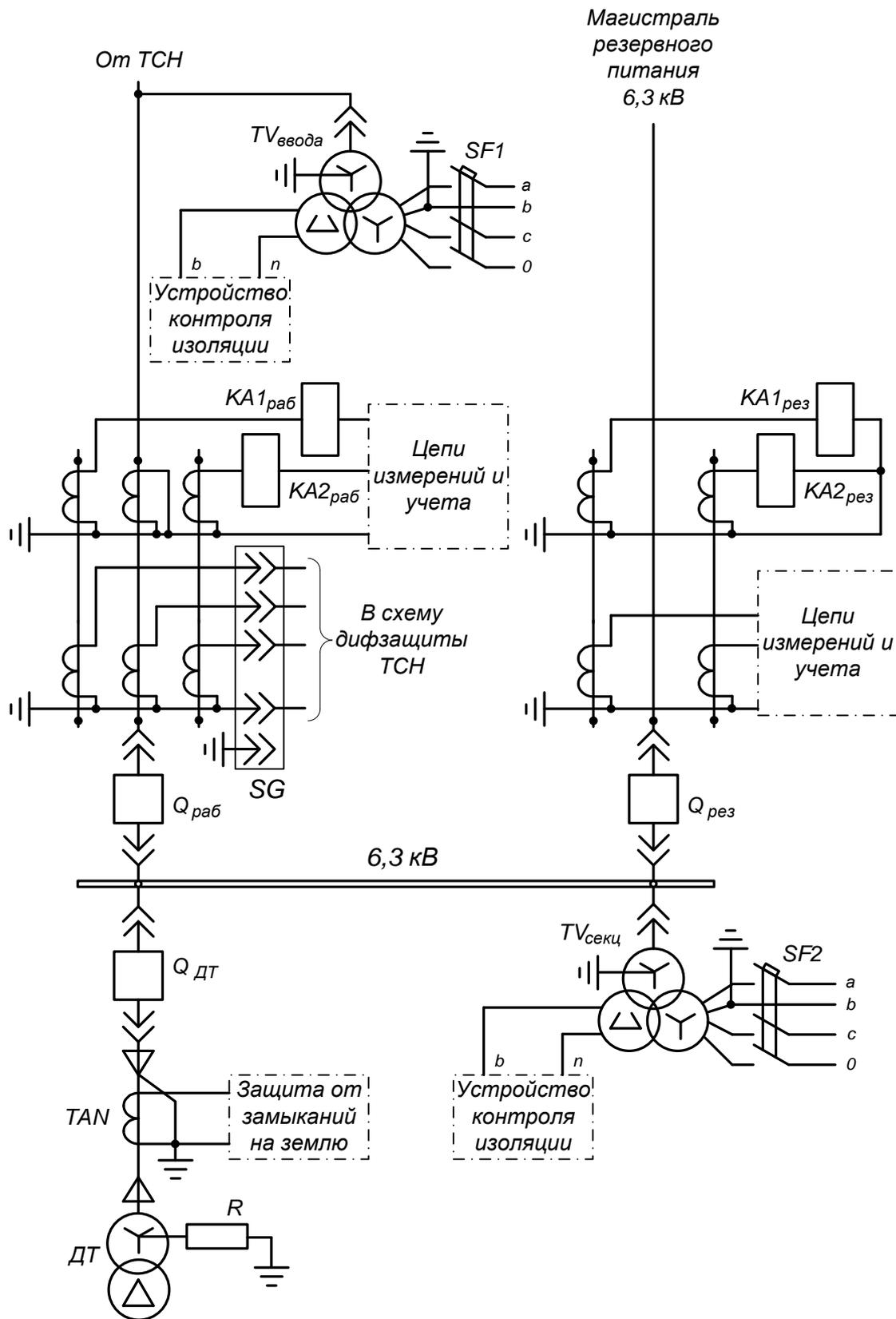


Рис. 47, а. Поясняющая схема и цепи переменного тока защиты питающих вводов секции с.н. 6,3 кВ при мощности ТСН 6,3–16 МВА и использовании максимальной токовой защиты.

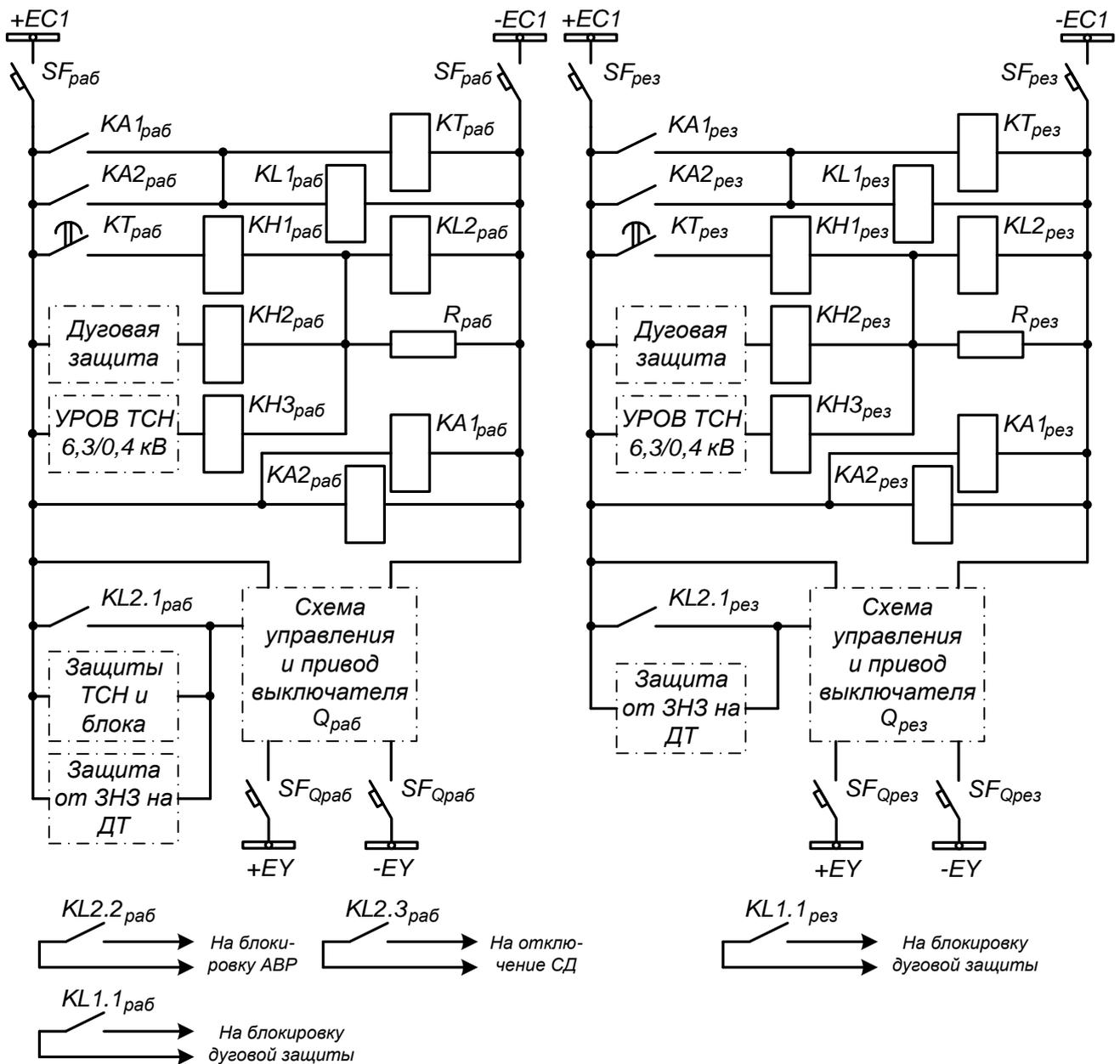


Рис. 47, б. Цепи постоянного тока защиты вводов рабочего и резервного питания секции с.н. 6,3 кВ при мощности ТСН 6,3–16 МВА и использовании максимальной токовой защиты.

где $I_{с.з.земл.мах.}$ – наибольшая из уставок защит от замыкания на землю отходящих от секции с.н. присоединений; расчет этих защит выполняется по известной методике [14].

Указанная защита резервирует отказы защит от замыканий на землю или выключателей присоединений 6,3 кВ путем отключения выключателя ввода $Q_{раб}$. Однако вследствие того, что максимальный ток замыкания на землю в таком режиме не превышает 40 А и не может вызвать пожар в кабеле или двигателе, отключение ввода рабочего питания от защиты дополнительного трансформатора производится помимо реле $KL2_{раб}$. При этом разрешается

однократное АВР секции с.н. 6,3 кВ. Если замыкание на землю не устранится, то защита от замыканий на землю ДТ отключит ввод резервного питания.

Схемы и уставки защит и управления выключателей вводов резервного питания на секцию с.н. 6,3 кВ идентичны соответствующим схемам и уставкам вводов рабочего питания, за исключением того, что в схемах резервных вводов отсутствуют цепи отключения от защит ТСН и блока и цепи блокировки АВР.

Для предотвращения включения секции 6,3 кВ с.н., питавшейся от ввода резервного питания (например, в режиме пуска энергоблока от пускорезервного ТСН), на однофазное замыкание на землю, трансформатор напряжения $TV_{\text{ввода}}$, глухо подключенный к ТСН, вне зависимости от режима заземления нейтрали секции снабжается устройством контроля изоляции с действием на сигнал.

В случае применения в защите питающих вводов 6,3 кВ токовых реле типа РТ-40, имеющих коэффициент возврата $k_g \geq 0,8$, при выборе уставки по (32) не удается в ряде случаев обеспечить необходимые коэффициенты чувствительности. В этих случаях максимальная токовая защита дополняется пуском минимального напряжения в соответствии с рис. 48. Схема обеспечивает срабатывание реле времени $KT_{\text{раб}}$ при совпадении двух условий: увеличении тока через соответствующий питающий ввод и появлении напряжения обратной последовательности или снижении междуфазного напряжения на секции с.н. 6,3 кВ. При выполнении схемы на рис. 48 сохраняется блокировка дуговой защиты от токовых реле. Это повышает надежность работы дуговой защиты, так как при симметричных дуговых замыканиях напряжение на секции может быть выше уставки реле KV . Аналогичные защиты устанавливаются и при питании секции с.н. 6,3 кВ от реактора.

Необходимая чувствительность защиты в зоне основного действия обеспечивается благодаря тому, что реле $KA1_{\text{раб}}$, $KA2_{\text{раб}}$, $KA1_{\text{рез}}$ и $KA2_{\text{рез}}$ отстраиваются не от тока группового самозапуска, а от тока самозапуска в режиме двухфазного КЗ на стороне ВН электростанции, который не превышает $2,5I_{\text{ном}}$. Тогда

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_H}{k_g} \cdot 2,5I_{\text{ном.}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5I_{\text{ном.}} = 3,75I_{\text{ном.}}, \quad (38)$$

что в 1,5 раза повышает чувствительность защиты по току в зоне основного действия.

Если секция с.н. 6,3 кВ питается от ТСН мощностью 25–63 МВА с расщепленными обмотками, то нагрузка на секцию за счет перераспределения питания электродвигателей парных механизмов может достигать 1,2 номинальной мощности полуобмотки ТСН или $0,6S_{\text{ТСНном}}$.

В этих условиях максимальная токовая защита даже при использовании в ней реле РСТ-13 при отстройке от группового тока самозапуска не может

обеспечить требуемый ПУЭ коэффициент чувствительности в зоне основного действия. Для таких секций в качестве защиты от междуфазных КЗ используются дистанционные защиты с пуском по току, предотвращающим излишнюю работу этих защит при неисправностях в цепях напряжения [14].

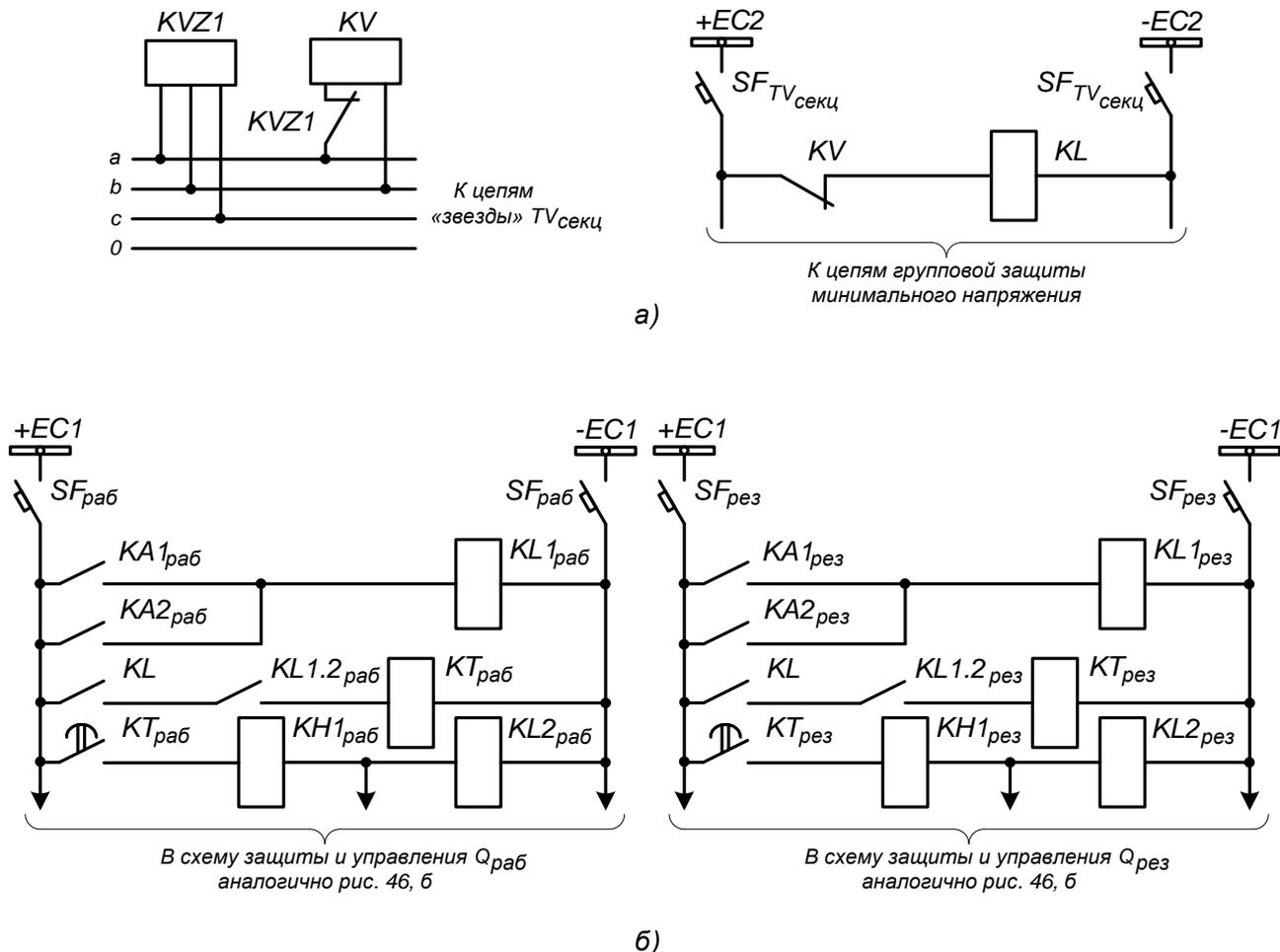


Рис. 48. Схема защит питающих вводов секции с.н. 6,3 кВ при мощности ТСН 6,3–16 МВА и использовании максимальной токовой защиты с пуском минимального напряжения:
 а – цепи пуска минимального напряжения; б – цепи постоянного тока защиты вводов рабочего и резервного питания.

3. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1. Принципиальные схемы АЭС

Для использования энергии ядерного распада применяют ядерные энергетические реакторы (ранее использовавшееся название – «атомные котлы») – устройства, в которых осуществляется регулируемая реакция деления атомных ядер. Ядерное топливо используют обычно в твердом виде, помещая его в предохранительную оболочку. Эта конструкция получила название «тепловыделяющий элемент» – ТВЭЛ. Элементы устанавливают в рабочих каналах активной зоны.

Управляемость реакторов обеспечивается замедлителями и отражателями частиц. Выделяемая в реакторах тепловая энергия отводится из активной зоны охладителем-теплоносителем, который главными циркуляционными насосами (ГЦН) прокачивают под давлением через каждый рабочий канал.

В *одноконтурном* «кипящем» реакторе происходит парообразование теплоносителя и полученный пар через барабаны-сепараторы направляется непосредственно в турбины – рис. 49. Пар после ЦВД (цилиндра высокого давления) отводится из турбины в сепаратор, где из него удаляется вода, а затем вновь направляется на последующие турбинные ступени. Содержание влаги в нем опять возрастает, и с предельной влажностью пар поступает в конденсатор. Начальные параметры насыщенного пара перед турбиной: температура 284 °С, давление пара 7 МПа.

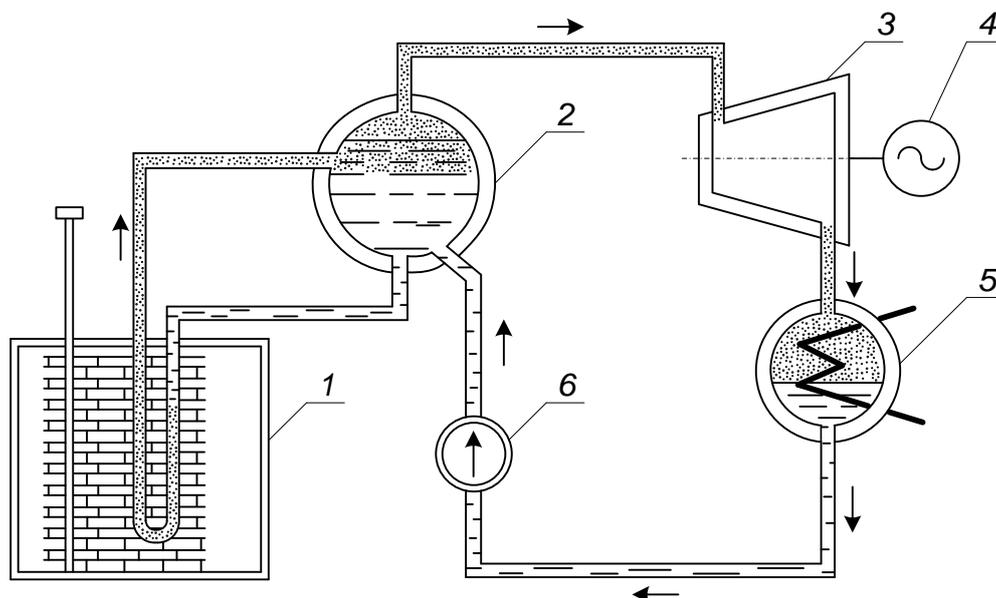


Рис. 49. Схема одноконтурной АЭС с водографитовым реактором (турбина условно показана одноступенчатой):

1 – реактор; 2 – барабан-сепаратор; 3 – паровая турбина;
4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – питательный насос.

Одноконтурная схема относительно проста, экономичность установки высокая, но радиоактивность распространяется на все элементы блока, что

усложняет биологическую защиту. Такая схема применена на Ленинградской, Курской, Чернобыльской АЭС – установлены реакторы РБМК-1000, работающие в блоке с двумя конденсационными турбинами К-500-65/3000 и двумя генераторами мощностью 500 МВт (Ленинградская АЭС).

В отличие от обычных тепловых станций АЭС имеют турбинные установки для работы на влажном паре. Для того чтобы предотвратить интенсивный эрозионный износ лопаток турбин атомных электростанций каплями воды, содержащимися во влажном паре, частоту вращения турбин желательно иметь равной 1500 об/мин. Тогда допускаемая влажность пара составляет 12–14% для стальных лопаток высотой 1500 мм. (Для сравнения: для частоты вращения 3000 об/мин допускаемая влажность – лишь 7–8%).

Двухконтурную схему (рис. 50) применяют в водо-водяном реакторе типа ВВЭР. В активную зону реактора под давлением подается вода, которая нагревается до температуры 568 – 598 °С при давлении 12,25 – 15,7 МПа. Энергия теплоносителя используется в парогенераторе (теплообменнике) для образования насыщенного пара. Второй контур нерадиоактивен, что облегчает его эксплуатацию. Но парогенераторное устройство, разделяющее контура, находится в условиях радиоактивного облучения, поэтому размещено в реакторном зале.

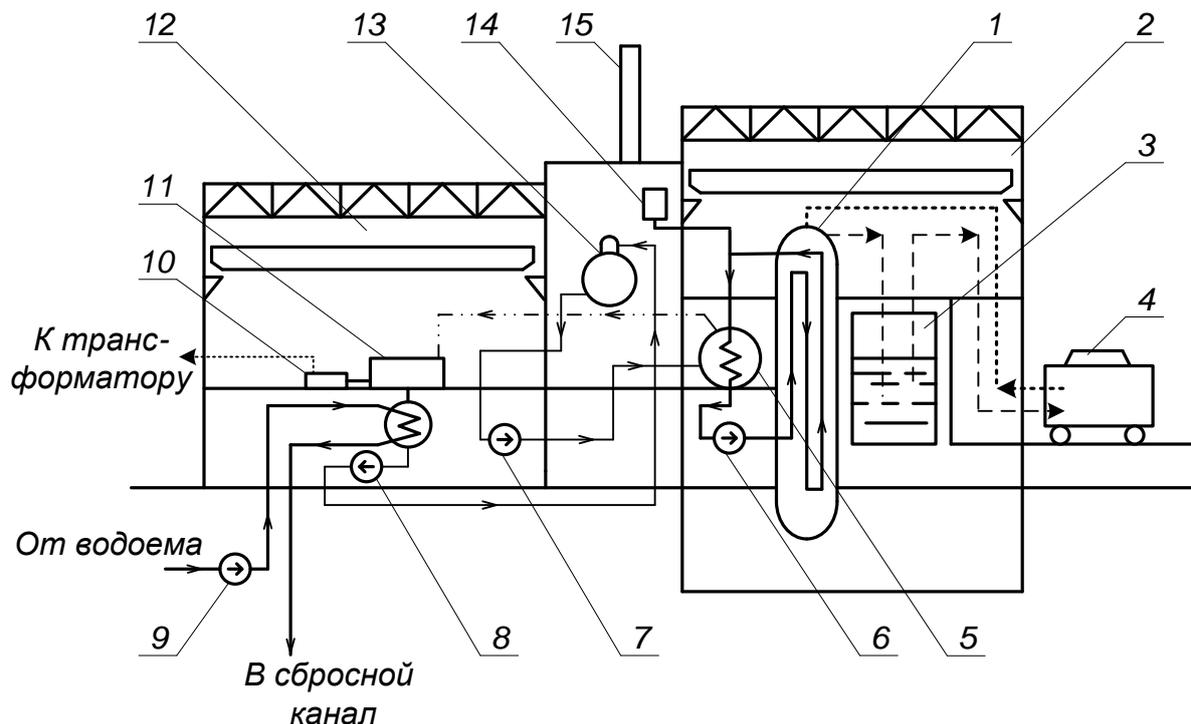


Рис. 50. Схема двухконтурной АЭС с реактором ВВЭР:

- 1 – реактор; 2 – реакторный зал; 3 – бассейн выдержки ТВЭЛ; 4 – вагон-контейнер для ТВЭЛ; 5 – парогенератор (теплообменник); 6 – главный циркуляционный насос (ГЦН);
- 7 – питательный насос; 8 – конденсатный насос; 9 – циркуляционный насос; 10 – генератор;
- 11 – паровая турбина; 12 – машинный зал; 13 – деаэратор; 14 – компенсатор объема;
- 15 – вентиляционная труба.

В первом контуре стремятся не допускать закипания теплоносителя, т.к. это грозит потерей управляемости – возможен разгон реактора (вода в первом контуре является и теплоносителем, и замедлителем; при изменении

агрегатного состояния – парообразовании – как замедлитель она работает намного хуже, происходит «скачок реактивности», усиливается цепная реакция). Атомные реакторы, работающие по двухконтурным схемам с применением воды в качестве теплоносителя и замедлителя, имеют небольшие габариты и применяются не только на АЭС, но и для транспортных установок. Примеры двухконтурной схемы – первая в мире атомная электростанция в г. Обнинске (с канальным уран-графитовым реактором), первая очередь Ново-Воронежской АЭС.

Трехконтурную схему применяют на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, типа БН-600. Чтобы исключить контакт радиоактивного жидкого натрия с водой, монтируют второй контур – с нерадиоактивным натрием. Таким образом, схема получается трехконтурной – рис. 51. Реактор БН-600 работает в блоке с тремя конденсационными турбинами К-200-130 с начальным давлением пара 13 МПа и температурой 500 °С.

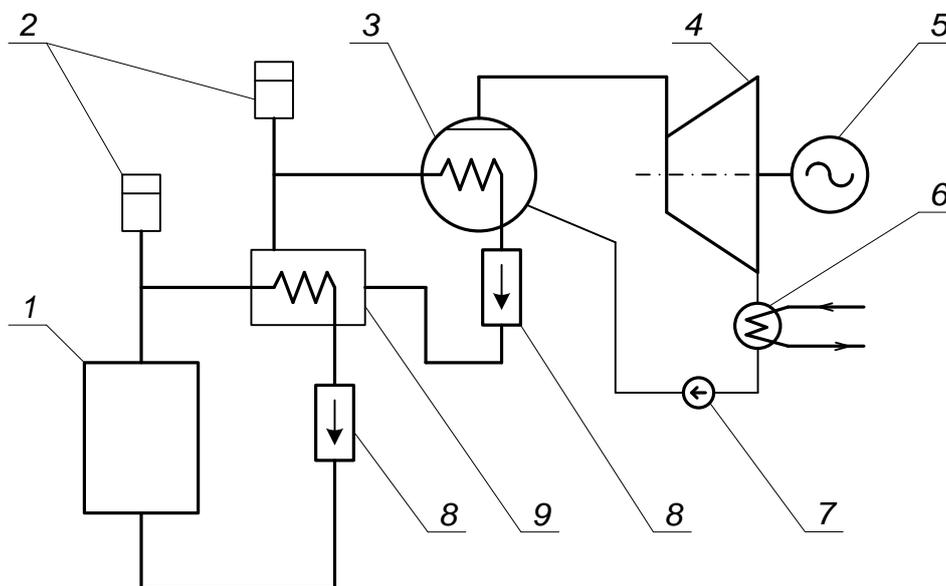


Рис. 51. Схема трехконтурной АЭС с реактором БН:
 1 – реактор; 2 – компенсатор объема; 3 – парогенератор (теплообменник);
 4 – паровая турбина; 5 – генератор; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос;
 8 – жидкометаллический насос; 9 – промежуточный теплообменник.

3.2. Реакторные установки

Реакторы могут работать с использованием:

источников ядерной энергии: урана-238 обогащенного; урана-235; тория-232; плутония-239; урана-233; окислов тория; окислов урана;
замедлителей: графита; воды; тяжелой воды; бериллия;
теплоносителей: воды; газа; жидкого металла; органических жидкостей и газов, с том числе CO₂.

Тепловой мощностью реактора N_T называют мощность, кВт, которая может быть отведена от реактора по условиям работы тепловыделяющих элементов:

$$N_T = \frac{Q_T}{3,6 \times 10^6} \quad (39)$$

где Q_T – количество тепла, отводимого от реактора за 1 час;

$3,6 \times 10^6$ Дж – тепловой эквивалент одного кВт-ч.

При изменении фазового состояния теплоносителя

$$Q_T = g_T \cdot (i_{2T} - i_{1T}); \quad (40)$$

если фазовое состояние теплоносителя в реакторе не изменяется, то

$$Q_T = g_T \cdot C_{pT} \cdot (T_{2T} - T_{1T}), \quad (41)$$

где g_T – масса теплоносителя, кг;

i_{1T} и i_{2T} – теплосодержание теплоносителя на выходе и входе в реактор, Дж/кг;

C_{pT} – теплоемкость теплоносителя; Дж/кг·К;

T_{1T} и T_{2T} – температура теплоносителя на выходе и входе в реактор, °К.

Электрической мощностью реактора называют мощность генераторов турбин, питаемых паром, получаемым вследствие работы реактора.

Физическое состояние реактора характеризуется эффективным коэффициентом размножения нейтронов K , который равен отношению числа нейтронов одного поколения, ушедшего на деление горючего, к числу нейтронов предшествующего поколения, также израсходованного на деление. При $K = 1$ состояние реактора называют критическим, и его мощность при этом постоянна. При $K > 1$ состояние считается надкритическим. Мощность реактора в этом режиме возрастает. При $K < 1$ реактор находится в подкритическом состоянии, и его мощность падает. Максимальная для данного реактора разность $\Delta K = K - 1$ называется «**запасом реактивности**». После загрузки реакторов $\Delta K = 0,15 - 0,5$.

Реакторная установка состоит из главного реакторного контура и вспомогательных систем. Главный контур включает в себя реактор и контур циркуляции теплоносителя. К вспомогательным системам относятся системы компенсации объема в некипящих реакторах, очистки воды в водяных

реакторах, подпитки газового заполнения кладки графитовых реакторов, системы расхолаживания, бассейны выдержки и перегрузки топлива, а также дренажи, воздушники, газовые сдувки, устройства для периодической дезактивации.

Ниже в тексте будут встречаться некоторые аббревиатуры и названия аппаратов и устройств, характерные только для АЭС. Приведем расшифровку тех, что используются наиболее часто (в том числе – и уже упоминавшихся):

АРК – система автоматического регулирования, аварийной защиты и компенсации изменения реактивности;

Барaban-сепаратор – сосуд с водой; через верхний слой воды пропускается насыщенный водяной пар из реактора. Наиболее крупные капли воды удерживаются, в результате пар частично осушается и направляется на турбину;

Барботер (от франц. *barboteur* – смеситель) – сосуд для жидкости, в нижней части которого размещены перфорированные трубы для подачи в жидкость газа или пара. Служит для перемешивания жидких и газообразных реагентов;

ГЦН – главный циркуляционный насос;

САОАЗ – система аварийного охлаждения активной зоны реактора;

САОР – система аварийного останова реактора;

СУЗ – система управления и защиты реактора;

ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент.

3.2.1. Устройство реакторов ВВЭР

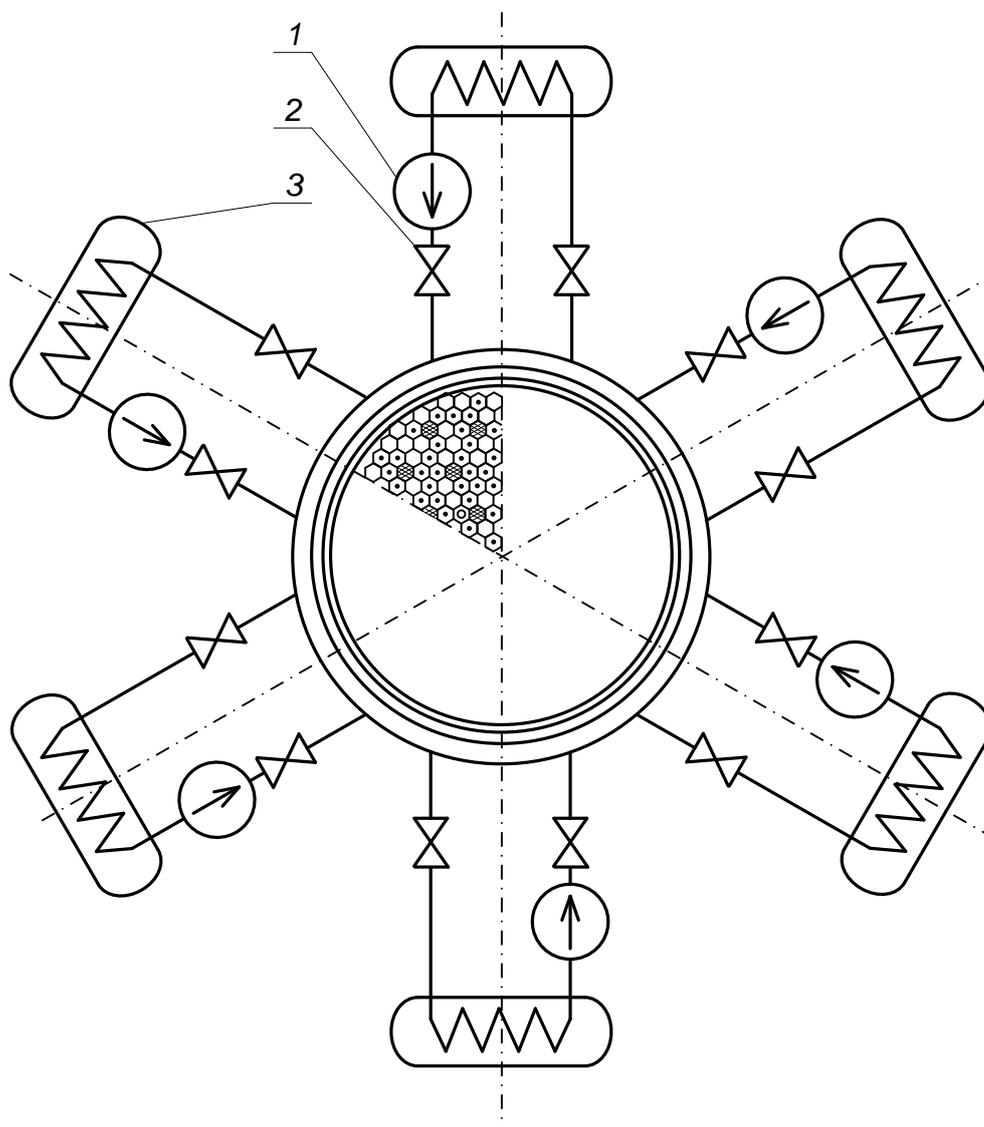
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор – реактор на тепловых нейтронах, корпусного типа (активная зона находится внутри общего стального корпуса).

Тепловая мощность серийного корпусного реактора ВВЭР-440 равна 1375 МВт, а электрическая – 440 МВт. Мощность корпусных реакторов ограничивается в связи с тем, что при увеличении их диаметров до 5–6 м толщина стенки возрастает до 300–330 мм. Кроме того, при значительной мощности корпусных реакторов, как показали расчеты, затрудняется создание моноблока «парообразователь – паровая турбина», а общая стоимость установки растет.

Поэтому, хотя и намечены пути дальнейшего совершенствования корпусных реакторов, для очень больших мощностей они менее перспективны, чем каналные. Канальные реакторы не имеют серьезных ограничений для дальнейшего повышения их единичной мощности. В реакторах этого типа замедлитель и теплоноситель разделены.

Реактор ВВЭР-440 имеет шесть циркуляционных петель, в каждой из которых прокачка теплоносителя производится особым главным циркуляционным насосом, подающим теплоноситель в парогенератор (рис. 52).

В каждом циркуляционном контуре – по две запорных задвижки с электроприводом.



- - рабочая кассета;
- ⊕ - рабочая кассета с каналом термоконтроля;
- ⊗ - кассета АРК;
- ⊙ - рабочая кассета с каналом замера нейтронного потока.

Рис. 52. Схема циркуляционных петель реактора ВВЭР-440 и заполнение активной зоны:
 1 – главный циркуляционный насос; 2 – запорные задвижки;
 3 – парогенератор (теплообменник).

Корпус реактора имеет шесть входных и шесть выходных патрубков для приварки циркуляционных водоводов. Изготавливается корпус из высокопрочной хромомолибденованадиевой стали ТС-48; высота корпуса – 11,8 м, диаметр 3,84 м. В активной зоне находятся 349 шестигранных сборок-кассет, содержащих тепловыделяющие элементы ТВЭЛ. Из этого количества 312 кассет – рабочие, а 37 имеют возвратно-поступательное движение от механизмов системы управления и защиты и выполняют функции

автоматического регулирования, аварийной защиты и компенсации изменения реактивности (АРК). В каждой из кассет со стенками толщиной 2 мм находятся 126 цилиндрических ТВЭЛ с наружным диаметром оболочки 9,1 мм и с толщиной оболочки 0,6 мм. ТВЭЛ заполнены внутри таблетками из обогащенной двуокиси урана.

Реактор монтируется в бетонной шахте, обеспечивающей биологическую защиту от радиоактивных излучений активной зоны. Вокруг реактора в районе его активной зоны устанавливается наполненный водой кольцевой бак. В настоящее время выполняется «сухая» защита из серпентинового бетона плотностью 3,6 т/м³. В стальном корпусе реактора находится закрепленная в его верхней части цилиндрическая шахта, разделяющая входной и выходной потоки теплоносителя. Кроме того, в шахте установлена выемная корзина для топливных кассет. Опорой реактора является кольцевой бак. Разъем между корпусом и крышкой реактора уплотняется металлическими прокладками. Для уменьшения воздействия нейтронного потока на стену корпуса в шахте закреплен защитный металлический экран.

Кассеты АРК имеют топливные сборки и соединенные с ними «надставки» из бористой стали. Надставки используются для регулирования работы реактора, поскольку соединения бора характеризуются способностью сильно замедлять нейтроны, и представляют собой шестигранные трубы из стали с двухпроцентным содержанием бора.

Верхняя часть реактора имеет вид полусферической крышки, на которой расположены чехлы приводов системы управления и защиты (СУЗ). На чехлах имеются также патрубки выводов системы внутриреакторного контроля. Между крышкой и активной зоной реактора находится блок защитных труб, на котором выполнена разводка каналов системы внутриреакторного контроля; блок служит для предохранения механизмов СУЗ от воздействия потока теплоносителя.

Активность теплоносителя при работе реактора в случае нарушения герметичности оболочек ТВЭЛ быстро растет. Поэтому они должны иметь высокую коррозионную стойкость, а также стойкость по отношению к разрушающему воздействию нейтронов и осколков делений. При использовании природного и слабообогащенного урана, ввиду большого поглощения нейтронов сталью («большого сечения захвата» медленных нейтронов) ее применение для оболочек ТВЭЛ затруднено, и оболочки изготавливают из алюминия, циркония, магния, а также из сплава циркония с ниобием или циркония с оловом (циркалой). Качество циркония как материала для оболочек ухудшается при наличии примесей обычно сопровождающего его в природе гафния. Поэтому для изготовления оболочек применяют цирконий, очищенный от гафния. Все перечисленные материалы имеют невысокую жаропрочность и пониженную коррозионную стойкость по отношению к воде и газам при высоких температурах. Эти обстоятельства и определяют выбор невысоких параметров пара для турбоустановок атомных электростанций с реакторами на медленных нейтронах. Чехлы шестигранных труб и оболочки

ТВЭЛ в реакторах ВВЭР-440 изготовлены из сплава циркония и ниобия. Для управления реактором помимо системы АРК имеется система борного регулирования. Она применена для компенсации медленных изменений радиоактивности и для обеспечения подкритического режима в активной зоне во время перегрузок топлива.

Для аварийного охлаждения активной зоны при разрыве трубопровода в активной зоне имеются три независимые системы, подключенные к насосам высокого и низкого давления и к гидроаккумуляторам с азотной подушкой, для залива активной зоны борированной водой при давлении в контуре ниже 6 МПа.

Давление воды на входе в активную зону реактора 12,3 МПа, ее температура на входе 269 °С, средний подогрев 31 °С. Механизмы СУЗ построены по электромеханическому принципу. Они имеют вид реек с линейными указателями положения и снабжены гидравлическими тормозами. Скорость их передвижения в рабочих режимах – 2 см/с, а при аварийных – 20–30 см/с.

Средняя длительность кампании (работы) загруженного топлива – около трех лет. Частичную перегрузку топливных кассет производят спустя 270 суток работы на 100%-ной мощности, причем заменяют одну треть кассет. Для перегрузки крышку реактора снимают. Перегрузочные операции производятся перегрузочной машиной, которая управляется дистанционно с помощью манипулятора. Выгруженные ТВЭЛ устанавливаются в бассейне выдержки в реакторном зале, заполненном водой. Спустя три года, когда радиация отработанных ТВЭЛ снизится до допустимого уровня, ТВЭЛ грузят в специальные охлаждаемые контейнеры и вывозят через транспортный коридор реакторного зала. Выгруженные ТВЭЛ направляют на химическую переработку для очистки от радиоактивных продуктов деления и для извлечения оставшегося ядерного горючего. Вторичный уран, получаемый при этом, называют регенератом. Переработка отработанных ТВЭЛ производится на радиохимических заводах.

Устройство водо-водяных реакторов ВВЭР-1000 во многом напоминает устройство реакторов ВВЭР-440. Их тепловая мощность равна 2940 МВт, электрическая – 1000 МВт. Давление воды на входе в реакторы этого типа – 16,7 МПа. Циркуляционных петель в реакторе четыре. Корпус реактора изготовлен из низколегированной хромомолибденованадиевой стали, а внутренняя его поверхность покрыта аустенитовой наплавкой. Диаметр корпуса – 4,5 м, высота – 11 м, днище – эллиптическое с опорой в средней части корпуса, выполненной как одно целое со стенками корпуса. Число топливных кассет – 151, число стержней в кассете – 330, число механизмов регулирования – 109. Во избежание вибраций конструкций реактора под его съемной крышкой на выходе теплоносителя установлены цилиндры с перфорированными отверстиями. Внутрикорпусные устройства располагаются в выемной корзине. Дублированное устройство аварийного охлаждения включает четыре гидроаккумулятора впрыска воды под давлением азота.

3.2.2. Водный режим водо-водяных реакторов. Компенсаторы объема

В двухконтурных атомных электростанциях с водным теплоносителем должна поддерживаться высокая степень чистоты воды в первом контуре. При наличии в воде солей, кислот и щелочей возникают отложения в парогенераторе, циркуляционных насосах и арматуре, которые снижают коэффициент теплопередачи, вследствие чего уменьшается мощность парогенератора и питаемой от него турбины. Но значительно опаснее отложения на ТВЭЛ. Температура их оболочек выше температуры теплоносителя, а тепловые нагрузки составляют в среднем $(1,3-2,1) \cdot 10^6$ кДж/(м²·ч). Отложения на ТВЭЛ могут вызвать разрушения их оболочек и выход из ТВЭЛ продуктов деления.

Опасны также отложения на циркуляционных насосах и арматуре, вызывающие повышение их активации. В процессе эксплуатации оборудование первого контура подвергается коррозии и продукты коррозии попадают в воду. Для обеспечения наименьшей активации воды в реакторах за счет имеющихся в ней примесей необходимо прежде всего снизить содержание в воде реактора иона *Na*, единственного из ионов, который полностью активизируется и дает при этом жесткое γ -излучение. Добавочную воду реакторов для этого умягчают и обессоливают, а также обеспечивают в ней достаточно высокое значение *pH*. В США к воде добавляют гидроокись лития или аммония *NH₄*, а в России – аммиак или гидразин. С этой же целью может быть применен и едкий калий *KOH*.

Для обеспечения чистоты теплоносителя производят продувку реактора. В процессе продувки часть воды из реактора направляют в установку для очистки и поддерживают в реакторе концентрацию продуктов коррозии на уровне растворимости с тем, чтобы из продуктов коррозии не образовывались шламы. Желательно также, чтобы продукты коррозии вообще не переходили в коллоидальную форму. Для очистки продувочной воды не могут быть использованы *Na*-катионитовые фильтры ввиду того, что ионы *Na* активизируются. Поэтому продувочную воду направляют в *H*-катионитовые или *NH₄*-катионитовые фильтры, а также в анионитовые фильтры. Принципиальная тепловая схема АЭС с реактором типа ВВЭР-440 приведена на рис. 53.

Чистота продувочной воды реакторов строго нормируется. Для очистки реакторная вода может быть направлена на выпаривание в спецводоочистку либо в ионообменные или выпарные установки в реакторном цехе. Ионообменные установки работают под давлением, создаваемым главным циркуляционным насосом, или же без избыточного давления с использованием специального подпиточного насоса. Установки для очистки продувочной воды с целью резервирования выполняются всегда двухниточными. Вода на очистку может выбираться из всех петель реактора; очищенная вода поступает в коллектор, присоединяемый ко всем петлям.

Вывод продувочной воды может осуществляться через корпус реактора или, что предпочтительнее, из циркуляционной петли с дополнительной продувкой нижней части корпуса реактора.

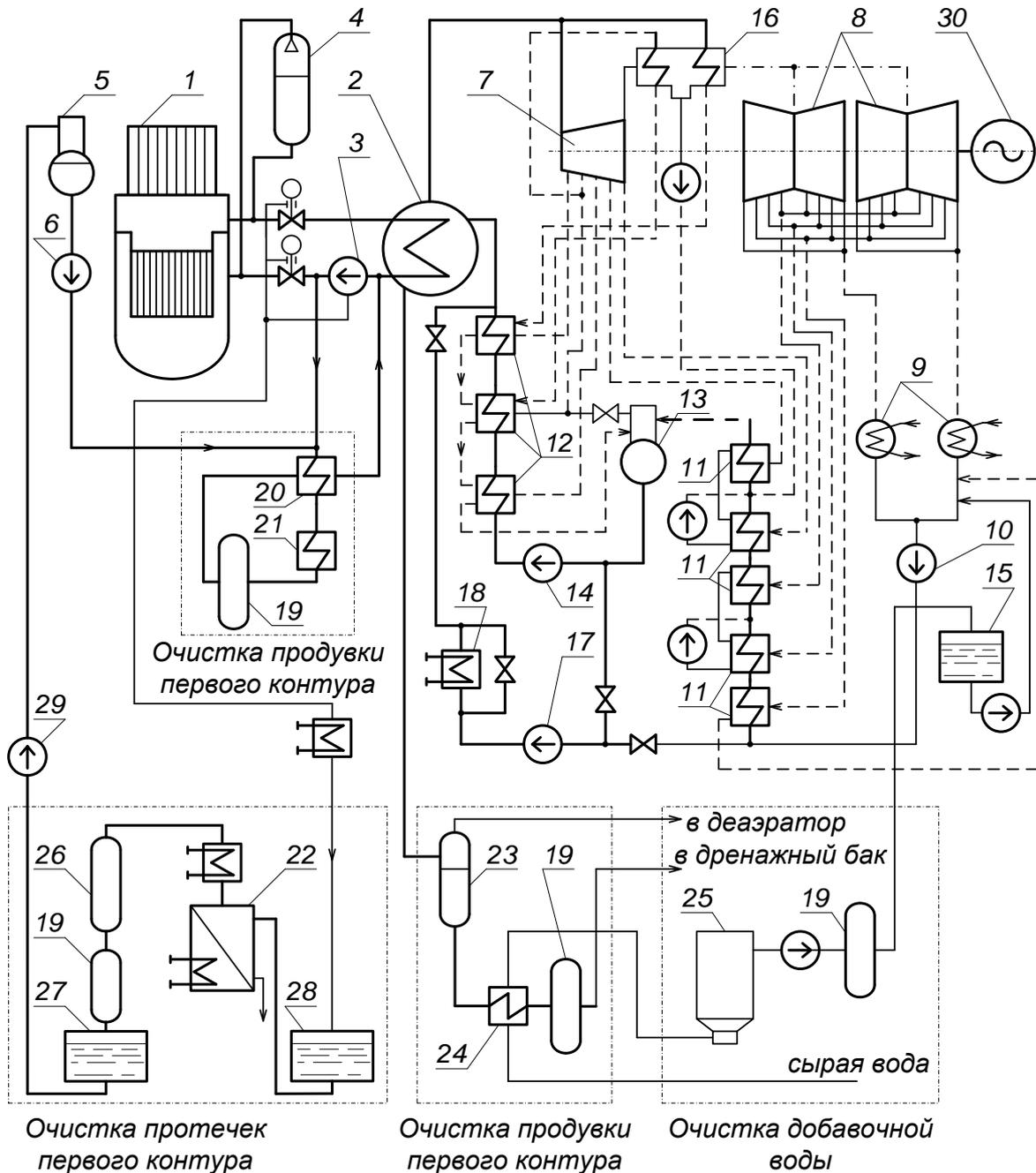


Рис. 53. Принципиальная тепловая схема АЭС с реактором ВВЭР-440:
 1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – главный циркуляционный насос;
 4 – компенсатор объема; 5 – деаэратор подпитки; 6 – подпиточный насос;
 7 – паровая турбина (ЦВД); 8 – паровая турбина (ЦНД); 9 – конденсатор;
 10 – конденсатный насос; 11 – подогреватель низкого давления; 12 – подогреватель
 высокого давления; 13 – деаэратор; 14 – питательный насос; 15 – дренажный бак;
 16 – пароперегреватель-сепаратор; 17 – аварийный питательный насос;
 18 – теплообменник разогрева (расхолаживания); 19 – фильтровальные установки;
 20 – регенеративный теплообменник продувки; 21 – доохладитель продувки;
 22 – выпарной аппарат; 23 – расширитель продувки; 24 – подогреватель сырой воды;
 25 – отстойник; 26 – деаэратор; 27 – бак «чистого» конденсата; 28 – бак
 «грязного» конденсата; 29 – насос «чистого» конденсата; 30 – генератор.

Для очистки продувочных вод помимо отдельных катионитовых и анионитовых могут применяться комбинированные фильтры с загрузкой их различными ионитами в виде смешанного слоя. После исчерпания обменной емкости смолы очистных установок удаляют гидротранспортом в хранилище жидких отходов. Смолы конденсатоочисток частично удаляют в хранилища жидких отходов, а частично для восстановления их обменной способности подвергают регенерации. После очистки продувочная вода направляется вновь в реактор.

В принятых схемах реакторов ВВЭР часть теплоносителя (воды) с напора главного циркуляционного насоса (ГЦН) направляется в теплообменник и доохладитель, затем на ионообменные фильтры высокого давления и через регенеративный теплообменник возвращается на всас ГЦН. Для восполнения протечек теплоноситель из приемка протечек перекачивается насосом через ионообменный фильтр низкого давления в деаэратор продувки-подпитки и далее насосом подпитки через регенеративный теплообменник возвращается на всас ГЦН. Деаэратор подпитки соединен с баком «грязного» конденсата. Реакторы имеют также системы первоначального заполнения с баками «чистого» конденсата, системы разогрева и расхолаживания отдельных петель. Каждая из циркуляционных петель при останове насоса может быть отключена для расхолаживания без останова реактора.

Устройства для приготовления борного раствора системы борного регулирования находятся в реакторном зале, в его подземной части, либо в отдельном здании. Там установлены баки для приготовления и хранения борных растворов и насосы, подающие борную смесь.

Для первичного контура применяют коррозионноустойчивые материалы. Но при работе реактора имеет место радиолиз воды, при котором образуются атомы H и радикалы OH . Водород, возникающий при коррозии материалов реактора, а также водород, образующийся при радиолизе, частично поглощается в процессе рекомбинации, а частично взаимодействует с газом, находящимся в компенсаторе объема. Поэтому компенсаторы объема не могут заполняться воздухом, содержащим кислород. Желательно было бы заполнять компенсаторы объема инертными газами – гелием, неоном, но они слишком дороги. В качестве заполнителя применяли также азот, хотя это грозило возникновением аммиака и азотной кислоты. Воздействие же азота на водный режим реактора недостаточно изучено.

В настоящее время у реакторов ВВЭР применяют паровые компенсаторы объема, у которых над уровнем воды с помощью электронагревателей создают паровую подушку. Паровые компенсаторы объема могут выполняться многокорпусными: в этом случае их корпуса соединяются между собой уравнительными паровыми и водяными линиями. На паровых линиях устанавливают предохранительные клапаны. Выброс из предохранительных клапанов радиоактивен, поэтому он направляется в барботер (смеситель) и далее в баки «грязного» конденсата. Во избежание чрезмерного скопления газов в барботере периодически производится принудительный подъем

предохранительных клапанов («сдувка» газов). Каждый из корпусов снабжают тремя группами нагревателей: пусковой, рабочей и резервной. Желательно укрупнение компенсаторов объема. Реактор ВВЭР-440 имеет один компенсатор объема, внутренним диаметром 2400 мм и объемом 38 м³; реактор ВВЭР-1000 также имеет один компенсатор объема внутренним диаметром 3000 мм и объемом 77 м³. Компенсирующая способность паровых компенсаторов объема выше, чем газовых. Применявшиеся газовые компенсаторы объема состояли из последовательно соединенных по газу корпусов, которые присоединяли к газовым баллонам. Предохранительные клапаны газовых компенсаторов соединяют с газгольдерами.

Из главного контура реактора и его вспомогательных систем производится сдувка выделяющегося при работе реактора водорода, который разбавляется азотом до взрывобезопасных концентраций и отводится на спецочистку. Водород, выделяющийся в деаэраторе подпитки, сжигается в специальной установке.

3.2.3. Корпусные реакторы серии БН

БН (быстрые нейтроны) – реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем. *Реактор БН-350* имеет электрическую мощность 350 МВт и тепловую мощность 1000 МВт. Корпус реактора выполнен из стали аустенитного класса и имеет вид сосуда переменного диаметра с наибольшим диаметром 6000 мм. В нижнюю часть корпуса, являющуюся напорной камерой, циркуляционными насосами подается жидкий натрий. Активная зона реактора состоит из 200 топливных сборок, которые заполнены ТВЭЛ с ядерным горючим – двуокисью урана и воспроизводящим ядерным горючим – смесью двуокиси урана и двуокиси плутония.

Оболочки ТВЭЛ выполнены из нержавеющей стали. Диаметр ТВЭЛ – 6,1 мм; толщина оболочки – 0,35 мм; наибольшая температура оболочки ТВЭЛ – 680°C; температура натрия на входе в реактор – 300°C, на выходе – 500°C. Каждая топливная кассета (сборка) состоит из 169 ТВЭЛ. Максимальная глубина выгорания – 5%, длительность кампании при коэффициенте нагрузки 0,85 составляет 300 суток. Время работы между перегрузками равно 50–60 суткам. Такие реакторы имеют еще одно название – множители (бридеры), поскольку в них количество получаемого вторичного ядерного горючего (плутония-239) превышает количество расходуемого первичного ядерного горючего (например, урана-238). Общий коэффициент воспроизводства при работе в режиме размножителя достигает 1,5.

Применение в реакторах на быстрых нейтронах жидких металлов в качестве теплоносителя обусловлено тем, что тепловое напряжение в них в 50 раз выше, чем в реакторах на медленных (т.н. «тепловых») нейтронах, в которых, в свою очередь, тепловое напряжение в 50 раз выше, чем в топках парогенераторов, работающих на органическом топливе.

Технологическая схема АЭС с реактором на быстрых нейтронах приведена на рис. 54.

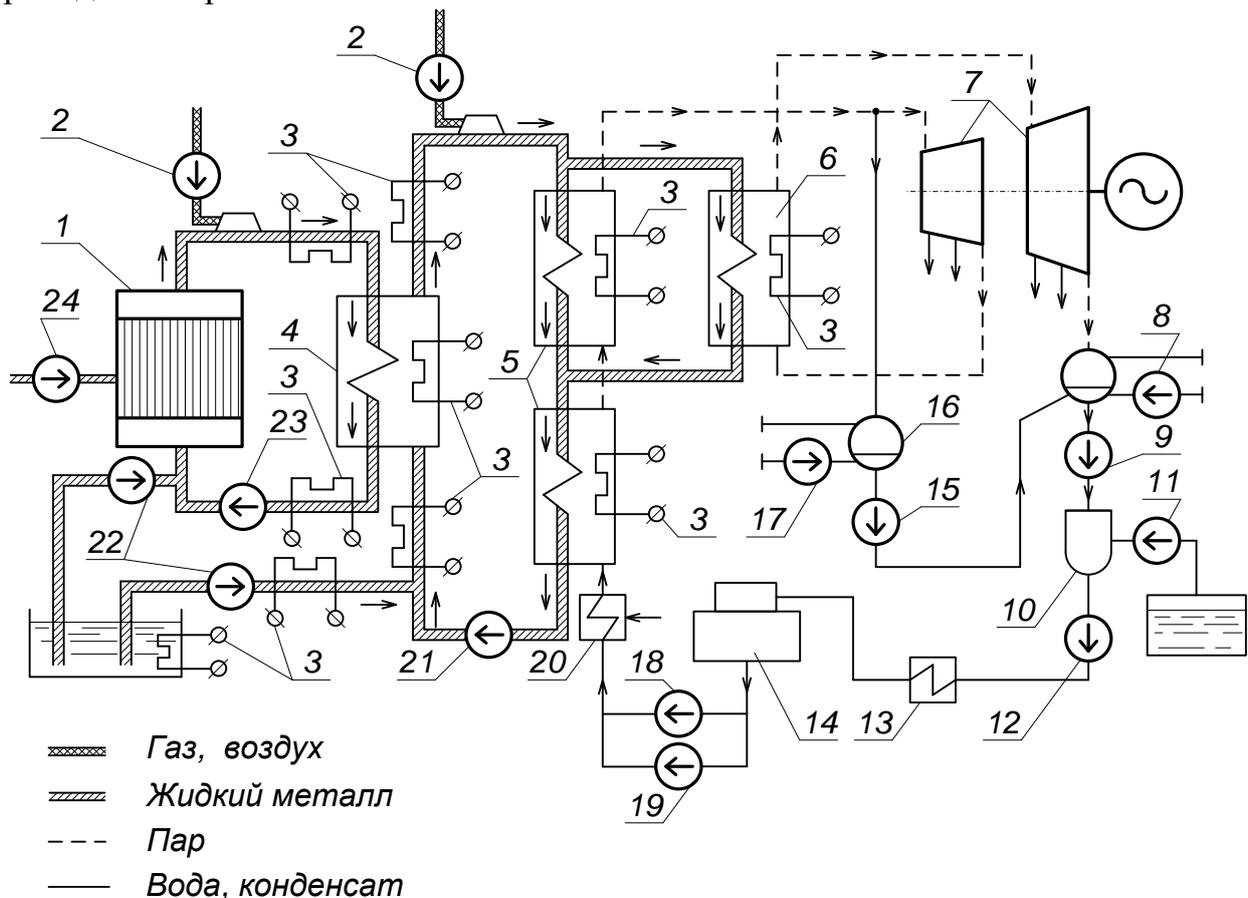


Рис. 54. Технологическая схема АЭС с реактором на быстрых нейтронах:
 1 – реактор; 2 – воздуходувки системы охлаждения и фильтры-ловушки;
 3 – электронагреватели обогрева оборудования с жидкометаллическим теплоносителем; 4 – теплообменники I и II контуров;
 5 – парогенератор-пароперегреватель; 6 – промежуточный пароперегреватель;
 7 – паровая турбина; 8 – циркуляционный насос конденсатора турбины;
 9 – конденсатный насос; 10 – конденсатоочистка; 11 – насос намыва целлюлозы;
 12 – насос конденсатоочистки; 13 – регенеративные подогреватели низкого давления;
 14 – деаэратор; 15 – конденсатный насос технологического конденсата;
 16 – технологический конденсатор; 17 – циркуляционный насос технологического конденсатора; 18 – питательный насос; 19 – аварийный питательный насос;
 20 – регенеративные подогреватели высокого давления; 21 – главный циркуляционный насос II контура; 22 – электромагнитные насосы заполнения жидкометаллических контуров;
 23 – главный циркуляционный насос I контура; 24 – нагреватель.

Компоновка реакторной установки БН-350 принята раздельной или петлевой, при которой циркуляционные насосы консольного типа находятся вне корпуса реактора. В реакторе и насосах первого контура находятся газовые полости, заполняемые аргоном под давлением 0,19 МПа. Реактор имеет шесть параллельных петель для теплоносителя. Каждая из петель на напорной и всасывающей линии имеет по одной задвижке. Для управления и защиты в активной зоне находятся 12 стержней СУЗ: два – автоматического регулирования, шесть – компенсации выгорания, три – аварийной защиты и один – для компенсации температурного эффекта. По торцам и периметру активная зона окружена экраном, функции которого выполняет зона

воспроизводства из двуокиси обедненного урана. При этом торцевой экран находится в сборках активной зоны, а боковой экран образуется сборками ТВЭЛ зоны воспроизводства. Во избежание утечек натрия, в случае нарушения герметичности, основной корпус окружен защитным кожухом; для снижения температурных напряжений при быстрых изменениях температуры натрия внутренняя поверхность кожуха и выходные патрубки снабжены экранами. Корпус охлаждается «холодным» натрием, который протекает в зазоре между стенками корпуса и тепловым экраном. Для перегрузки топливных элементов предусмотрен механизм, который наводится на топливную сборку активной зоны или зоны воспроизводства с помощью двух поворотных пробок. Их опорой является верхняя часть корпуса. Герметизация поворотных пробок обеспечена гидравлическими уплотнениями из сплава, содержащего висмут. Поворотные пробки выполняют также функции верхней биологической защиты.

При загрузке и выгрузке топливных кассет используются три вида механизмов:

- 1) установленный на малой поворотной пробке механизм перегрузки, обеспечивающий перестановку топливных кассет-сборок внутри реактора;
- 2) элеваторы загрузки-выгрузки, которые транспортируют топливные сборки из реактора в передаточный бокс и обратно;
- 3) установленный в герметичном боксе механизм передачи топливныхборок, с помощью которого отработанные топливные сборки транспортируются из реактора во внешнее хранение, а свежие доставляются из хранилища в реактор.

Сооруженный на Белоярской АЭС им. Курчатова **корпусной реактор на быстрых нейтронах БН-600** имеет электрическую мощность 600 МВт и тепловую 1470 МВт. Для реактора принята интегральная или баковая компоновка, при которой активная зона, насосы, промежуточные теплообменники и биологическая защита размещаются в корпусе реактора.

Корпус реактора имеет опору снизу в отличие от ряда зарубежных реакторов БН с подвесным баком. Оба способа установки – и с опорой и с подвесным баком – имеют свои преимущества и недостатки.

Реактор имеет три параллельные петли для движения теплоносителя. В состав каждой петли входят два теплообменника и циркуляционный центробежный насос погружного типа с двухконечным всасывателем. Насосы снабжены обратными клапанами. И активная зона, и зона воспроизводства расположены в напорной камере. Распределение теплоносителя по сборкам производится пропорционально их тепловыделению. В активной зоне находятся 370 топливныхборок с двуокисью урана и воспроизводящим материалом, а также 27 стержней СУЗ, из которых два стержня автоматического регулирования, 19 стержней для компенсации выгорания ядерного горючего и температурного эффекта и 6 стержней аварийной защиты. По торцам и периметру активной зоны находятся кассеты с ТВЭЛ, заполненными двуокисью обедненного урана. Температура натрия на входе в

реактор – 377°C, на выходе – 550°C. В каждой кассете помещено 127 ТВЭЛ; диаметр одного ТВЭЛ равен 6,9 мм. Оболочки ТВЭЛ изготовлены из нержавеющей стали и рассчитаны на наивысшую температуру 700°C. Наибольшая глубина выгорания ядерного горючего составляет 10%, длительность кампании при коэффициенте нагрузки 0,85 равняется 450 суткам. Время работы между перегрузками определяется в 150 суток. Общий коэффициент воспроизводства при работе в режиме размножителя запроектирован равным 1,4.

Давление аргона, которым заполняются газовые полости реактора и насосов первого контура, составляет 0,14 МПа. Корпус реактора – цилиндрический, с эллиптическим днищем – прикрыт защитным страховочным кожухом и имеет опорное кольцо, опирающееся на катковые опоры фундамента. Внутри корпуса также имеется опорный пояс в виде металлоконструкции коробчатого вида. К этому поясу прикреплена напорная камера с активной зоной, зоной воспроизводства, хранилищем, нейтронной подпоркой и внутрикорпусная биологическая защита.

Циркуляционные насосы первого контура, так же как и шесть промежуточных теплообменников, смонтированы в опирающихся на опорный пояс цилиндрических стаканах. Соответственно их расположению в плане в верхней части корпуса имеются шесть отверстий. Для компенсации разности температурных перемещений между цилиндрическими стаканами, а также между корпусом реактора и его страховочным кожухом расположены сильфонные компенсаторы. Для охлаждения стенок бака служит система охлаждения «холодным» натрием, поступающим из напорной камеры. Для биологической защиты использованы стальные экраны, стальные болванки и трубы с графитовым наполнителем.

На верхнюю часть корпуса опираются поворотная пробка и поворотная колонка для наведения механизмов перегрузки. Для загрузки и выгрузки кассет ТВЭЛ имеются по два механизма перегрузки, закрепленных к поворотной колонке, два элеватора и один механизм передачи поворотного типа, помещенный в герметический бокс.

Выгруженные ТВЭЛ три месяца выдерживают в барабане, охлаждаемом технической водой через промежуточный азотный контур. Затем их промывают паром (а при обнаружении дефектов – освинцовывают) и направляют в бассейн выдержки

Для корпусных реакторов характерна концентрация напряжений в зоне патрубков в 1,5 раза и более, что должно быть учтено при расчете корпусов. Крепление крышек к корпусам часто производится с помощью шпилек, причем между крышками и корпусами устраиваются герметические уплотнения, в которых предусматриваются полости для контроля утечки радиоактивных веществ из корпуса реактора. Корпуса реакторов подвешиваются к несущим конструкциям с помощью опорно-кольцевых ферм или непосредственно опираются на них с помощью опорных фланцевых устройств для восприятия радиально-осевых перемещений.

3.2.4. Канальные реакторы

РБМК – (реактор большой мощности, канальный) – реактор на тепловых нейтронах, водо-графитовый.

Уран-графитовый реактор канального типа РБМК-1000 имеет электрическую мощность 1000 МВт и тепловую мощность 3140 МВт. Он размещен в бетонной шахте (21,6x21,7x25,5 м) и выполняется в виде цилиндрической кладки из графитовых блоков. Кладка состоит из вертикальных графитовых колонн. В их центральных отверстиях помещены технологические и специальные каналы. Графитовая кладка заключена в герметичную полость – реакторное пространство, ограниченное цилиндрическим кожухом, нижней опорной и верхней металлоконструкциями. Внутренняя полость охлаждается смесью гелия и азота, которая также предотвращает окисление графита.

Пространство вокруг внутренней полости заполняется азотом. Во избежание утечек смеси гелия с азотом давление этой смеси принято значительно меньшим, чем давление азота в окружающем пространстве. Для очистки азота предусмотрена очистительная установка. Имеется также установка для подпитки и очистки смеси азота и гелия. Часть газа (до 3 м³/ч) непрерывно откачивается из системы газового заполнения межреакторного пространства в вакуумный газгольдер выдержки и в дальнейшем очищается в аэрозольных фильтрах. Для заполнения кладки азотом с содержанием аргона до 0,05% имеется рабочая газодувка производительностью 30 м³/ч и аварийная 1000 м³/ч.

Реактор РБМК-1000 и его кожух собираются из отдельных укрупненных стальных конструкций общей массой около 2000 т.

В технологических каналах находятся ТВЭЛ диаметром 13,5 мм и толщиной стенок 0,9 мм с оболочками из циркония, заполненные окисью урана в виде таблеток. В пределах активной зоны центральная часть канала выполнена из трубы диаметром 88 и толщиной 4 мм, изготовленной из циркония с добавкой 2,5% ниобия, а элементы нижней и верхней частей канала выполнены из нержавеющей стали и соединены с центральной с помощью изготовленных методом диффузионной сварки переходников «сталь–цирконий». Всего имеется 1693 технологических канала. Кроме того, выполняются 179 каналов СУЗ. Останов реактора возможен со скоростью снижения мощности 8% в 1 с.

Технологические каналы с помощью сварки соединены с проходящими через верхние металлоконструкции трубопроводами, а нижняя часть каналов проводится через нижние металлоконструкции реактора и присоединяется к трубопроводам циркуляционного контура с использованием температурных компенсаторов. Реактор работает на тепловых нейтронах. Начальное обогащение ядерного горючего в ТВЭЛ составляет 1,8%. Температура воды на входе в реактор принята равной 270°C, температура насыщенного пара на выходе из реактора – 284°C, давление пара, поступающего в сепаратор – 7 МПа. В головках верхнего тракта трубопроводов устанавливаются поворотные

запорные пробки. Вместе с защитной винтовой пробкой и соединительной трубкой они являются подвеской для крепления кассет тепловыделяющих сборок. Каждая кассета включает две тепловыделяющие сборки, в свою очередь состоящие из 18 ТВЭЛ, общего каркаса и переходных деталей. В систему регулирования входят стержни–поглотители, которые охлаждаются водой с температурой 40–70°С и размещены в специальных каналах. Электрические приводы стержней-поглотителей установлены на верхних головках канала.

Для отвода тепла предусмотрены две петли, в каждой из которых имеется по четыре главных циркуляционных насоса – три рабочих и один резервный. Вода из насосов направляется в напорный коллектор и далее в раздаточные коллекторы, а затем через регулирующие клапаны в технологические каналы, где она нагревается и частично превращается в пар. Образующаяся паровоздушная смесь идет далее в барабаны-сепараторы.

Выгрузка и загрузка кассет с ТВЭЛ производится с помощью разгрузочно-загрузочной машины, дистанционно управляемой из операторского помещения. Перегрузка может производиться как на остановленном, так и на работающем реакторе.

Технологическая схема АЭС с канальным водографитовым реактором РБМК-1000 на насыщенном паре показана на рис. 55.

- | | |
|--|--|
| 1 – реактор; | 24 – маслосистема ГЦН; |
| 2 – главный циркуляционный насос (ГЦН); | 25 – азотная установка; |
| 3 – паровая турбина (цилиндры высокого и низкого давления); | 26 – на заполнение контура и дезактивацию; |
| 4 – конденсатор; | 27 – добавка химически очищенной воды; |
| 5 – конденсатный насос; | 28 – газоочистка; |
| 6 – подогреватель низкого давления; | 29 – установка подавления активности газов (УПАК); |
| 7 – деаэратор; | 30 – напорный аварийный бассейн циркуляционной воды; |
| 8 – питательный насос; | 31 – от циркуляционного насоса; |
| 9 – пароперегреватель-сепаратор; | 32 – барботер; |
| 10 – генератор; | 33 – в бассейн-барботер под реакторным блоком; |
| 11 – подогреватели сетевой воды; | 34 – технологический конденсатор; |
| 12 – барабан-сепаратор; | 35 – бак системы аварийного расхолаживания реактора (САОР); |
| 13 – бак системы охлаждения СУЗ; | 36 – промежуточные контуры теплофикации; |
| 14 – система контроля влажности кладки реактора; | 37 – к тепловым потребителям; |
| 15 – установка для очистки гелия; | 38 – система эжекторов турбин; |
| 16 – гелий для подпитки из баллонов; | 39 – в спецвентиляцию; |
| 17 – очистка трапных вод; | 40 – схема уплотнения ГЦН; |
| 18 – система охлаждения бассейнов выдержки ТВЭЛ; | 41 – дренажная система машинного зала; |
| 19 – опорожнение контура и бассейнов; | 42 – установка очистки организованных (контролируемых) протечек; |
| 20 – установка охлаждения схемы боковых биологических защит; | 43 – система обеспечения питательной воды (СОПВ); |
| 21 – байпасная очистка воды системы охлаждения СУЗ (40 т/ч); | 44 – система аварийного газоснабжения (АГС). |
| 22 – фильтры; | |
| 23 – газгольдер; | |

Рис. 55. Технологическая схема АЭС с канальным водографитовым реактором РБМК на насыщенном паре (начало) – пояснения к обозначениям.

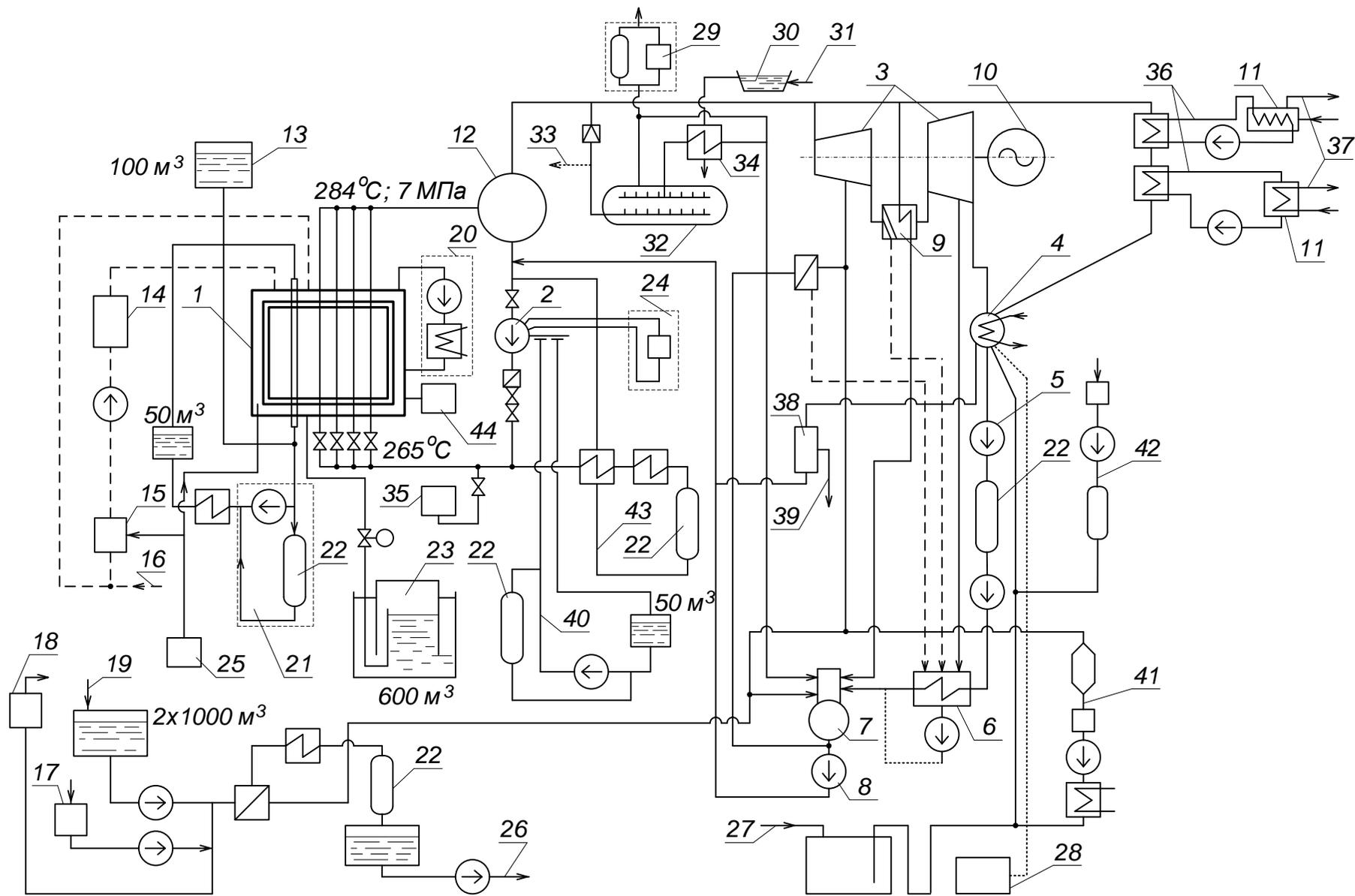


Рис. 55. Технологическая схема АЭС с каналным водографитовым реактором РБМК на насыщенном паре.

При внезапном исчезновении нагрузки у турбогенератора пар, поступающий на турбину от реактора, сбрасывается в барботеры, которые могут быть соединены с газгольдером для выдержки газов (УПАК). Кроме барботера отвод пара осуществляется в технологический конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой. Поскольку при авариях возможно прекращение работы циркуляционных насосов, на АЭС с реакторами РБМК предусматривают аварийные напорные бассейны циркуляционной воды, расположенные выше конденсаторов турбин. Их емкость должна обеспечивать конденсацию сбросного пара при авариях.

3.2.5. Главные циркуляционные насосы

Ответственным элементом первичных контуров АЭС с реакторами любого типа являются главные циркуляционные насосы, перекачивающие радиоактивную воду, и газодувки для реакторов с газовым заполнением.

Число ГЦН зависит от типа реакторов: для реакторов типа ВВЭР число ГЦН соответствует числу петель (4 петли у ВВЭР-1000), для реакторов типа РБМК-1000 предусмотрено по 4 ГЦН на каждую половину, т. е. всего 8, причем все ГЦН каждой половины работают с общими всасывающими и напорными коллекторами. Ответственность этих машин весьма велика: они должны обеспечить непрерывную циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора не только в нормальном режиме, но и в режиме аварийного расхолаживания.

Главные циркуляционные насосы приводятся во вращение асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором типа ВДА, ВАЗ (реакторы типа ВВЭР и РБМК) или с фазным ротором типа ВАКЗ (реактор типа БН-600). Для питания этих электродвигателей требуется напряжение переменного тока 6 или 10 кВ.

ГЦН выполняются двух типов:

бессальниковой конструкции;

с ограниченной контролируемой протечкой.

Энергия от статора к ротору в бессальниковом насосе передается индуктивно через перегородку, с помощью которой статорная и роторная полости разделены между собой. Статор при этом остается во время работы сухим, а ротор вращается в среде перекачиваемого теплоносителя. Подшипники ротора выполняются из специальных антифрикционных материалов. Они смазываются и охлаждаются одной и той же жидкостью – в отечественных реакторах водой; иногда применяют гидростатические подшипники-подпятники. Рабочее колесо насоса насажено на вал ротора. Недостатком ГЦН с «сухим» статором является низкий к.п.д., составляющий 0,5–0,55% (у обычных насосов 0,8–0,85). Коэффициент мощности двигателей ГЦН с «сухим» статором также очень низок и равен 0,35–0,55, тогда как у обычных асинхронных двигателей он достигает 0,75–0,8.

Бессальниковые насосы имеют, кроме того, малую инерцию маховых масс, что влечет за собой необходимость предотвращения даже кратковременного снижения напряжения в установках собственного расхода. Электродвигатели ГЦН имеют две скорости, из которых первая соответствует режиму пуска и расхолаживания, а вторая – номинальному режиму.

В связи с указанными выше недостатками бессальниковых ГЦН с «сухим» статором были созданы ГЦН с механическими уплотнениями вала насоса, которые обеспечивают относительно постоянные, незначительные и контролируемые утечки воды, притом не основного (радиоактивного) контура, а контура уплотняющего, нерадиоактивного. Концевые уплотнения у таких насосов могут быть выполнены подачей «запирающей» нерадиоактивной воды с давлением более высоким, чем на всасе ГЦН, для чего применяются рабочий и резервный насосы подачи воды. Подшипники насосов смазываются маслом. В системе смазки предусматриваются рабочий и резервный маслонасосы.

На АЭС с жидкометаллическим теплоносителем в качестве ГЦН применяют центробежные насосы, напоминающие по своему устройству водяные насосы, имеющие, однако, иную конструкцию уплотнений вала. У таких насосов уровень натрия фиксируется с помощью аргона, который под давлением заполняет полость узла уплотнения. На уплотнения с помощью вспомогательного механизма подается масло. Часть уплотняющего газа засоряется парами масла и поступает на очистку. Возникающие при этом потери аргона восполняются подачей его из газосборника (ресивера) подпиточной газодувкой. Охлаждение уплотнения производят с помощью дистиллята. Уровень жидкого теплоносителя поддерживается ниже подшипников насоса, охлаждаемых маслом. Для привода насоса применяют обычные асинхронные электродвигатели. В системе смазки предусматриваются аварийные маслонасосы смазки подшипников и аварийный маслонасос системы уплотнений.

Для перекачки жидких металлов применяются также электромагнитные насосы. По способу действия они подразделяются на кондукционные и индукционные. В кондукционных насосах имеется непосредственный контакт жидкого металла с токоведущей шиной. Кондукционные насосы могут работать на постоянном и переменном токе, однако насосы большой производительности работают на постоянном токе. Они могут быть использованы в качестве ГЦН первого и второго контуров трехконтурных атомных электростанций. Для питания кондукционных насосов, работающих на постоянном токе, целесообразно применять специальные динамомшины – униполярные генераторы. Индукционные насосы применяются для перекачки жидкого натрия и его сплавов с калием при давлении до 0,6 МПа и температуре до 680°C. Их производительность составляет 0,5–150 м³/ч. Насосы такого типа применяют во вспомогательных системах атомных электростанций в качестве подпиточных, перекачивающих и в контуре очистки жидкого металла.

Недостатком индукционных электромагнитных насосов является низкий к.п.д. Вместе с тем электромагнитные насосы всех типов имеют и большие преимущества:

- не требуют устройства уплотнений и полностью герметичны;
- не имеют вращающихся частей;
- легко регулируются;
- отличаются простотой обслуживания;
- надежны в эксплуатации.

В начале развития атомной энергетики мощности ядерных блоков были невелики и основное требование, которое предъявлялось к ГЦН, сводилось к исключению протечек. В этих условиях применялись бессальниковые ГЦН, у которых насос, подшипники и электродвигатель заключались в общий герметизированный корпус. Конструкция получалась дорогой, сложной, с низким КПД (50–65%) и малой инерционностью. Последнее приводило к тому, что на циркуляцию теплоносителя сильно влияли нарушения нормального электропитания приводных двигателей. Поэтому выдвигалось требование, чтобы питание не прерывалось на время более 1 с. С ростом мощностей ядерных блоков изменилось и конструктивное решение ГЦН. В настоящее время применяют ГЦН с выносным электродвигателем обычного исполнения, с механическим уплотнением вала, с контролируемыми утечками. Агрегаты получают приблизительно вдвое дешевле герметичных, а их КПД на 12–15% больше; значительно возрастает инерционность, которую дополнительно увеличивают с помощью маховика, устанавливаемого на валу агрегата. Момент инерции агрегата получается в 3–4 раза больше, чем агрегата общепромышленного назначения на те же параметры. Все это позволяет выполнить требование норм технологического проектирования, согласно которому время собственного выбега агрегата должно быть достаточно для сохранения номинальной мощности реактора в течение 2 – 3 с при переходных режимах на станции и в энергосистеме. В случае полного исчезновения напряжения на АЭС инерционность агрегата ГЦН обеспечивает переход на естественную циркуляцию теплоносителя. Это возможно при небольших нагрузках с.н. и отключении его от сети.

Современные конструкции ГЦН обеспечивают на выбеге в течение 30 с необходимую принудительную циркуляцию теплоносителя. Если в течение этого времени электропитание привода будет восстановлено, энергоблок будет сохранен в работе. В противном случае подключается система аварийного охлаждения активной зоны реактора. Продолжительность работы ГЦН до полного его останова составляет около 130 с. Большая инерционность ГЦН с выносными электродвигателями позволяет осуществлять электроснабжение последних при напряжении 6–10 кВ совместно с электродвигателями группы **III** (см. раздел 3.5).

3.3. Система обеспечения безопасности АЭС

При проектировании и эксплуатации АЭС важнейшей проблемой является обеспечение безопасности, поскольку существует потенциальная возможность выделения в окружающую среду радиоактивных веществ. Атомная электростанция считается безопасной, если обеспечена надежная защита обслуживающего персонала от облучения, а окружающей среды – от загрязнения радиоактивными веществами. Защита должна исключить возможность превышения установленных норм радиации как при нормальной эксплуатации АЭС, так и в аварийных ситуациях. Вокруг АЭС создается санитарно-защитная зона, размеры которой зависят от параметров реакторов и местных климатических, метеорологических и топографических условий. В санитарной зоне запрещается размещать населенные пункты.

Для того чтобы радиоактивные продукты, образующиеся в реакторе, не распространялись во внешнюю среду, предусматривают не менее трех защитных барьеров [3]. Первый барьер – это металлические оболочки ТВЭЛ, которые препятствуют выходу радиоактивных продуктов в контур циркуляции теплоносителя. При нормальном состоянии оболочек радиоактивная загрязненность теплоносителя очень мала. Радиоактивные вещества, проникшие в теплоноситель, удерживаются вторым барьером – прочными герметичными оболочками трубопроводов и оборудования первого контура. И, наконец, в случае утечек из первого контура радиоактивный теплоноситель попадает в герметичные изолированные помещения – боксы, в которых размещаются оборудование и трубопроводы первого контура. Это – зона строгого режима.

Производственные помещения, в которых персонал может находиться неограниченное время, составляют зону свободного режима. К ним в первую очередь следует отнести машинный зал двухконтурных и трехконтурных АЭС. Контроль за радиационной обстановкой на АЭС и в окружающей среде несет специальная служба дозиметрического контроля.

Управляемую и надежно контролируруемую цепную реакцию в ядерном реакторе обеспечивает система управления и защиты реактора с соответствующими контрольно-измерительными приборами и автоматическими устройствами. При этом предполагается надежная работа всех рабочих машин, обслуживающих контур циркуляции теплоносителя, и в первую очередь – главных циркуляционных насосов.

В процессе нормальной эксплуатации АЭС неизбежны побочные отходы, которые тоже могут содержать радиоактивные вещества: жидкие – вода системы дезактивации оборудования, трубопроводов внутренних поверхностей помещений первого контура, сточные воды спецпрачечных и т.п.; твердые – демонтированные детали и оборудование первого контура, инструмент и обтирочный материал, спецодежда и т. д.

Для сбора и транспортировки радиоактивных жидких стоков к местам хранения или переработки прокладывается сеть спецканализации с соответствующими насосами.

Специальная приточно-вытяжная вентиляция очищает воздух в зоне строгого режима. На выходе из вентиляционной системы очищенный воздух выбрасывается в верхние слои атмосферы через вентиляционную трубу.

В аварийных ситуациях вероятность выброса радиоактивных веществ резко возрастает. Такие аварийные режимы могут возникать при местном разрыве главного циркуляционного контура, при отключении всех ГЦН, при аварийном останове ядерного реактора, при стихийных бедствиях (пожар, наводнение, землетрясение) и т. п. Опасность такого рода аварий заключается в разгерметизации реактора с выбросом радиоактивных веществ в зону свободного режима и окружающую среду. За максимальную проектную аварию принимается полный разрыв главного циркуляционного контура. При этом резко сокращается циркуляция теплоносителя через активную зону реактора, что может вызвать расплавление оболочек ТВЭЛ и их разгерметизацию.

В аварийных ситуациях, как правило, дается автоматическая команда на аварийный останов реактора. Однако при этом в реакторе сохраняется остаточное тепловыделение за счет продолжающегося радиоактивного распада продуктов деления, поэтому возможна разгерметизация оболочек ТВЭЛ. Чтобы исключить эту опасность, необходим надежный отвод остаточного тепловыделения при любом состоянии электрической части АЭС.

Безопасность АЭС в аварийных ситуациях обеспечивается с помощью защитных и локализирующих устройств. В состав защитных устройств входят система аварийной защиты и аварийной остановки реактора, система аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОАЗ), система охлаждения и снижения давления в помещениях реакторного контура и т. д.

В качестве примера рассмотрим работу системы аварийного охлаждения активной зоны водо-водяного корпусного реактора типа ВВЭР-1000 (для одной петли). Действие системы основано на быстром вводе борного раствора в активную зону реактора при появлении в нем утечки теплоносителя. Бор хорошо поглощает тепловые нейтроны, т. е. уменьшает количество нейтронов, участвующих в процессе деления в активной зоне реактора.

Система аварийного охлаждения состоит из двух частей: пассивной – гидроаккумуляторов, не требующих каких-либо источников энергии, и активной – аварийных насосов высокого и низкого давления с соответствующими баками борного раствора. Всего на реактор устанавливаются три такие независимые системы, причем каждая из них обеспечивает 100% расчетной производительности.

В начальный период – до включения аварийного источника энергии – необходимое количество воды подают в активную зону гидроаккумуляторы, в которых нужное давление создается и поддерживается азотной подушкой. После включения аварийного источника энергии приходят в действие насосы высокого давления, которые впрыскивают концентрированный борированный

раствор в активную зону реактора (имеются три независимых канала связи с первым контуром). Одновременно автоматически включаются насосы низкого давления, которые подают холодный борный раствор в реакторный контур с помощью спринклерного насоса. Струи раствора, разбрызгиваемые соплами, предотвращают повышение давления под защитной оболочкой. Собирающаяся в приямках вода через теплообменник теми же насосами снова закачивается в контур и в спринклерное устройство. Насосы низкого давления обеспечивают надежный отвод тепловыделений в послеаварийный период.

3.4. Дезактивация и хранение радиоактивных отходов атомных электростанций

При эксплуатации АЭС образуются радиоактивные вещества, подвергающиеся дезактивации в установках непрерывного и периодического действия, которые размещают в здании цеха очистки радиоактивных вод – в спецводоочистке. Здание спецводоочистки соединяется переходным мостом с главным корпусом или примыкает к нему. Для сокращения путей транспортировки всех видов радиоактивных отходов их хранилища располагают в непосредственной близости от здания спецводоочистки и недалеко от главного корпуса атомной электростанции. Жидкие радиоактивные отходы подвергают обработке для возвращения в цикл АЭС дезактивированной воды высокой чистоты и для концентрирования содержащейся в отходах радиоактивности в остатках с наименьшим объемом, которые могут храниться в емкостях наименьших размеров.

К числу радиоактивных вод относятся следующие:

- очищаемые непрерывно продувочные воды реакторов;
- очищаемые непрерывно или периодически протечки, дренажи, сбросы после дезактивации («трапные воды»), воды опорожнения реакторных петель;
- очищаемые непрерывно продувочные воды парогенераторов;
- прачечные и душевые воды.

Радиоактивность водного теплоносителя в реакторах определяется в основном газовой активностью: прежде всего возникновением азота-16 с периодом полураспада 7,3 с и с энергией гамма-излучения 6,13 МэВ, а также образованием короткоживущего кислорода-19 с периодом полураспада 29,4 с, долгоживущих азота-13 с периодом полураспада 10 мин и фтора-18 с периодом полураспада 112 мин.

В процессе эксплуатации атомных электростанций возникают также радиоактивные отложения на внутренних поверхностях оборудования и имеет место диффузионное проникновение радиоактивных материалов и в особенности радиоактивной окиси кобальта в конструкционные материалы. Для удаления радиоактивных отложений и радиоактивных веществ из поверхностного слоя частей оборудования производят дезактивационные промывки. При таких промывках сбрасываются жидкие радиоактивные отходы. Периодической дезактивации подвергают также стены и полы помещений реакторной установки и спецводоочистки. Промывку производят в несколько этапов, чередуя воздействие реагентов окислителей и восстановителей и промывку

конденсатом. Для промывок используют азотную, лимонную, щавелевую и другие кислоты, а также комплексоны, к которым относят трилон В. Применяются для промывок также щелочи и поверхностно-активные вещества.

В настоящее время жидкие радиоактивные отходы очищаются главным образом в ионообменных аппаратах. На спецводоочистках первых АЭС использовались выпарные установки, питаемые паром из основного цикла атомной электростанции. Выпарные установки могут быть одно- и многоступенчатые. Многоступенчатые установки применяют, как правило, только для очистки продувочных вод реакторов. Выпарные установки используют при большом количестве солей.

Продувочные воды реакторов под давлением 10 МПа и выше на двухконтурных АЭС и с давлением 7 МПа и выше на одноконтурных АЭС поступают на переработку при температурах 250–270°С, так как выпарные установки работают под давлением 1 МПа и ниже. Поступающую на очистку воду дросселируют. К выделяющемуся при этом пару, количество которого недостаточно для обеспечения работы выпарных установок, добавляют пар из отборов турбины. В состав выпарной установки входят расширитель и выпарные корпуса-испарители, в которых греющий пар конденсируется, отдавая тепло испаряемой воды. Конденсат греющего пара направляется для доохлаждения в охладители конденсата. Затем он сливается в бак чистого конденсата и далее насосами возвращается в главный корпус электростанции, а частично используется для промывки пара испарителей. Вторичный пар направляется в конденсатор, охлаждаемый технической водой. Продувочные сбросы поступают в доупариватель, греющим паром в котором является пар из отборов турбин. В доупаривателе сбросы доводят до состояния «кубового остатка» с малым содержанием воды (соле содержание до 400 г/л). «Кубовый остаток» выдавливается сжатым воздухом в емкости хранилища высокоактивных жидких радиоактивных отходов. На АЭС сооружаются также хранилища низкоактивных жидких отходов. Небольшое количество пара, возникающего при выпаривании «кубового остатка», конденсируется, и полученный конденсат сбрасывается в сборник «грязного» конденсата. Первый корпус многоступенчатой выпарной установки выполняет также функции дегазатора перегретой воды, в котором вместе с паром удаляются радиоактивные газы и иод.

При непосредственной подаче продувочных вод реактора в многоступенчатую выпарную установку необходимы значительные емкости для выдержки конденсата пара расширителя первого корпуса. Во избежание этого перед выпарной установкой включают дегазеры перегретых продувочных вод реактора, в которых производится дросселирование, а затем дегазирование продувочных вод. Образующийся при этом конденсат направляется на выпарные установки, а пар на выдержку. Воды дренажей, душевых и прачечных направляют на две выпарные установки небольшой производительности с дополнительной очисткой в ионообменных фильтрах.

Смолы ионных фильтров, исчерпавшие обменную способность, сбрасывают гидротранспортом в предназначенные для этого емкости хранилищ жидких радиоактивных отходов. Эти емкости продуваются воздухом для удаления выделяющегося водорода в систему дезактивации газообразных отходов. Их строят в количестве не менее двух, объемом 150–200 м³. Они имеют двухслойную засыпку гравием и песком (с толщиной каждого слоя около 250 мм) и дренажную систему. Сооружают эти емкости в виде железобетонных камер, в которых находятся баки из нержавеющей стали. В приемке железобетонных камер имеется датчик, сигнализирующий о появлении воды при ее утечке из бака. При обнаружении течи отходы перекачивают в резервный бак. Кроме того, предусматриваются емкости для хранения кубового остатка выпарных аппаратов.

Отвод всех коммуникаций из хранилищ жидких отходов осуществляется сверху. Сбросы смол в емкостях хранения освещаются и осветленная вода сжатым воздухом выдавливается в баки конденсата, откуда забирается на переработку.

Так как для хранения жидких радиоактивных отходов необходимы дорогостоящие емкости и имеется угроза нарушения плотности этих емкостей при длительном хранении отходов, используется метод битуминирования жидких отходов. При битуминировании соли и окислы, находящиеся в жидких отходах, переходят в расплавленный битум с концентрацией до 500–600 г/кг. Расплавленный в паровом подогревателе битум насосами подают в битуматор с электронагревателями и мешалкой вместе с поступающим через насос-дозатор кубовым остатком. Смесь битума с солями подается насосом в хранилище, выполненное в виде бетонных колодцев.

Обработка газообразных радиоактивных отходов сводится к приведению их в состояние, допускающее сброс в атмосферу. Дезактивации подвергают технологические сдувки, в состав которых входят радиоактивные инертные газы и иод. Газы направляют в газгольдеры, где они за несколько часов распадаются, образуя аэрозоли с меньшей радиоактивностью. Аэрозоли удерживают в аэрозольных фильтрах. На мощных атомных электростанциях устанавливают газгольдеры для выдержки газов при авариях и перегрузках и газгольдеры в сочетании с абсорбционными установками для переработки сдувок в условиях нормальной эксплуатации. Значительный выход радиоактивных газов наблюдается во время остановки реакторов на перегрузку в течение 6–8 ч. Газы подают в газгольдеры компрессорами под давлением 0,8–1,0 МПа. Обычно предусматривается сооружение двух рабочих газгольдеров и одного резервного и установка двух компрессоров (рабочего и резервного).

Газообразные сбросы имеют место над поверхностью жидкостей в баках «грязного» конденсата, из бассейнов перегрузки, из приемков протечек циркуляционных насосов, из барботера сброса активного пара предохранительных клапанов первого контура. Для разбавления водорода, выделяющегося в надводное пространство баков «грязного» конденсата, подают азот.

В адсорбционных установках газовые сдвиги при температуре 60–70°C поступают в теплообменник со встроенным влагоотделителем. В теплообменнике газы охлаждаются до 20°C водой, охлажденной в парозжекторной машине, и направляются на фильтр со стекловолокном, удерживающим аэрозоли. Благодаря наличию в газах влаги фильтр самоочищается. Затем газоздушная смесь для окончательного отделения влаги направляется в цеолитовые фильтры, которые поочередно выводятся на регенерацию горячим воздухом, подогреваемым в электронагревателе до 350°C. После этого смесь охлаждается в теплообменнике до – 10–20°C, поступает в фильтр-адсорбер, загруженный активированным углем СКТ в зернах, и выбрасывается в вентиляционную трубу. Система работает под разрежением, создаваемым тремя воздуходувками: рабочей, резервной и включаемой дополнительно при повышенных выбросах.

Для повышения глубины адсорбции, осуществляемой углем СКТ, возможно понижение температуры в холодильнике до – 70°C, но оно нерентабельно.

На АЭС сооружают хранилища следующих видов твердых отходов:

высокоактивных (для подшипников ГЦН, для деталей внутриреакторных устройств и др.);

среднеактивных (для частей теплоизоляции, датчиков КИП, для фильтров вентиляции и др.);

низкоактивных (для спецодежды и др.).

Хранилища для твердых отходов выполняются в виде железобетонных колодцев 700-700 мм или в виде емкостей с поддонами из нержавеющей стали и сигнализаторами появления воды, а иногда в виде вертикально установленной заглубленной трубы, окруженной устройствами биологической защиты. Хранилища для отходов низкой активности выполняются траншейного типа. Вокруг хранилищ жидких и твердых отходов устраивают контрольные скважины для наблюдения за фильтрацией и радиоактивностью подземных вод.

3.5. Классификация потребителей системы собственных нужд АЭС

В соответствии с предъявляемыми требованиями в отношении надежности электроснабжения потребители с.н. АЭС разделяются на три группы:

I – особо ответственные потребители, *не допускающие* перерывов питания и требующие обязательного питания после срабатывания аварийной защиты;

II – особо ответственные потребители, *допускающие* перерыв питания на время 1 – 3 мин, что позволяет осуществить автоматический ввод резервного питания от автономного источника; они также требуют питания после срабатывания аварийной защиты;

III – потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения.

В состав потребителей группы *I* входят электроприемники системы управления и защиты реактора (СУЗ), системы контроля и измерений реактора (КИП), системы дозиметрического контроля за содержанием радиоактивных излучений, системы памяти и логики информационно-вычислительной части АСУ ТП, аппаратура управления и автоматики, система аварийного останова реактора (САОР), двигатели аварийных масляных насосов системы регулирования и смазки турбины и т. п. Перечисленные электроприемники имеют небольшие единичные мощности и нуждаются в источниках энергии трехфазного переменного тока 380–660 В и постоянного тока 220 В.

К группе *II* потребителей относятся электродвигатели насосов, обслуживающих первый радиоактивный контур и его вспомогательные устройства; электродвигатели САОР; электроприемники ответственных вспомогательных систем, участвующих в обеспечении безопасности АЭС – спецвентиляции, аварийного освещения, противопожарной защиты; электродвигатели аварийных питательных насосов и технической воды; электроприводы быстродействующих клапанов и арматуры САОР и т. д. Поскольку диапазон единичных мощностей указанных электроприемников довольно широк, для их электроснабжения необходимо предусмотреть два уровня напряжения трехфазного переменного тока: 6–10 кВ для питания мощных двигателей и 380–660 В для двигателей малой мощности и прочих электроприемников этой группы.

Потребители группы *III* аналогичны электроприемникам с.н. ТЭС. Их электроснабжение осуществляют на двух ступенях напряжения трехфазного переменного тока: 6–10 кВ и 380–660 В.

3.6. Источники энергии системы собственных нужд АЭС

Наличие на АЭС особо ответственных электроприемников, требующих повышенной надежности электроснабжения, определяет необходимость трех источников питания: ими являются генераторы АЭС, энергосистема, с которой АЭС должна иметь связь не менее чем по трем линиям, и автономный аварийный источник.

Нормальное электроснабжение с.н. осуществляют от генераторов через трансформаторы с.н., подключаемые на ответвлении от них (аналогично блокам ТЭС). Выключатель у генераторов обязателен. В случае исчезновения рабочего питания, не связанного с полной потерей напряжения на АЭС, резервирование электроснабжения с.н. происходит от энергосистемы через соответствующие резервные трансформаторы. Места их присоединения и число выбирают так же, как на ТЭС.

Для электроприемников группы *III* достаточно использовать только источники нормального рабочего и резервного питания, тогда как электроприемники групп *I* и *II* требуют еще третьего независимого источника питания – аварийного резервного. В качестве такого на АЭС применяют аккумуляторные батареи, автоматизированные дизель-генераторы, газотурбинные установки, или используют энергию выбега турбогенераторов. На отечественных АЭС наибольшее применение получили аккумуляторные

батареи (для электроприемников группы *I*) и дизель-генераторы (для потребителей группы *II*). Каждая из трех систем безопасности имеет свои автономные источники питания.

3.7. Схемы электроснабжения системы собственных нужд АЭС

В качестве примеров рассмотрим схемы электроснабжения системы с.н. дубли-блока с реактором типа РБМК-1000 и моноблока с реактором типа ВВЭР-1000.

Дубли-блок с канальным водографитовым реактором типа РБМК-1000 включает в себя два турбоагрегата с генераторами типа ТВВ-500-2. Оба генератора соединены по схеме укрупненного блока с трансформаторной группой мощностью 3·417 МВА (рис. 56). В цепи каждого генератора установлено по два последовательно включенных выключателя, между которыми имеются ответвления для рабочих трансформаторов с.н. мощностью по 63 МВА. Выключатель *Q1* используется при нормальных пусках и остановках блока, а выключатель *Q2* дает возможность использовать энергию выбега турбоагрегатов для аварийного расхолаживания реактора.

Моноблок с корпусным водо-водяным реактором типа ВВЭР-1000 и турбогенератором типа ТВВ-1000-4 имеет один генераторный выключатель и два трансформатора с.н. (рис. 57). Трансформатор мощностью 63 МВА предназначен для электроснабжения потребителей с.н. блока, а трансформатор мощностью 25 МВА – для электроприемников общестанционного назначения.

В системе с.н. АЭС следует различать:

РУ с.н. 6 кВ и 380 В нормальной эксплуатации, от которых питаются потребители группы *III* и ГЦН;

РУ надежного питания 6 кВ и 380 В переменного тока и 220 В постоянного тока – для электроснабжения особо ответственных потребителей групп *I* и *II*.

Количество секций РУ 6 кВ нормальной эксплуатации выбирают в зависимости от числа ГЦН. Нормы технологического проектирования рекомендуют подключать к одной секции не более двух ГЦН при общем их числе на блок от шести до восьми и не более одного ГЦН при четырех и менее ГЦН на блок. Отключение одной секции при этом не приводит к снижению нагрузки реактора

В рассматриваемых примерах согласно указанным рекомендациям РУ 6 кВ блока имеют по четыре секции – *A*, *B*, *C* и *D*. Реактор типа РБМК-1000 имеет восемь ГЦН, и, следовательно, к каждой секции РУ 6 кВ подключается по два ГЦН (рис. 56). Циркуляцию теплоносителя в реакторе типа ВВЭР-1000 обеспечивают четыре ГЦН и, следовательно, на каждую секцию РУ 6 кВ приходится по одному ГЦН (рис. 57).

Для реактора типа РБМК-1000 применены питательные насосы с электроприводом (4 рабочих и 1 резервный). Для реактора типа ВВЭР-1000 предусмотрены питательные насосы с турбоприводом, что заметно снижает нагрузку системы с.н. В обеих схемах предусмотрены резервные трансформаторы мощностью по 63 МВА.

Распределительные устройства и сети

Для электроснабжения особо ответственных электроприемников групп **I** и **II** на АЭС сооружают особые секционированные РУ надежного питания [3]. Количество секций соответствует числу систем безопасности АЭС, принятому в технологической части. В настоящее время приняты три системы безопасности с соответствующим разделением РУ с.н. надежного питания на три части: V, W и X (рис. 56. и 57).

Для питания электродвигателей мощных рабочих машин группы **II** сооружаются секции **H1** надежного питания 6 кВ (**H1V, H1W, H1X**); к ним через соответствующие трансформаторы присоединяют секции **H2** надежного питания 380 В (**H2V, H2W** и **H2X**), от которых производится электроснабжение остальных приемников группы **II**.

В нормальном режиме на секции надежного питания **H1** энергия подается от секций **A, B, C** распределительного устройства 6 кВ нормальной эксплуатации, с которыми они связаны через два последовательно включенных выключателя.

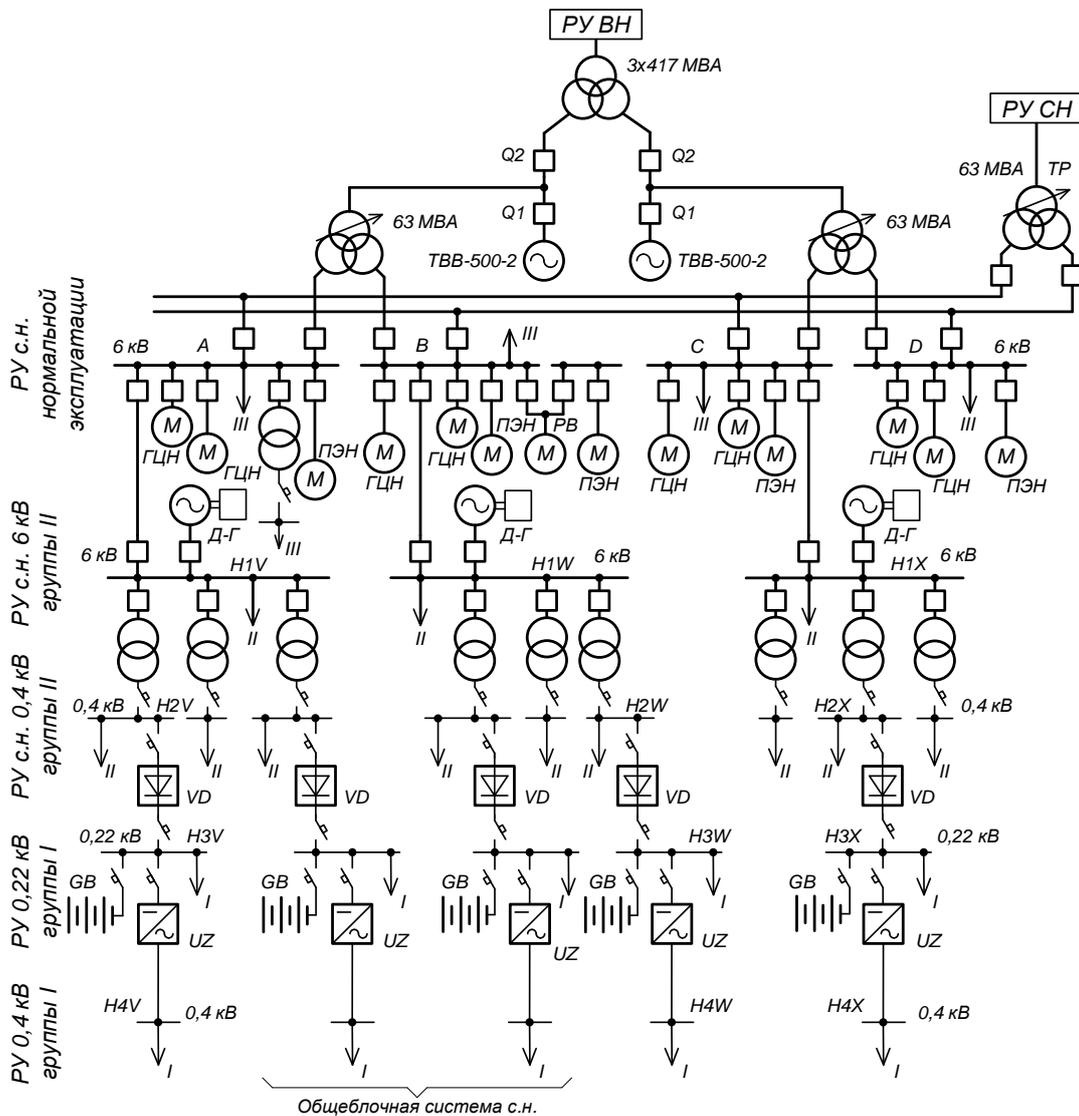


Рис. 56. Схема электроснабжения системы с.н. блока АЭС с реактором типа РБМК-1000.

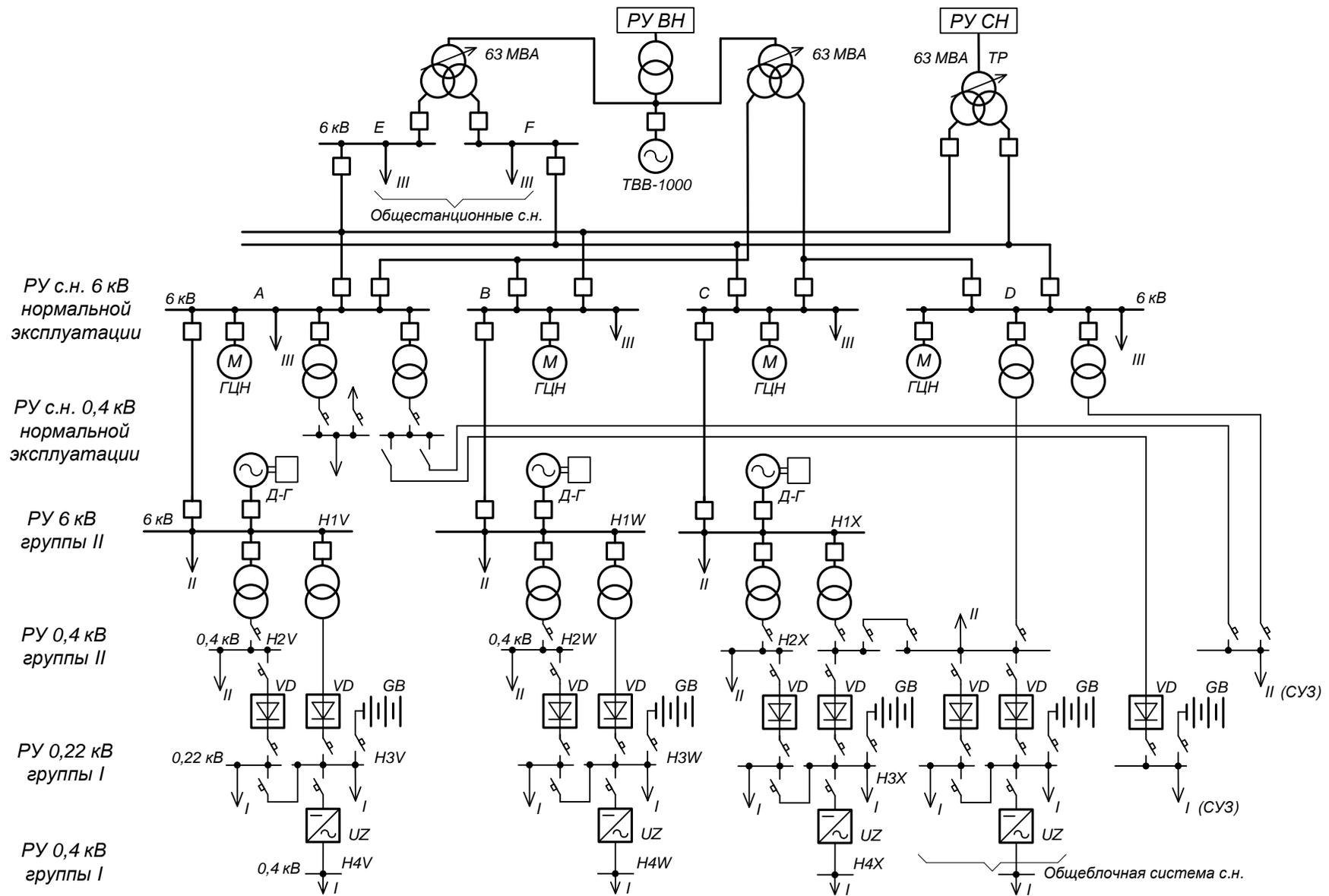


Рис. 57. Схема электроснабжения системы с.н. блока АЭС с реактором типа ВВЭР-1000.

Независимыми источниками энергии для потребителей группы *II* служат дизель-генераторы (*Д-Г*), как показано на рис. 56 и 57. Поскольку электроприемники группы *II* допускают кратковременный перерыв питания, применены дизель-генераторы, которые могут быть быстро введены в работу.

В аварийных ситуациях секции *H1* надежного питания отделяются от секций РУ нормальной эксплуатации. Наличие двух последовательно включенных секционных выключателей обеспечивает надежное отделение секции *H1* даже в случае отказа одного из выключателей. Устройство АВР включает дизель-генераторы.

Время от начала пуска до готовности к принятию нагрузки составляет 15–20 с для агрегатов мощностью 500 кВт и около 40 с для агрегатов 1800 кВт. Набор нагрузки происходит ступенями в очередности, диктуемой требованиями технологического процесса аварийного охлаждения реактора.

Электроснабжение потребителей постоянного тока группы *I* осуществляют от секций *H3* надежного питания 220 В (*H3V, H3W, H3X*), а потребителей переменного тока группы *I* – от секций *H4* надежного питания 380 В (*H4V, H4W, H4X*). Независимыми источниками энергии служат аккумуляторные батареи *GB*.

В нормальном режиме секции *H3* и *H4* питаются от секций *H2* потребителей группы *II*, т.е. рабочим источником энергии для электроприемников группы *I* служит генератор. Через выпрямители *VD* происходит подзарядка аккумуляторной батареи, питание электроприемников постоянного тока группы *I*, а через автоматический инвертор *UZ* – питание нагрузки 380 В группы *I*. Таким образом, имеет место последовательное выпрямление и инвертирование тока для передачи мощности от шин *H2* к шинам *H4*.

В аварийных условиях, когда напряжение на шинах *H2* исчезает, потребители группы *I* продолжают получать питание от аккумуляторной батареи, которая переходит из режима подзаряда в режим разряда. Электроприемники постоянного тока получают питание от аккумуляторной батареи непосредственно, а электроприемники переменного тока (шины *H4*) – через инвертор. Благодаря выпрямителям прямая связь между шинами *H3* постоянного тока и шинами *H4* переменного тока отсутствует

3.8. Аварии на АЭС, связанные с эксплуатацией системы собственных нужд

Почему при многократном резервировании источников питания, сетей электроснабжения собственных нужд и самих агрегатов с.н., на реакторах АЭС возникают аварийные ситуации? Увы, но чаще всего в основе аварий лежит пресловутый «человеческий фактор». Что-то не приняли во внимание на стадии проектирования; ради того, чтобы доблестно отрапортовать о досрочном пуске, не стали настаивать на строгом соблюдении сроков и проверок, и полной комплектации во время строительства; допустили небрежность во время эксплуатации, понадеявшись на это самое многократное резервирование систем защиты... Вот далеко не полный перечень обстоятельств, каждое из которых в

отдельности в принципе не критично и отнюдь не всегда приводит к серьезным последствиям. Но накладываясь друг на друга, эти обстоятельства приводят к ситуациям, когда реактор выходит из-под контроля и становится неуправляемым. Рассмотрим две аварии, в которых ошибки в эксплуатации системы с.н. сыграли далеко не последнюю роль. Моменты и обстоятельства, подталкивающие режим к аварии, *в тексте выделим*.

3.8.1. Авария на четвертом блоке Чернобыльской АЭС

25 апреля 1986 года на Чернобыльской АЭС (ЧАЭС) готовились к останову 4-го энергоблока на планово-предупредительный ремонт [9]. Во время остановки блока предполагалось провести испытания: в режиме полного обесточивания оборудования АЭС использовать механическую энергию выбега ротора генератора (вращение по инерции) для выработки электроэнергии и питания агрегатов собственных нужд. В соответствии с утвержденной главным инженером ЧАЭС программой, испытания должны были проводиться *с отключенными защитами реактора*.

Зачем понадобился такой эксперимент?

Дело в том, что в случае полного обесточивания оборудования атомной станции, что может произойти в процессе работы, останавливаются все механизмы, в том числе и насосы, прокачивающие охлаждающую воду через активную зону атомного реактора. В результате происходит расплавление активной зоны, что равносильно предельной ядерной аварии.

Использование любых возможных источников электроэнергии в таких случаях и предусматривает эксперимент с выбегом ротора турбогенератора. Ведь пока вращается ротор генератора, вырабатывается электроэнергия. Ее можно и должно использовать в критических случаях.

Подобные испытания, но только с включенными в работу защитами реактора, проводились и раньше на других атомных станциях. И все проходило успешно. И на Чернобыльской АЭС испытания, аналогичные намеченным на 25 апреля 1986 года, ранее уже проводились. Тогда было выяснено, что напряжение на шинах генератора падает намного раньше, чем расходуется механическая энергия ротора генератора при выбеге. В планируемых испытаниях предусматривалось использование специального регулятора магнитного поля генератора, который должен был устранить этот недостаток.

Возникает вопрос: почему предыдущие испытания обошлись без ЧП? Ответ простой: реактор находился в стабильном, управляемом состоянии, весь комплекс защиты оставался в работе.

Программа обязательно предусматривает в этих случаях резервное электроснабжение ответственных потребителей на время проведения эксперимента. Ибо обесточивание собственных нужд электростанции при выполнении испытаний только подразумевается, а не происходит на самом деле. В таких случаях обязательно подключается электропитание собственных

нужд от энергосистемы через рабочий и пускорезервный трансформаторы, а также автономное энергоснабжение от двух резервных дизель-генераторов.

Для обеспечения ядерной безопасности в период проведения испытаний должна находиться в работе аварийная защита реактора (аварийное введение поглощающих стержней в активную зону), срабатывающая по превышению проектных уставок, а также система аварийной подачи охлаждающей воды в активную зону.

При надлежащем порядке выполнения работ и принятии дополнительных мер безопасности такие испытания на работающей АЭС не запрещались.

Необходимо подчеркнуть, что испытания с выбегом ротора генератора следует проводить только после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора, то есть с момента нажатия кнопки АЗ. Реактор перед этим должен находиться в стабильном, управляемом режиме, имея регламентный оперативный запас реактивности.

Программа, утвержденная главным инженером Чернобыльской АЭС, не соответствовала ни одному из перечисленных требований. Предусмотренный в ней раздел по мерам безопасности был составлен формально. В нем указывалось лишь, что в процессе испытаний все переключения на оборудовании делаются с разрешения начальника смены блока, а в случае возникновения аварийной ситуации персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями. Помимо того, что в программе по существу не были предусмотрены дополнительные меры безопасности, ею предписывалось *отключение системы аварийного охлаждения реактора (САОР). Это означало, что в течение всего намеченного периода испытаний, то есть около четырех часов, безопасность реактора окажется существенно сниженной.*

В силу того, что безопасности этих испытаний в программе не было уделено должного внимания, персонал к испытаниям готов не был, не имел четкого представления о возможной опасности. Кроме того, как это будет видно из дальнейшего, персонал АЭС допускал отклонения и от выполнения самой программы, создавая тем самым дополнительные условия для возникновения аварийной ситуации. Операторы не представляли также в полной мере, что реактор РБМК обладает серией положительных эффектов реактивности, которые в некоторых случаях срабатывают одновременно, приводя к так называемому «положительному останову», то есть к взрыву.

Очень упрощенно активная зона реактора РБМК представляет собой цилиндр диаметром около четырнадцати метров и высотой семь метров. Внутри этот цилиндр плотно заполнен графитовыми колоннами, в каждой из которых имеется трубчатый канал. В эти каналы и загружается ядерное топливо. С торцевой стороны цилиндр активной зоны равномерно пронизан сквозными отверстиями (трубами), в которых перемещаются стержни регулирования, поглощающие нейтроны. Если все стержни внизу (т.е. в пределах активной зоны), реактор заглушён. По мере извлечения стержней

начинается цепная реакция деления ядер, и мощность реактора растет. Чем выше извлечены стержни, тем больше мощность реактора.

Когда реактор загружен свежим топливом, его запас реактивности (способность к росту нейтронной мощности) превышает способность поглощающих стержней к подавлению цепной реакции. В этом случае извлекается часть топливных кассет и на их место вставляются неподвижные поглощающие стержни (их называют дополнительными поглотителями – ДП) как бы на помощь подвижным стержням. По мере выгорания урана эти дополнительные поглотители извлекаются и на их место устанавливается ядерное топливо. Однако остается непреложным правило: по мере выгорания топлива число погруженных в активную зону поглощающих стержней не должно быть менее двадцати восьми-тридцати (после Чернобыльской аварии это число увеличено до семидесяти двух), поскольку в любой момент может возникнуть ситуация, когда способность топлива к росту мощности окажется большей, чем поглощающая способность стержней регулирования.

Эти двадцать восемь-тридцать стержней, находящихся в зоне высокой эффективности, и составляют оперативный запас реактивности. Иными словами, на всех этапах эксплуатации реактора его способность к разгону не должна превышать способности поглощающих стержней заглушить цепную реакцию.

В качестве *проектной ошибки* следует отметить порочную конструкцию поглощающих стержней системы управления защитой реактора (СУЗ). Дело в том, что при высоте активной зоны, равной семи метрам, *поглощающая часть стержня имела длину пять метров*, а ниже и выше поглощающей части находились метровой длины полые участки. Нижний же концевик поглощающего стержня, уходящий при полном погружении ниже активной зоны, заполнен графитом. При такой конструкции находящиеся вверху стержни регулирования при вводе их в реактор входят в активную зону вначале нижним графитовым концевиком, затем в зону попадает пустотелый метровой участок и только после этого – поглощающая часть. Всего на четвертом энергоблоке 211 поглощающих стержней. По распечаткам системы оперативного контроля 193 стержня находились в крайнем верхнем положении (*в активной зоне оставалось 18 поглощающих стержней вместо регламентированных 28*). Одновременное введение всех поднятых стержней в активную зону дает в первый момент всплеск положительной реактивности из-за обезвоживания каналов СУЗ, поскольку в зону вначале входят графитовые концевики (длина 5 метров) и пустотелые участки метровой длины, вытесняющие воду, также являющуюся замедлителем. Всплеск реактивности при стабильном, управляемом реакторе не страшен. Однако при совпадении неблагоприятных факторов эта добавка может оказаться роковой, ибо потянет за собой неуправляемый разгон.

Четвертый энергоблок Чернобыльской АЭС был введен в эксплуатацию в декабре 1983 года. К моменту остановки блока на планово-предупредительный ремонт, которая была запланирована на 25 апреля 1986 года, активная зона

атомного реактора содержала 1659 топливных сборок (около двухсот тонн двуокиси урана), один дополнительный поглотитель, загруженный в технологический канал, и один незагруженный технологический канал. Основная часть тепловыделяющихборок (75 процентов) представляла собой кассеты первой загрузки с глубиной выгорания, близкой к максимальным значениям, что свидетельствует о максимальном количестве долгоживущих радионуклидов в активной зоне...

Началом максимальной проектной аварии считается разрыв всасывающего или напорного коллектора диаметром 800 миллиметров в прочно-плотном боксе. Уставками на срабатывание аварийной защиты (АЗ) и системы САОР являлись:

снижение давления на всасывающей линии главных циркуляционных насосов,

снижение перепада «нижние водяные коммуникации – барабаны-сепараторы»,

повышение давления в прочно-плотном боксе.

При достижении этих уставок в нормальном случае срабатывает аварийная защита (АЗ). Все 211 поглощающих стержней падают вниз, заглушая цепную реакцию, включается охлаждающая вода от емкостей САОР, включаются аварийные насосы техводоснабжения и разворачиваются дизель-генераторы надежного электропитания. Включаются также насосы аварийной подачи воды из бассейна-барботера в реактор. То есть средств защиты более чем достаточно, если они задействованы и сработают в нужный момент. Но 25 апреля 1986 года они, к великому сожалению, были выведены из работы из опасения теплового удара по реактору, т.е. поступления холодной воды в горячий реактор. Таким образом была нарушена святая святых атомной технологии. Ведь если максимальная проектная авария была предусмотрена проектом, значит, она могла произойти в любой момент.

В 1 час 00 минут ночи 25 апреля 1986 года оперативный персонал приступил к снижению мощности реактора № 4, работавшего на номинальных параметрах, то есть на 3000 МВт тепловых.

В 13 часов 05 минут того же дня турбогенератор № 7 был отключен от сети при тепловой мощности реактора 1600 МВт тепловых. Электропитание собственных нужд блока (четыре главных циркуляционных насоса, два питательных электронасоса и др.) было переведено на шины оставшегося в работе турбогенератора № 8, с которым и предстояло проводить задуманные испытания.

В 14 часов 00 минут, в соответствии с программой эксперимента, от контура многократной принудительной циркуляции, охлаждающего активную зону, ***была отключена система аварийного охлаждения реактора (САОР). Задвижки на линии подачи воды в реактор заранее обесточены и закрыты на замок (!), чтобы в случае необходимости не открыть их даже вручную.*** Еще раз отметим, что сделано это было сознательно, чтобы исключить возможный тепловой удар при поступлении холодной воды из емкостей САОР (350 м³) в

горячий реактор. Но ведь в случае максимальной проектной аварии в активную зону все равно пойдет холодная вода. Здесь из двух зол нужно было выбирать меньшее. Лучше подать холодную воду в горячий реактор, нежели оставить раскаленную активную зону совсем без воды.

Однако начало эксперимента откладывалось. По требованию диспетчера Киевэнерго в 14 часов 00 минут 25 апреля 1986 года вывод блока из работы был задержан.

В нарушение технологического регламента эксплуатация четвертого энергоблока в это время продолжалась *с отключенной системой аварийного охлаждения реактора (САОР).*

В 23 часа 10 минут снижение мощности было продолжено. В соответствии с программой испытаний выбег ротора генератора с нагрузкой собственных нужд предполагалось произвести при мощности 700–1000 МВт тепловых. Необходимо подчеркнуть, что *такой выбег следовало производить в момент глушения реактора, т.к. при максимальной проектной аварии все поглощающие стержни падают вниз и глушат реактор. Но был выбран другой, катастрофически опасный путь – производить выбег ротора на работающем реакторе.*

Поглощающими стержнями можно управлять всеми сразу, или по частям – группами. При отключении одной из таких локальных систем, что предусмотрено регламентом эксплуатации реактора на малой мощности, старший инженер управления реактором не смог достаточно быстро устранить появившийся разбаланс в системе регулирования, и мощность реактора упала с 1500 до 30 МВт тепловых. *В реакторе стали накапливаться продукты распада – изотопы йода и ксенона, началось отравление реактора, возникла так называемая «йодная яма».*

В этот момент в активной зоне находилось 28 поглощающих стержней. Было два варианта выхода из «йодной ямы»:

не трогать стержни и в течение суток ждать, пока реактор разотравится;
удалить из активной зоны часть поглощающих стержней, поднять мощность реактора и компенсировать отравление.

Первый вариант означал, что эксперимент срывается. *Оперативный персонал решил на второй вариант – начали подъем мощности реактора.* В 01 час 00 минут 26 апреля 1986 года мощность удалось стабилизировать на уровне 200 МВт тепловых.

Подытожим грубейшие нарушения, как заложенные в программу, так и допущенные в процессе подготовки и проведения испытаний:

ошибочно отключили систему локального автоматического регулирования (ЛАР), что привело к провалу мощности реактора ниже предусмотренного программой; реактор оказался в трудноуправляемом состоянии;

стремясь выйти из «йодной ямы», снизили оперативный запас реактивности ниже допустимой величины, сделав тем самым аварийную защиту реактора неэффективной;

подключили к реактору все восемь главных циркуляционных насосов (ГЦН) с аварийным превышением расходов по отдельным ГЦН, что сделало температуру теплоносителя близкой к температуре насыщения (выполнение требований программы);

намереваясь при необходимости повторить эксперимент с обесточиванием, заблокировали защиты реактора по сигналу остановки аппарата при отключении двух турбин;

заблокировали защиты по уровню воды и давлению пара в барабанах-сепараторах, стремясь провести испытания, несмотря на неустойчивую работу реактора. Защита по тепловым параметрам была отключена;

отключили системы защиты от максимальной проектной аварии, стремясь избежать ложного срабатывания САОР во время проведения испытаний, тем самым потеряв возможность снизить масштабы вероятной аварии;

заблокировали оба аварийных дизель-генератора, а также рабочий и пускорезервный трансформаторы, отключив блок от источников аварийного электропитания и от энергосистемы, стремясь провести «чистый опыт».

Итак, в 1 час 00 минут 26 апреля 1986 года мощность атомного реактора 4-го энергоблока была стабилизирована на уровне 200 МВт тепловых. Продолжалось отравление реактора продуктами распада, дальнейший подъем мощности был невозможен, оперативный запас реактивности был значительно ниже регламентного и составлял 18 стержней. **Реактор находился в неуправляемом состоянии и был взрывоопасен.** Это означало, что нажатие кнопки «АЗ» привело бы к неуправляемому фатальному разгону. Воздействовать на реактивность было нечем.

В 1 час 03 минуты и в 1 час 07 минут дополнительно к шести работавшим главным циркуляционным насосам (ГЦН) было включено еще по одному насосу с каждой стороны. При этом имелось в виду, что после окончания эксперимента в контуре циркуляции осталось бы четыре насоса для надежного охлаждения активной зоны.

Гидравлическое сопротивление активной зоны и контура принудительной циркуляции имеет прямую зависимость от мощности реактора. А поскольку мощность реактора была мала (всего 200 МВт тепловых), гидравлическое сопротивление активной зоны тоже было низкое. В работе же находились **все восемь главных циркуляционных насосов.** Суммарный расход воды через реактор возрос до 60 тысяч кубометров в час (при норме 45000 м³/ч) что является грубым нарушением регламента эксплуатации.

В 1 час 23 минуты 04 секунды, по команде «Осциллограф включен!», старший инженер управления турбиной закрыл стопорно-дроссельные клапаны восьмой турбины, и начался выбег ротора генератора. Таким образом, оба турбоагрегата – седьмой и восьмой – были отключены. **Имеющаяся аварийная защита реактора по отключению двух турбин была заблокирована, чтобы иметь возможность повторить испытания, если первая попытка**

окажется неудачной. Тем самым было сделано еще одно отступление от программы испытаний, в которой не предусматривалась блокировка аварийной защиты реактора по отключению двух турбоагрегатов

Из-за уменьшения расхода пара из барабанов-сепараторов, его давление стало слабо расти. Суммарный расход воды через реактор начал падать из-за того, что все восемь главных циркуляционных насосов работали от выбегающего турбогенератора (не хватало энергии, мощность насосов падала пропорционально снижению оборотов генератора, соответственно падала и подача воды в реактор).

Началось запаривание главных циркуляционных насосов и произошло уменьшение расхода воды через активную зону: в технологических каналах реактора вскипел теплоноситель. Возник паровой эффект реактивности, самый весомый из всех, дополненный к тому же температурным эффектом (вскипевшая вода практически перестала выполнять роль замедлителя, а насыщенный водяной пар уже не мог столь же эффективно, как вода, отводить тепло из активной зоны). Процесс при этом развивался вначале медленно, и через некоторое время после начала испытаний постепенно стала повышаться мощность реактора, что встревожило оперативный персонал.

В 1 час 23 минуты 40 секунд начальник смены блока нажал кнопку аварийной защиты пятого рода, по сигналу которой *в активную зону вошли все регулирующие стержни, находившиеся сверху, а также стержни собственно аварийной защиты. Но прежде всего в зону вошли те роковые концевые участки стержней, которые дают приращение реактивности из-за обезвоживания каналов СУЗ. И они вошли в реактор как раз в тот момент, когда там началось обширное парообразование, также дающее мощное приращение реактивности. Тот же эффект дал рост температуры активной зоны. Сошлись воедино три неблагоприятных для активной зоны фактора.*

С ростом мощности реактора гидравлическое сопротивление активной зоны резко возросло, расход воды еще более снизился, возникло интенсивное парообразование, кризис теплоотдачи, разрушение топливных ядерных кассет, бурное вскипание теплоносителя, в который попали уже частицы разрушенного топлива, резко повысилось давление в технологических каналах, и они стали разрушаться. Из-за деформации каналов поглощающие стержни вошли в активную зону всего лишь на 2-2,5 метра вместо положенных семи. Заглушить цепную реакцию стало невозможно.

В активной зоне происходила бурная пароциркониевая и другие химические и экзотермические реакции с образованием водорода и кислорода, то есть гремучей смеси.

В период резкого роста давления в реакторе захлопнулись обратные клапаны главных циркуляционных насосов и полностью прекратилась подача воды через активную зону. Парообразование усилилось. Давление росло со скоростью 15 атмосфер в секунду и очень быстро достигло 250–300 атмосфер. Рабочие же конструкции технологических каналов и трубопроводных

коммуникаций рассчитаны максимум на 150 атмосфер (оптимальное давление в каналах реактора – 83 атмосферы). Разорвав каналы и попав в реакторное пространство, рассчитанное всего на 0,8 ат, пар надул его, и прежде всего произошел паровой взрыв металлоконструкций. Имевшийся паросбросный трубопровод из реакторного пространства был рассчитан на разрушение только одного-двух технологических каналов, а тут разрушились все. Произошел мощный паровой выброс – сработали главные предохранительные клапаны реактора. Однако выброс длился недолго, клапаны не способны были справиться с таким давлением и расходом и разрушились.

В это же время огромным давлением оторвало нижние водяные и верхние пароводяные трубопроводы. Реактор сверху получил свободное сообщение с центральным залом и помещениями барабанов-сепараторов, а снизу – с прочно-плотным боксом, который проектировщиками предусматривался для локализации предельной ядерной аварии. Но той аварии, какая случилась, никто не предполагал, и потому в данном случае прочно-плотный бокс послужил просто огромной емкостью, в которой стал скапливаться гремучий газ.

В 1 час 23 минуты 58 секунд концентрация водорода в гремучей смеси в разных помещениях блока достигла взрывоопасной и, по свидетельству одних очевидцев, раздалось последовательно два, а по свидетельству других – три и более взрыва. По сути дела реактор и здание четвертого энергоблока были разрушены серией мощных взрывов гремучей смеси. Около *пятидесяти тонн* ядерного топлива испарились и были выброшены взрывом в атмосферу в виде мелкодисперсных частичек двуокиси урана, высокорadioактивных радионуклидов йода-131, плутония-239, цезия-137, стронция-90 и многих других радиоактивных изотопов с различными периодами полураспада (атомная бомба, сброшенная на Хиросиму, весила 4,5 тонны)...

3.8.2. Авария на блоке № 2 АЭС Тримайл Айленд, штат Пенсильвания, США

Первые признаки аварии были обнаружены в 4 часа утра 28 марта 1979 года – по неизвестным причинам прекратилась подача питательной воды основными насосами в парогенератор. *Все три аварийных насоса, предусмотренных специально для бесперебойной подачи питательной воды, уже две недели находились в ремонте*, что было грубейшим нарушением правил эксплуатации АЭС [9].

В результате парогенератор остался без питательной воды и не мог отводить от первого контура тепло, вырабатываемое реактором. Автоматически отключилась турбина из-за нарушения параметров пара. В первом контуре реакторного блока резко возросли температура и давление воды. Через предохранительный клапан компенсатора объема смесь перегретой воды с паром начала сбрасываться в специальный резервуар (барботер). Однако после того, как давление воды в первом контуре снизилось до нормального уровня (160 ат), клапан не сел на место, вследствие чего давление в барботере также

повысилось сверх допустимого. Аварийная мембрана на барботере разрушилась, и около 370 кубометров горячей радиоактивной воды вылилось на пол бетонной защитной оболочки реактора (в центральный зал).

Автоматически включились дренажные насосы, **которые начали перекачивать скопившуюся воду в цистерны, находящиеся во вспомогательном здании АЭС.** Персонал должен был немедленно отключить дренажные насосы, чтобы вся радиоактивная вода осталась внутри защитной оболочки, однако этого сделано не было

Во вспомогательном здании АЭС имелось три цистерны, но вся радиоактивная вода поступила только в одну из них. Цистерна переполнилась, и вода залила пол слоем в несколько дюймов. Вода начала испаряться, и радиоактивные газы вместе с паром проникли в атмосферу через вентиляционную трубу вспомогательного здания, что явилось одной из главных причин последующего радиоактивного заражения местности.

В момент открытия предохранительного клапана сработала система аварийной защиты реактора со сбросом стержней-поглотителей, в результате чего цепная реакция прекратилась и реактор был практически остановлен. Процесс деления ядер урана в топливных стержнях прекратился, однако продолжался ядерный распад осколков с выделением тепла в количестве около 10 процентов от номинальной электрической мощности, или примерно 250 МВт тепловых.

Поскольку предохранительный клапан оставался открытым, давление охлаждающей воды в корпусе реактора быстро падало, а вода интенсивно испарялась. Уровень воды в корпусе реактора снижался, а температура быстро возрастала. По-видимому, это привело к образованию пароводяной смеси, в результате чего произошел срыв главных циркуляционных насосов и они остановились.

Как только давление упало до 11,2 ат, автоматически сработала система аварийного расхолаживания активной зоны, и топливные сборки начали охлаждаться. Это произошло через две минуты после начала аварии. (Здесь ситуация похожа на чернобыльскую за 20 секунд до взрыва. Но в Чернобыле система аварийного охлаждения активной зоны была отключена персоналом заблаговременно.).

По невыясненным до сих пор причинам **оператор выключил два насоса, приводивших в действие систему аварийного расхолаживания, через 4,5 минуты после начала аварии.** Очевидно, он полагал, что вся верхняя часть активной зоны находится под водой. Вероятно, оператор неправильно отсчитал по манометру давление воды внутри первого контура и решил, что в аварийном расхолаживании активной зоны нет необходимости. Между тем вода по-прежнему испарялась из реактора. Предохранительный клапан, по-видимому, заклинило, а операторам не удалось закрыть его с помощью дистанционного управления. Поскольку клапан расположен в верхней части компенсатора объема, находящегося под защитной оболочкой, его вручную практически невозможно ни закрыть, ни открыть.

Клапан оставался открытым так долго, что уровень воды в реакторе упал, и одна треть активной зоны оказалась без охлаждения. По мнению специалистов, незадолго до включения системы аварийного расхолаживания либо вскоре после ее включения по меньшей мере двадцать тысяч топливных стержней из общего количества тридцать шесть тысяч (177 топливных сборок по 208 стержней в каждой) оказались без охлаждения. Защитные циркониевые оболочки топливных стержней начали трескаться и крошиться. Из поврежденных тепловыделяющих элементов начали выходить высокоактивные продукты деления. Вода первого контура стала еще более радиоактивной.

Когда обнажились верхние части топливных стержней, температура внутри корпуса реактора превысила 400 градусов и указатели на пульте управления зашкалили. ЭВМ, следившая за температурой в активной зоне, начала выдавать сплошные вопросительные знаки и выдавала их в течение последующих одиннадцати часов.

Через 11 минут после начала аварии оператор снова включил систему аварийного расхолаживания активной зоны, которую прежде по ошибке выключил. В последующие 50 минут падение давления в реакторе приостановилось, однако температура продолжала расти. Насосы, нагнетавшие воду для аварийного расхолаживания активной зоны, начали сильно вибрировать, и оператор выключил все четыре насоса – два из них через 1 час 15 минут, другие два – через 1 час 40 минут после начала аварии. Видимо, он опасался, что насосы будут повреждены.

В 17 часов 30 минут был, наконец, снова пущен главный насос подачи питательной воды, который отключился в самом начале аварии. Возобновилась циркуляция воды в активной зоне. Вода снова покрыла верхние части топливных стержней, которые находились без охлаждения и разрушались в течение почти одиннадцати часов.

В ночь с 28 на 29 марта в верхней части корпуса реактора начал образовываться газовый пузырь. Активная зона разогрелась до такой степени, что из-за химических свойств циркониевой оболочки стержней произошло расщепление молекул воды на водород и кислород. Пузырь объемом около 30 метров кубических, состоявший главным образом из водорода и радиоактивных газов – криптона, аргона, ксенона и других, сильно препятствовал циркуляции охлаждающей воды, поскольку давление в реакторе значительно возросло. Но главная опасность заключалась в том, что смесь водорода и кислорода могла в любой момент взорваться. (То, что произошло в Чернобыле.). Сила взрыва была бы эквивалентна взрыву трех тонн тринитротолуола, что привело бы к неминуемому разрушению корпуса реактора. В другом случае смесь водорода и кислорода могла проникнуть из реактора наружу и скопиться бы под куполом защитной оболочки. Если бы она взорвалась там, все радиоактивные продукты деления попали бы в атмосферу (что произошло на ЧАЭС). Уровень радиации внутри защитной оболочки достиг к тому времени 30000 бэр/час, что в 600 раз превышало смертельную дозу. Кроме того, если бы пузырь продолжал увеличиваться, он постепенно вытеснил бы из корпуса реактора всю

охлаждающую воду, и тогда температура поднялась бы настолько, что расплавился бы уран.

В ночь на 30 марта объем пузыря уменьшился на 20 процентов, а 2 апреля составлял всего лишь 1,4 метра кубических. Чтобы окончательно ликвидировать пузырь и устранить опасность взрыва, техники применили метод так называемой дегазации воды. Охлаждающая вода, циркулировавшая в первом контуре, впрыскивалась в компенсатор объема (к тому времени предохранительный клапан неизвестно почему оказался закрытым). При этом из воды выделялся растворенный в ней водород. Затем охлаждающая вода снова поступала в реактор и там поглощала очередную порцию водорода из газового пузыря. По мере того как водород растворялся в воде, объем пузыря становился все меньше. За пределами защитной оболочки находилось специально доставленное на АЭС устройство – так называемый рекомбинатор для превращения водорода и кислорода в воду.

С восстановлением подачи питательной воды в парогенератор и возобновлением циркуляции теплоносителя (охлаждающей воды) в первом контуре начался нормальный отвод тепла от активной зоны.

Как отмечалось ранее, под защитной оболочкой создавалась очень высокая радиоактивность с долгоживущими изотопами, и дальнейшая эксплуатация блока экономически была бы неоправданна.

Представители общественности обвиняют компанию «Метрополитен Эдисон» в том, что она торопилась ввести энергоблок № 2 в эксплуатацию 30 декабря, за 25 часов до наступления нового года, чтобы выиграть на этом 40 миллионов долларов за счет налоговых обложений, хотя незадолго до этого, в конце 1978 года, уже отмечались неполадки в работе механических устройств и блок приходилось несколько раз останавливать на этапе испытаний. Однако федеральные инспекторы все же разрешили его промышленную эксплуатацию. В январе 1979 года только что пущенный блок был остановлен на две недели, так как обнаружили утечки в трубопроводах и насосах. Даже после того, как произошла авария, продолжались грубые нарушения правил безопасности со стороны компании «Метрополитен Эдисон». Так, в пятницу 30 марта, на третий день аварии, в реку Сакуахана были сброшены 52000 м³ радиоактивной воды. Компания сделала это, не заручившись предварительно разрешением Комиссии по регулированию в ядерной энергетике, якобы для того, чтобы освободить емкости для более радиоактивной воды, откачиваемой дренажными насосами из оболочки реактора...

4. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Условия технологического процесса производства электроэнергии, режимы работы в энергосистеме и параметры оборудования ГЭС существенно отличаются от других типов электростанций. Эти отличия вызваны использованием ГЭС в энергосистемах в качестве пиковых и полупиковых электростанций с частыми пусками и остановками агрегатов и быстрым изменением их рабочей мощности. ГЭС отличаются значительно бóльшим числом гидротурбин по сравнению с количеством турбогенераторов на КЭС при одинаковой мощности станции. Это объясняется зависимостью предельной мощности гидротурбин от напора. ГЭС строятся обычно вдали от центра потребления электроэнергии и вся выработанная электроэнергия, как правило, выдается в энергосистему. Все это влияет на выбор структурных схем ГЭС.

Выдача электроэнергии от гидротурбин производится, как правило, через трехфазные повышающие трансформаторы. В случае отсутствия в номенклатуре заводов трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при транспортных ограничениях, могут применяться группы из двух трехфазных трансформаторов или группы однофазных трансформаторов (с учетом технико-экономических показателей).

В основном структурные схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Распределительные устройства генераторного напряжения встречаются весьма редко и характерны для ГЭС малой мощности. Электроснабжение местных потребителей осуществляется через РУ среднего напряжения на крупных ГЭС, а на малых и средних – путем отбора мощности от блоков на генераторном напряжении.

4.1. Структурные схемы ГЭС

В структурных схемах ГЭС получили применение одиночные, укрупненные и объединенные блоки. На генераторном напряжении блоков выполняются ответвления для питания собственных нужд.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режима работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжения, стоимости потерь электроэнергии в повышающих трансформаторах, удобства эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

Единичная мощность блока не должна превышать величину резервной мощности в системе. На рис. 58, а, г, д, представлены характерные типы *одиночных блоков*, состоящих из генератора и трансформатора. При наличии на ГЭС двух повышенных напряжений, гидротурбины одиночных блоков

могут быть подсоединены к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов.

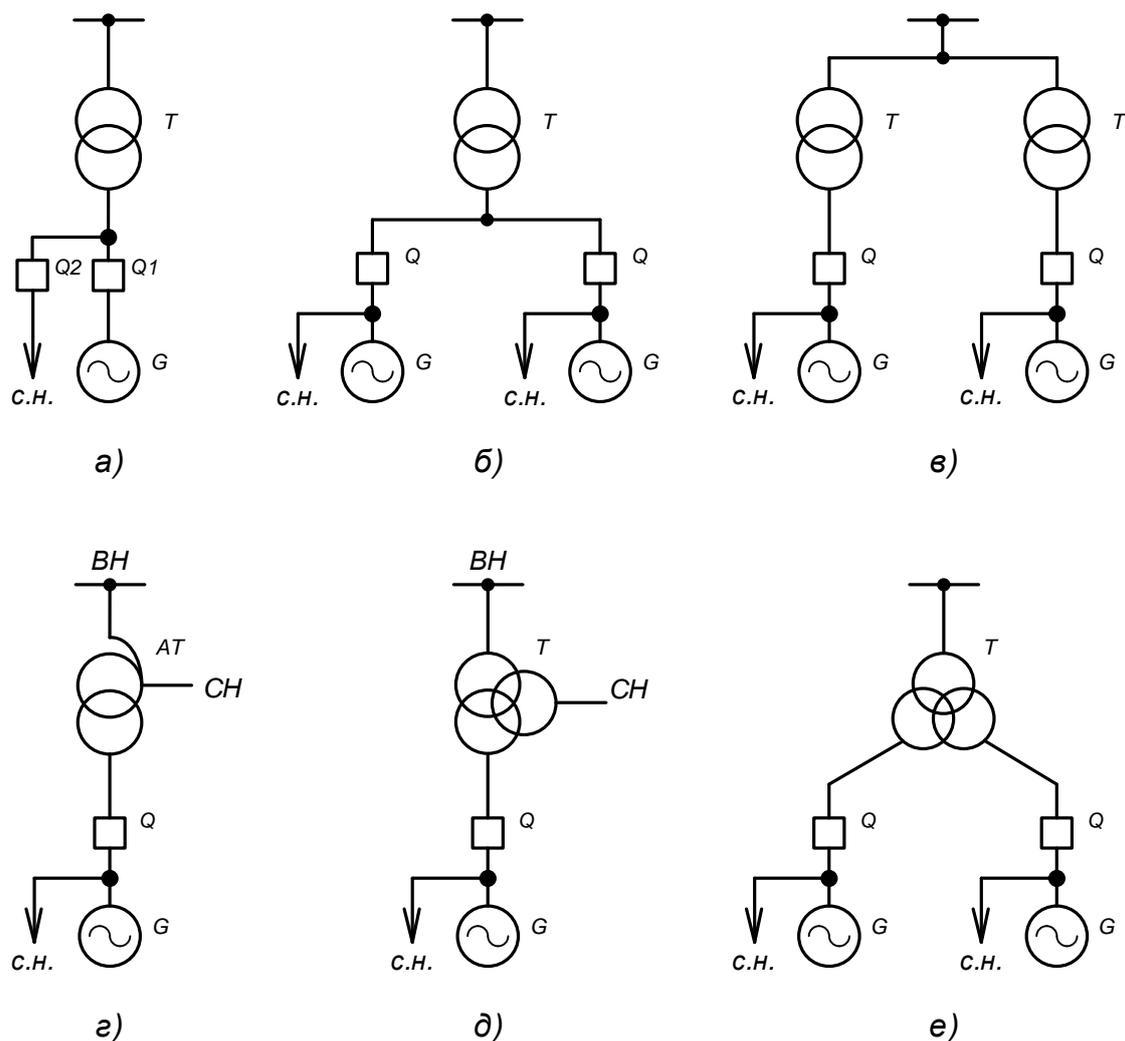


Рис. 58. Электрические схемы блоков ГЭС

Выключатели между генераторами и повышающими трансформаторами устанавливаются:

если при отключении блоков со стороны высшего напряжения изменяется схема подключения других присоединений, остающихся в работе (например, в кольцевых схемах);

на блоках, от которых производится отбор мощности для общестанционных собственных нужд на генераторном напряжении, поскольку независимо от работы гидрогенератора общестанционные собственные нужды всегда должны иметь связь с РУ через повышающий трансформатор (рис. 58, а);

при подключении гидрогенераторов к блочным автотрансформаторам (АТ) или к трехобмоточным трансформаторам связи.

Укрупненные блоки образуются подключением нескольких гидрогенераторов к одному общему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов (рис. 58, б). Эти блоки могут иметь

повышающий трансформатор с расщепленной обмоткой на низшем напряжении (рис. 58, е). Возможность объединения нескольких гидрогенераторов в один блок должна быть проверена по условиям работы в системе. Необходимость установки генераторных выключателей в укрупненном блоке определяется, исходя из условий режима работы, пуска, остановки и синхронизации генераторов.

Объединенный блок включает в себя несколько одиночных или укрупненных блоков, соединенных между собой без выключателей на высшем напряжении блочных трансформаторов (рис. 58, в). Генераторные выключатели устанавливаются в каждом блоке.

4.1.1. Виды структурных схем ГЭС

Вид структурной схемы ГЭС определяется многими факторами: числом ступеней напряжения, категорией потребителей на среднем напряжении, величиной резервной мощности в системе, возможностью выполнения электромагнитной связи между РУ повышенных напряжений, а также уровнем токов КЗ.

Структурные схемы с поперечными связями на генераторном напряжении находят применение на ГЭС малой мощности в тех случаях, когда на генераторном напряжении (ГН) имеется местная нагрузка и токи КЗ не превышают допускаемых значений. Мощность генераторов, подключенных к сборным шинам ГН, может быть как больше, так и меньше мощности нагрузки потребителей на генераторном напряжении, поэтому устанавливаются трансформаторы связи с системой. Через эти трансформаторы избыточная мощность генераторов передается в систему или потребляется недостающая мощность из системы. В качестве трансформаторов связи применяются двухобмоточные трансформаторы или трансформаторы с расщепленной обмоткой на низшем напряжении (рис. 59, а, в). Наибольшая мощность, передаваемая через трансформаторы связи в нормальном режиме, определяет их мощность и количество.

В большинстве случаев электрическую энергию ГЭС выдают в сеть одного или двух повышенных напряжений, поэтому для них характерны схемы соединения генераторов с трансформаторами по схеме блоков. Выбор структурной схемы ГЭС зависит от мощности и количества блоков, а также мощности, потребляемой на среднем напряжении. Если мощность ГЭС выдается на одном повышенном напряжении, то все генераторы соединяются в блоки с двухобмоточными трансформаторами (рис. 59, б). Электроснабжение потребителей местной нагрузки и собственных нужд производится путем отбора мощности на генераторном напряжении. Вопрос об установке генераторных выключателей решается отдельно в каждом случае.

Номинальная мощность трансформаторов $S_{T.ном}$ выбирается по мощности генератора за вычетом местной нагрузки:

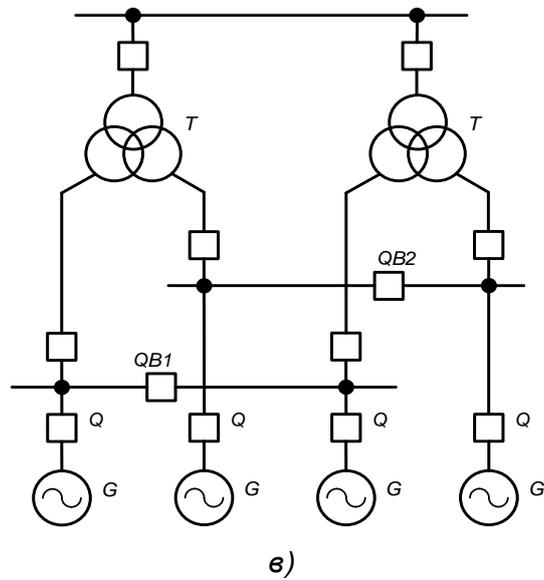
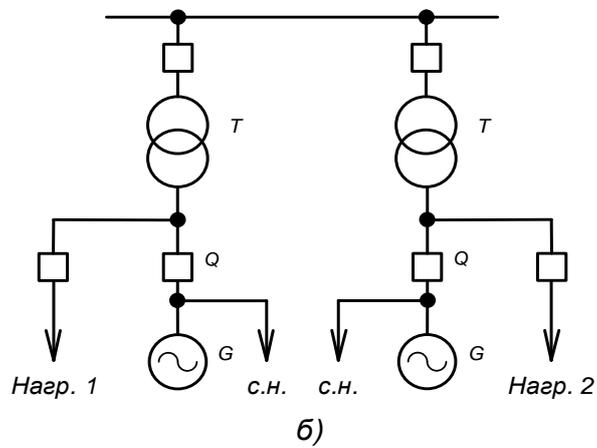
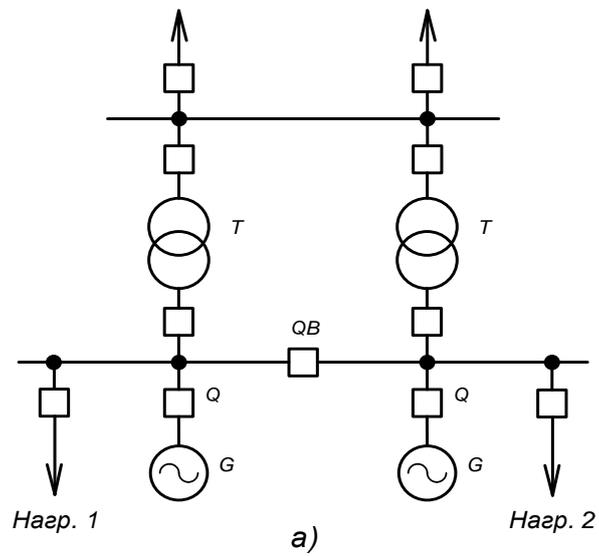


Рис. 59. Структурные схемы ГЭС с одним повышенным напряжением

$$S_{T.ном} = \frac{P_{G.уст} - P_{нагр.min}}{\cos\varphi \cdot K_2},$$

где $P_{G.уст}$ – установленная мощность генератора, МВт;

$P_{нагр.min}$ – минимальная мощность местной нагрузки, МВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора и нагрузки;

K_2 – коэффициент систематической перегрузки, который определяется согласно ГОСТ 14209–85.

Величина мощности собственных нужд при определении мощности трансформаторов не учитывается.

Как правило, мощность ГЭС выдается на двух напряжениях, очень редко – на трех. Обычно на высшем напряжении осуществляется связь станции с системой, на среднем – электроснабжение местного района или связь с системой.

Число блоков, подключенных к среднему напряжению, определяется мощностью нагрузки местных потребителей при условии, что переток мощности через автотрансформатор связи – минимальный.

Мощность блочного трансформатора $S_{T_{БЛ.ном}}$, как двухобмоточного, так и трехобмоточного, определяется по установленной мощности генератора:

$$S_{T_{БЛ.ном}} \geq \frac{P_{G.уст}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

В период наводка генератор должен работать с полной нагрузкой в течение длительного периода. Коэффициент K_2 учитывает систематическую перегрузку трансформатора.

Мощность автотрансформатора связи ($AT_{СВ}$) определяется по наибольшей передаваемой через него мощности $P_{пер.max}$ с учетом систематической перегрузки:

$$S_{AT_{СВ.ном}} \geq \frac{P_{пер.max}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

На рис. 60 показаны варианты структурных схем ГЭС с двумя повышенными напряжениями. Так, на рис. 60, а, представлена схема с одним $AT_{СВ}$. В случае установки двух автотрансформатора связи мощность каждого из них выбирается с учетом аварийной перегрузки при выходе одного из строя:

$$S'_{AT_{СВ.ном}} \geq \frac{P_{пер.max}}{\cos\varphi \cdot K'_2},$$

где K'_2 – коэффициент аварийной перегрузки (определяется согласно ГОСТ 14209–85).

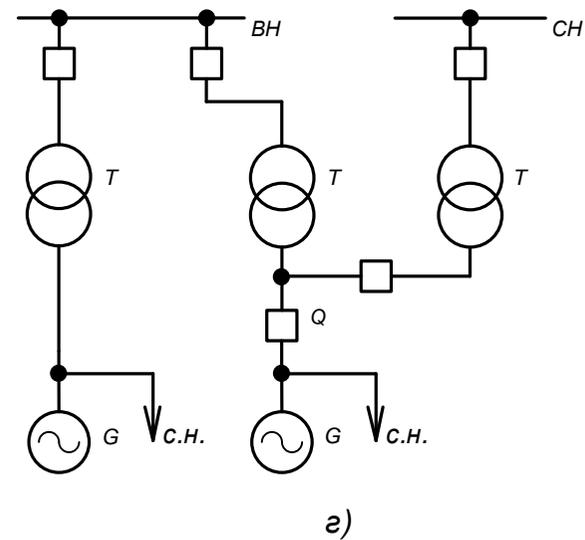
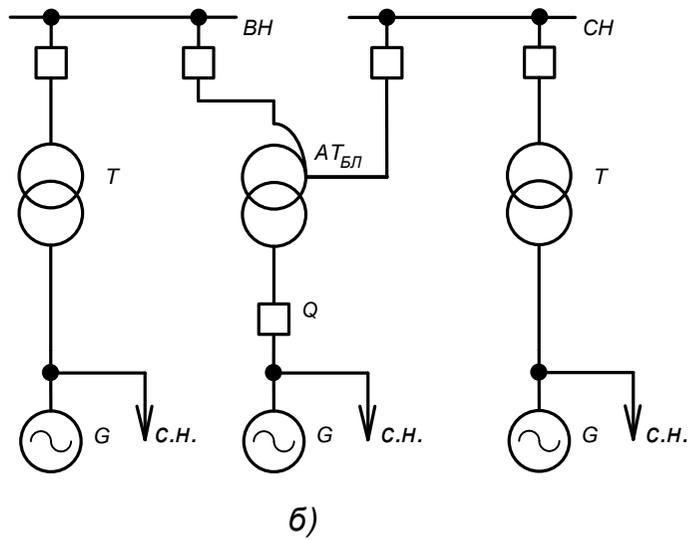
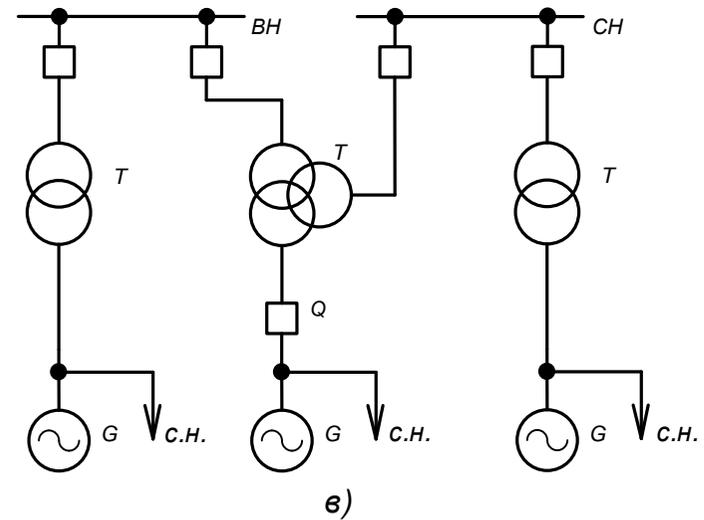
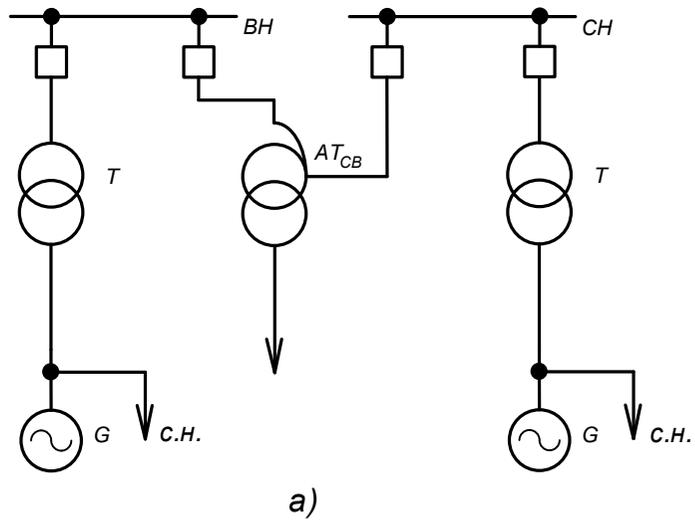


Рис. 60. Структурные схемы ГЭС с двумя повышенными напряжениями

В роли блочного трансформатора может быть применен автотрансформатор ($AT_{БЛ}$), который в то же время осуществляет связь между РУ повышенных напряжений (рис. 60, б). В этом случае количество блоков на среднем напряжении должно превышать по мощности необходимую потребляемую нагрузку. Переток мощности через автотрансформатор со среднего на высшее напряжение дает возможность эффективно использовать его проходную мощность. Кроме того, иногда экономически целесообразно применять эту структурную схему, вследствие уменьшения количества ячеек выключателей на высшем напряжении. Номинальная мощность $AT_{БЛ}$ определяется суммой мощностей генератора $P_{G.уст}$ и перетока $P_{пер.мах}$ между РУ повышенных напряжений:

$$S_{AT_{БЛ}.ном} \geq \frac{P_{G.уст} + P_{пер.мах}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

Коэффициент K_2 учитывает возможность систематической перегрузки $AT_{БЛ}$. Кроме того, номинальная мощность обмотки низшего напряжения $AT_{БЛ}$ $S_{НН.ном}$ должна удовлетворять условию:

$$S_{НН.ном} \geq S_{G.уст}.$$

Номинальная мощность $AT_{БЛ}$ может быть определена по выражению

$$S_{AT_{БЛ}} \geq \frac{S_{мин}}{k_{мин}},$$

где $S_{мин}$ – типовая мощность $AT_{БЛ}$, МВА;

$k_{мин}$ – коэффициент типовой мощности:

$$k_{мин} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}}.$$

Как правило, у $AT_{БЛ}$ мощность $S_{НН.ном}$ превышает значение $S_{мин}$.

Применение трехобмоточных трансформаторов для связи РУ и подключение генераторов к обмотке низшего напряжения (рис. 60, в) рекомендуется для ГЭС с генераторами небольшой мощности при $U_{СН.ном} = 35$ кВ и передаваемой мощности на среднем напряжении не менее 15–20% от мощности трансформатора, но не более мощности одного генератора. Для резервирования может быть установлен второй трехобмоточный трансформатор, исходя из категории потребителей на среднем напряжении и перспективы развития местного района. Если нагрузка на

среднем напряжении (35 кВ и выше) не превышает 15–20% мощности блока, то для связи шин генераторного напряжения блока с РУ среднего напряжения могут применяться двухобмоточные трансформаторы (рис. 60, г).

Использование трехобмоточных трансформаторов или AT_{CB} в этом случае нецелесообразно, так как при указанной нагрузке среднего напряжения имеет место существенное недоиспользование мощностей обмоток среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов и номинальной мощности AT_{CB} . Число двухобмоточных трансформаторов связи определяется с учетом развития сетей, подключенных к РУ среднего напряжения и обеспечения надежного электроснабжения потребителей на этом напряжении.

Номинальная мощность как двухобмоточных, так и трехобмоточных трансформаторов связи $S_{ТС,ном}$ определяется по выражению

$$S_{ТС,ном} \geq \frac{P_{нагр.мах}}{\cos\varphi \cdot K_2},$$

где $P_{нагр.мах}$ – максимальная мощность нагрузки на среднем напряжении, МВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности;

K_2 – коэффициент, учитывающий систематическую перегрузку при одном трансформаторе или аварийную перегрузку при двух трансформаторах.

4.1.2. Технико-экономическое обоснование выбора варианта структурной схемы

Эффективность капиталовложений в ГЭС закладывается на стадии ее проектирования и обеспечивается технико-экономическим обоснованием проектного решения. Принятию проекта предшествует технико-экономическое сопоставление ряда вариантов, отвечающих современному уровню техники. Это положение в полной мере соответствует требованиям к главной схеме ГЭС. При сопоставлении вариантов главных схем ГЭС технико-экономическое обоснование проводится по известной формуле приведенных затрат:

$$З = E_n \cdot K + И + У,$$

где $З$ – приведенные затраты, тыс. руб./год;

K – капитальные затраты, тыс. руб., равные $K = \alpha \cdot K_T$ и учитывающие дополнительные расходы на транспорт и строительно-монтажные работы при $\alpha = 1,3 - 1,4$;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый в энергетике равным 0,12 1/год;

$И$ – годовые издержки производства, тыс.руб./год, складывающиеся из

трех составляющих:

$$I = I_a + I_o + I_{nom};$$

Здесь $I_a = \alpha \cdot K$ – амортизационные отчисления, зависящие от капиталовложений K ;

α – норма амортизационных отчислений (для ГЭС принимается 0,058);

$I_o = b \cdot K$ – издержки на обслуживание (где $b = 0,03$ при $U < 150$ кВ и $b = 0,02$ при $U \geq 220$ кВ);

$I_{nom} = \beta \cdot \Delta W_{nom}$ – издержки, обусловленные потерями энергии, кВт·ч;

β – стоимость одного кВт·ч потерь энергии (принимается в зависимости от района расположения ГЭС и от продолжительности использования максимальной нагрузки и лежит в пределах от 0,6 до 1,8 коп/кВт·ч);

$$\Delta W_{nom} = \sum_{i=1}^n n \cdot P_x \cdot t_i + \sum_{l=1}^n \frac{l}{n} \cdot P_{нагр} \cdot \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_{i\Sigma}}{S_{m.ном}} \right)^2 \cdot t_i,$$

где n – количество трансформаторов;

m – число ступеней графика нагрузки;

P_x и $P_{нагр}$ – потери холостого хода и нагрузочные потери трансформаторов, кВт;

t_i – длительность нагрузки на каждой ступени, ч;

S_i – нагрузка каждой ступени, МВА;

Y – ущерб (представляется как затраты, которые приходится отвлекать для компенсации последствий отказов оборудования главных схем ГЭС, тыс.руб./год):

$$Y = Y_0 \cdot \Delta W_{нед},$$

где Y_0 – удельный ущерб, принимаемый в пределах от 0,15 до 0,6 руб./кВт·ч;

$\Delta W_{нед}$ – условный недоотпуск электроэнергии с шин электростанции из-за ненадежности оборудования.

В развернутом виде приведенные затраты равны

$$Z = (E_n + \alpha + b) \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{nom} + Y_0 \cdot \Delta W_{нед}.$$

В частности для ГЭС:

$$З = (0,12 + 0,058 + 0,02) \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{nom} + Y_0 \cdot \Delta W_{нед}.$$

Для расчета условного недоотпуска электроэнергии с шин электростанции при выборе структурной схемы ГЭС учитываются отказы оборудования, которые приводят к потере генерирующих мощностей, причем надежность самих генераторов и генераторных выключателей не учитывается, так как они идентичны для блоков разных напряжений. Тогда условный недоотпуск электроэнергии вычисляется по выражению

$$\Delta W_{нед} = K_{max} \cdot \Delta P_{ген} \cdot \sum_1^n \omega_i \cdot T_n \cdot P^n,$$

где $\Delta P_{ген}$ – теряемая мощность генераторов или мощность перетока через автотрансформаторы, кВт;

ω_i – частота отказов силовых трансформаторов, системы шин и выключателей РУ высшего и среднего напряжений, 1/год;

T_n – время простоя блока из-за отказов оборудования, ч;

P^n – вероятность нормального режима работы блока;

K_{max} – коэффициент, учитывающий неравномерность графика нагрузки;

n – количество рассматриваемого оборудования.

Коэффициент, учитывающий неравномерность графика нагрузки, может быть определен как вероятность наступления максимума в системе или у потребителя.

Для суточного графика

$$K_{max} = \frac{\sum_1^m T_{max,i}}{24}.$$

Для годового графика

$$K_{max,z} = \frac{\sum_1^m T_{max,i}}{8760}.$$

Поскольку вероятность нормального P^n и ремонтного P^p режимов составляет в сумме единицу, то вероятность нормального режима равна

$$P^n = 1 - P^p.$$

В свою очередь вероятность ремонтного режима зависит от состояния оборудования, в частности гидрогенератора:

$$P^P = P_2^P + P_2^6,$$

где $P_2^P = \mu \cdot T_p$ – вероятность планового ремонта генератора;

μ – частота плановых ремонтов, 1/год;

T_p – продолжительность плановых ремонтов, год;

$P_2^6 = \omega \cdot T_6$ – вероятность восстановительного ремонта генератора в случае отказа;

ω – частота отказов генератора, 1/год;

T_6 – время восстановления, год.

За оптимальный принимается вариант структурной схемы, имеющий минимум приведенных затрат – Z_{min} ; варианты считаются равнозначными, если разница величин Z не превышает 5%.

4.1.3. Схемы распределительных устройств ГЭС

Распределительные устройства (РУ) повышенных напряжений ГЭС выполняются обычно открытыми (ОРУ); в последнее время находят применение элегазовые закрытые распределительные устройства напряжением до 500 кВ включительно.

РУ предназначены для распределения выработанной электроэнергии и выдачи мощности в систему или непосредственно потребителям и характеризуются номинальным напряжением и мощностью присоединенных генераторов и трансформаторов связи, мощностью, выдаваемой в систему или местным потребителям, числом присоединенных линий, режимом работы и перспективой развития. Основными элементами распределительных устройств являются:

сборные шины и ошиновка для связи с отдельным оборудованием РУ и присоединениями;

коммутационные аппараты (выключатели и разъединители);

ограничители перенапряжения и разрядники;

трансформаторы тока и напряжения;

устройства защиты от прямых ударов молнии;

заземляющее устройство.

Электрическая схема РУ отображает связи между отдельными элементами, выполненными в натуре. Основными критериями при выборе конкретной схемы распределительного устройства являются: удобство эксплуатации и безопасность, экономичность и надежность.

Удобство эксплуатации и безопасность заключается в простоте и наглядности РУ, идентичности присоединения и однообразии оборудования, в возможности эксплуатации и ремонта электрического оборудования без нарушения режима ГЭС, а также в минимальном количестве переключений с помощью разъединителей.

Экономичность определяется минимальными затратами на сооружение и эксплуатацию РУ с учётом требований экологии.

Требования к надежности схем распределительных устройств заключается в том, чтобы при отказах оборудования в минимальные сроки восстановить нормальный режим работы ГЭС путём автоматических или оперативных переключений, восстановлением отказавшего оборудования или ввода в работу оборудования после ремонта. Нормами технологического проектирования ГЭС к схемам РУ предъявляются следующие требования по надёжности:

отказ любого выключателя (в том числе при ремонте любого другого выключателя) не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью большей мощности аварийного резерва в системе, а также к отключению линий электропередач (двух и более), потеря которых может вызвать нарушение устойчивости энергосистемы;

при подключении к РУ нескольких параллельных транзитных линий электропередачи отказ любого выключателя схемы не должно приводить к одновременному отключению двух линий транзита одного направления;

отключение линии электропередачи должно производиться не более чем двумя выключателями;

отключение гидроэлектрического блока должно производиться не более чем двумя выключателями РУ повышенных напряжений;

отключение автотрансформаторов и трансформаторов связи РУ разных напряжений должно производиться не более чем четырьмя выключателями РУ одного напряжения и не более чем шестью выключателями РУ двух повышенных напряжений.

Анализ схем РУ с точки зрения надежности обычно проводится с помощью расчетов вероятности отказов оборудования с последующим определением условного недоотпуска электроэнергии с шин электростанции. Однако на первой стадии рекомендуется проводить качественный анализ схем РУ, заключающийся в том, что рассматриваются отказы элементов схем: присоединений, сборных шин или секций, выключателей в нормальном и ремонтном режимах схемы. Анализируются последствия отказов при КЗ на данных элементах. Последствиями могут быть: отключение блока или линий, нарушение транзита, отключение автотрансформатора связи. За ремонтный режим принимается ремонт одного из выключателей или системы шин. Наиболее надежной схемой можно считать ту, у которой при КЗ на элементах будут минимальные последствия. Качественный анализ в дальнейшем будет способствовать наиболее полной характеристике различных схем РУ.

Электрические схемы РУ подразделяются на три группы.

1 группа. Каждое присоединение (линия, блок) подключается через один выключатель ($n_{np} \cong n_{\epsilon}$). Схемы этой группы получили название *схемы радиального типа* или *схемы однократного присоединения*.

2 группа. Каждое присоединение подключается и защищается двумя –

четырьмя выключателями ($n_{np} \leq n_g$). Это *схемы кольцевого типа* или *схемы с многократным присоединением*.

3 группа. *Схемы упрощенного типа*, у которых количество присоединений больше, чем количество выключателей ($n_{np} \geq n_g$). К этой группе относятся так же схемы с отделителями и короткозамыкателями, у которых выключателей может не быть.

Схемы радиального типа

Классифицируются по способу выполнения сборных шин:

с одной секционированной системой сборных шин (*СШС*) или несекционированной системой шин (*СШН*);

с одной системой сборных шин и обходной системой шин (*РСШ, ОСШ*);

с двумя системами сборных шин (*1СШ, 2СШ*);

с двумя системами сборных шин и обходной (*1СШ, 2СШ, ОСШ*).

Схема РУ с одной *СШН* представлена на рис. 61, а. В схеме каждое присоединение коммутируется одним выключателем, вывод в ремонт выключателя или разъединителя требует отключения присоединения. Короткое замыкание на одном из выключателей или системе шин приводит к потере всего РУ. Схема имеет простую конфигурацию, небольшую стоимость, малую вероятность ошибочных операций с разъединителями. Основным недостатком схемы является ее низкая надежность. Схема пригодна для электроснабжения неотчетственных потребителей.

Повышение надежности схемы и расширение области ее применения достигается секционированием сборных шин по количеству блоков ГЭС (*СШС* – рис. 61, б). Однако отрицательным свойством схемы является отключение всего РУ в случае КЗ в секционном выключателе. Это сужает область ее применения (до 35 кВ).

Схема с обходной системой шин, представленная на рис. 61, в, дает возможность производить ремонт выключателей присоединений, оставляя сами присоединения в работе. Это очень важно для бесперебойного электроснабжения потребителей. В подобных схемах количество выключателей превышает число присоединений, поэтому для них требуются большие капиталовложения.

Эти схемы применяются на ГЭС, имеющих не более шести присоединений при напряжении 110 и 220 кВ. При выводе в ремонт, например, блочного выключателя (*Q1*) предусмотрен следующий порядок оперативных переключений в схеме на рис. 61, в:

в цепи обходного выключателя (*OB*) включаются разъединители. Включением *OB* подается напряжение на *ОСШ*, тем самым проверяется ее исправность;

после проверки исправности *ОСШ* обходной выключатель отключается; включается разъединитель блочного выключателя в сторону *ОСШ*;

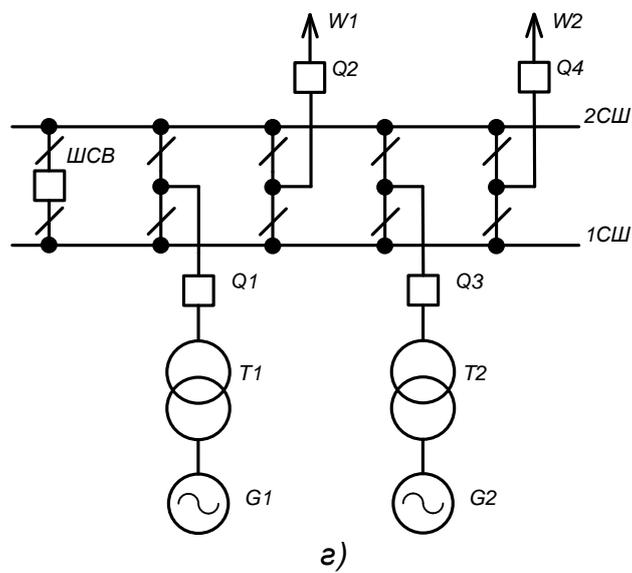
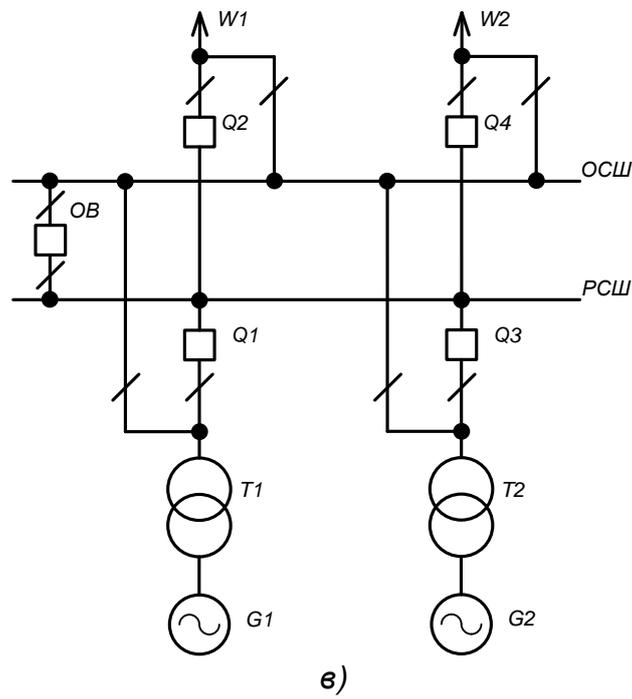
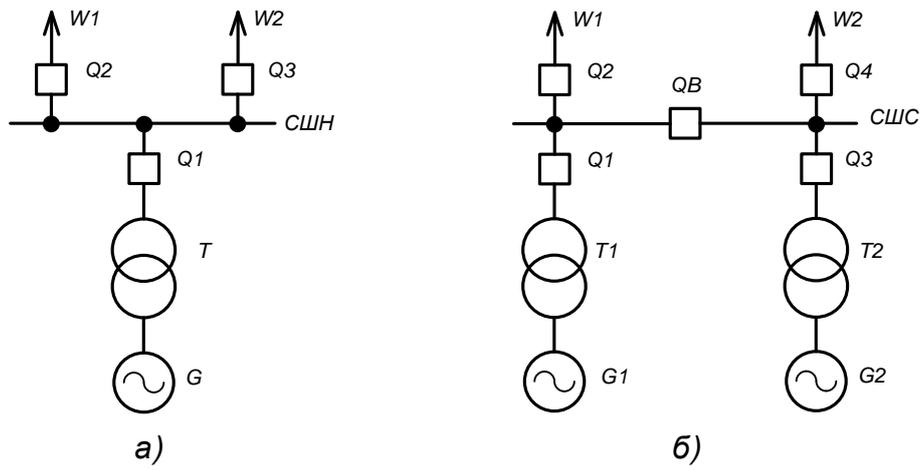


Рис. 61 (начало). Схемы распределительных устройств радиального типа

- включается *OB*;
- отключается выключатель *Q1*;
- отключаются разъединители выключателя *Q1*;
- включаются заземляющие ножи разъединителей в сторону выключателя.

Выключатель *Q1* выведен в ремонт без отключения блока.

Схема с двумя системами сборных шин без обходной (*1СШ*, *2СШ* – рис. Г4, г) в прошлом была широко распространена, причём одна из систем шин находилась в работе, другая – в резерве и использовалась в ремонтных целях. В случае необходимости ремонта рабочей *СШ* все присоединения переводятся на резервную *СШ*. Порядок переключений **при включенном шиносоединительном выключателе ШСВ** должен быть таким, чтобы не допустить разрыва цепи разъединителями под нагрузкой. Для этого сначала включаются разъединители на резервную *СШ*, а затем отключаются разъединители *СШ*, выводимой в ремонт. После проведения операции с разъединителями *ШСВ* отключается и производится заземление *СШ*, выведенной в ремонт.

Учитывая высокую стоимость и серьезные недостатки, связанные, например, с ошибками персонала при оперативных переключениях, в настоящее время эта схема не рекомендуется для применения при напряжениях выше 6–10 кВ.

Схема РУ с двумя системами шин и обходной системой шин (*1СШ*, *2СШ*, *ОСШ* – рис. 61, д) лишена недостатков предыдущей схемы, но при наличии большого количества разъединителей снижается ее надежность при оперативных переключениях. Схема *1СШ*, *2СШ*, *ОСШ* требует больших капитальных затрат и применяется на напряжение 110, 220 кВ при наличии более шести присоединений.

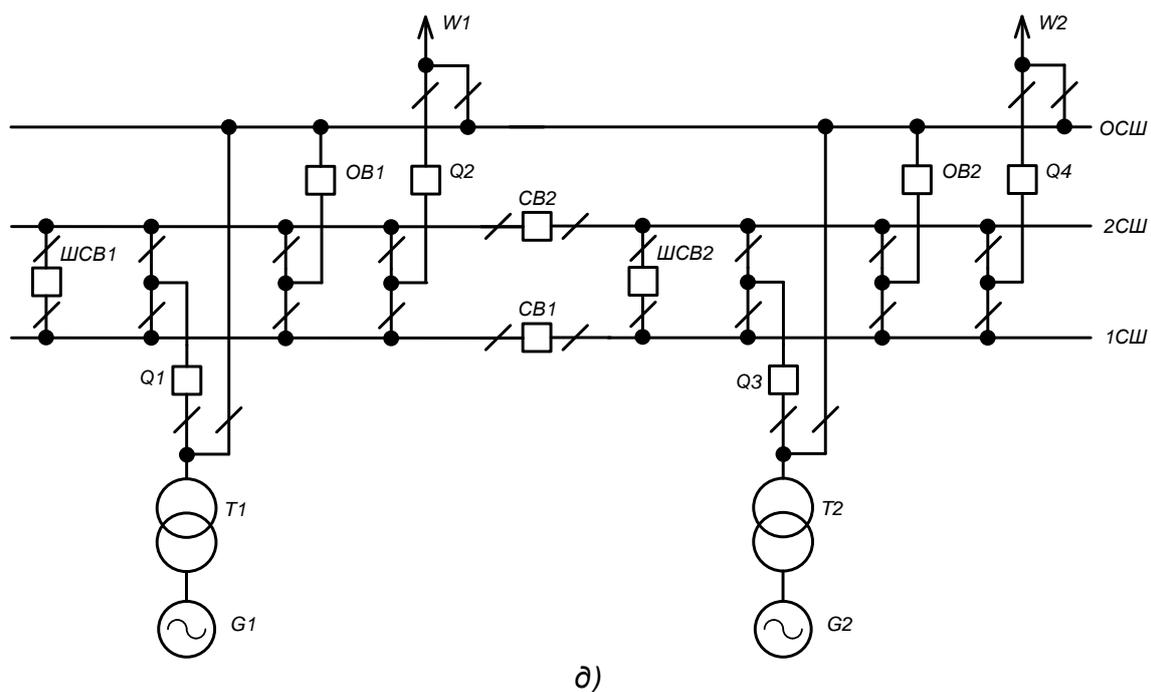


Рис. 61 (окончание). Схемы распределительных устройств радиального типа

Представленная на рис. 61, д, схема имеет выключатели на каждом присоединении; кроме того – по два обходных и шиносоединительных выключателя. Число шиносоединительных выключателей определяется количеством секций *СШ*. Секционирование рекомендуется при наличии более 12 присоединений.

В некоторых вариантах схем возможно совмещение секционного с обходным выключателем (рис. 62, а) или применение одного *ОВ* на две секции шин (рис. 62, б, в). Иногда применяются два секционных выключателя при подключении автотрансформатора связи или блока к обеим секциям шин (рис. 62, в).

В некоторых модификациях этой схемы отказываются от *ШСВ*, совмещая их с обходными выключателями (рис. 62, г). При ремонте выключателей присоединений обе *СШ* работают отдельно, что снижает гибкость схемы.

В схемах с обходной *СШ*, как правило, присоединение к *ОСШ* предусматривают только для линий. На крупных ГЭС при мощных блоках и работе ГЭС в базисном режиме предусматривают обходные разъединители и для ремонта выключателей блоков.

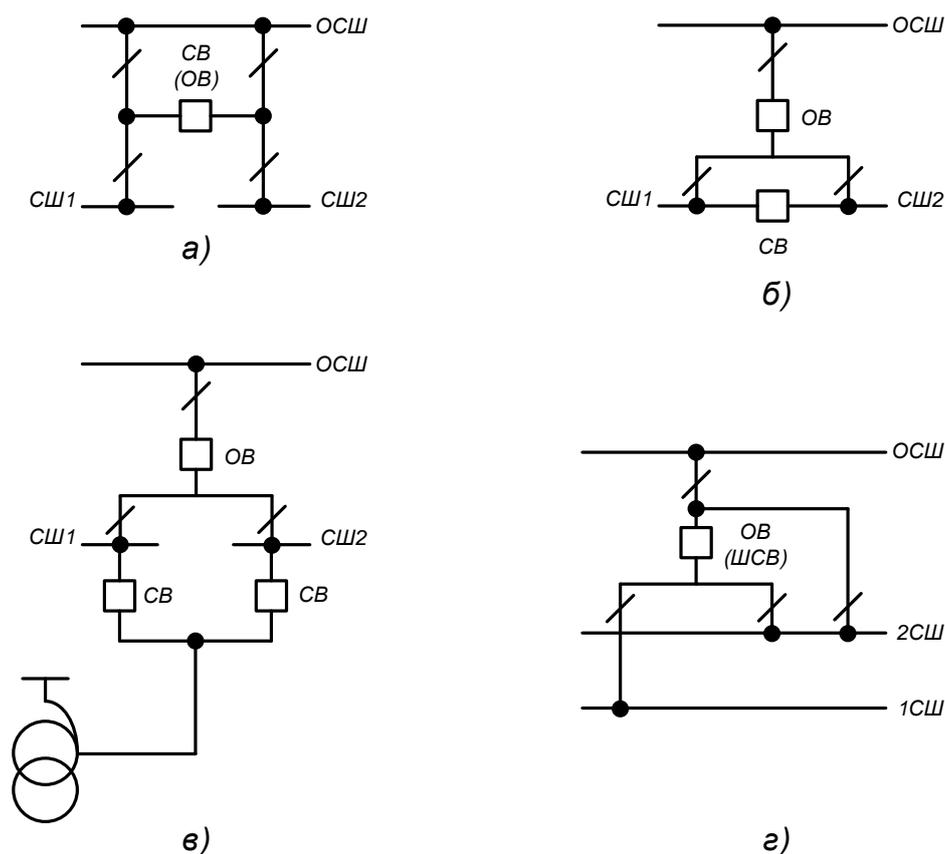


Рис. 62. Варианты совмещения функции выключателей (обходных и секционных)

Кольцевые схемы распределительных устройств ГЭС

Эти схемы позволяют осуществлять транзит мощности через РУ при аварии или отказе какого-либо участка схемы, обеспечивают при необходимости расширение РУ.

К кольцевым схемам РУ относятся:

схемы многоугольников;

схемы с двумя системами сборных шин и двумя выключателями на каждое присоединение;

три выключателя на два присоединения («полоторная схема» или «схема 3/2»);

схема с четырьмя выключателями на три присоединения («схема 4/3»);

модификации кольцевых схем: связанные многоугольники, комбинированные схемы, подключение «трансформатор – шины» (например, в схемах 3/2, 4/3).

Схемы многоугольников представлены на рис. 63 (*а* – треугольник; *б* – четырехугольник; *в* – пятиугольник; *г* – шестиугольник; *д* – восьмиугольник). Эти схемы применяются, согласно норм технологического проектирования, на напряжении 220–500 кВ. Каждую из этих схем РУ можно представить как секционированную систему шин; количество секций соответствует числу присоединений (рис. 63, *е*), но крайние секции имеют связь и тем самым образуются кольцо.

Каждое присоединение в кольцевых схемах подключается через два выключателя. Это обеспечивает ремонт выключателей без отключения присоединения. Разъединители в производстве переключений не участвуют, поэтому ошибочные операции исключаются.

Кольцевые схемы обладают высокой степенью автоматизации. Каждый участок схемы надежно защищается релейной защитой смежного элемента. Повреждение на любом участке схемы приводит к отключению только этого участка и присоединенного к нему элемента.

В масляных баковых выключателях напряжением 35, 110, 220 кВ, у которых трансформаторы тока (*ТА*) встроены в каждом вводе, релейная защита строится с использованием этих *ТА*. В воздушных выключателях встроенных трансформаторов тока нет, и их устанавливают в РУ только с одной стороны выключателя. В случае КЗ на присоединении релейная защита действует на отключение двух выключателей. Схема кольца восстанавливается отключением линейного разъединителя *QS* присоединения и включением отключившихся от защит выключателей (рис. 63, *е*).

Если КЗ произойдет в самом выключателе, то отключаются два расположенных рядом по схеме выключателя; при этом теряется два присоединения.

Наиболее опасным для схем многоугольников является отказ выключателя при КЗ на смежном элементе (линии или блоке). В этом случае вероятна потеря соседнего присоединения.

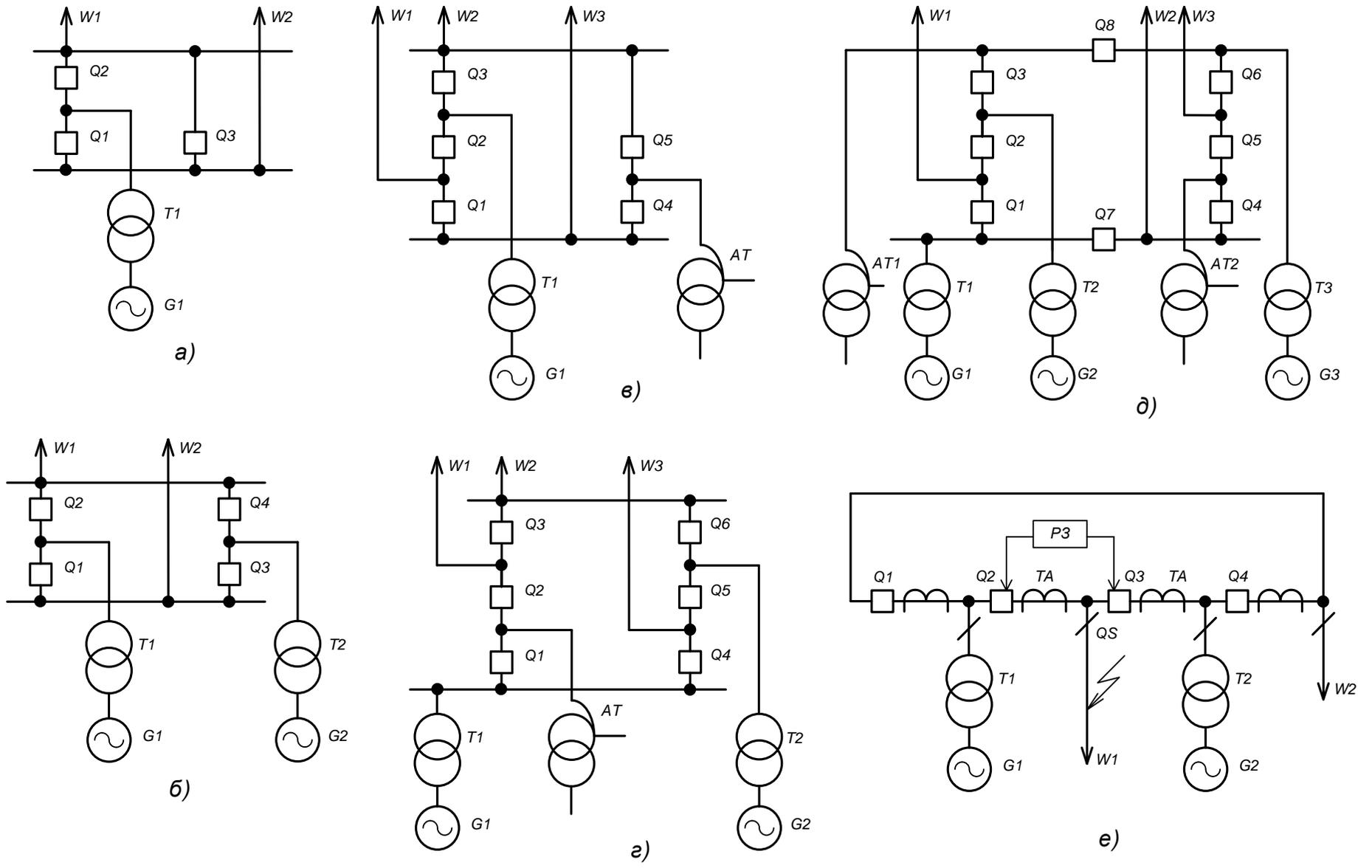


Рис. 63. Схемы многоугольников

В ремонтном режиме, как правило, надежность кольцевых схем снижается. Кольцо превращается в простую секционированную схему и возможны случаи полного отключения РУ при КЗ на одном из действующих выключателей (схемы треугольника и четырехугольника).

Схема с двумя системами сборных шин и двумя выключателями на присоединение отличаются от схем многоугольника тем, что в РУ имеются две системы шин, при таком же количестве выключателей на каждое присоединение (рис.64, а).

Надежность схемы достигается большими капитальными затратами. Качественный анализ схемы показывает, что в нормальном режиме, когда все присоединения в работе и все выключатели включены, эта схема обладает всеми преимуществами кольцевых схем.

В ремонтном режиме, когда выводится в ремонт один из выключателей или одна из систем шин, возможны случаи потери двух присоединений, иногда и полного погашения РУ. Во избежания полного погашения РУ системы шин секционируют.

Схема «3/2» экономичнее, так как на каждое присоединение приходится меньше двух выключателей. Применяется в РУ напряжением 330 – 750 кВ (рис.64, б). Рассматривая последовательно случаи возникновения отказов на присоединениях, шинах и выключателях в нормальном и ремонтных режимах схемы, можно прийти к выводу, что она обладает всеми свойствами кольцевых схем; кроме этого, случаи полного отключения РУ практически невозможны.

Повышение надежности схем достигается путем секционирования систем шин при наличии поперечных цепей больше трех. Распределение блоков ГЭС выполняется таким образом, чтобы между ними была связь, содержащая не меньше трех выключателей, поскольку одновременный отказ трех выключателей – случай маловероятный.

Схема «4/3» должна содержать не менее трех поперечных цепей, подключенных к двум системам шин. При наличии большего количества цепей системы шин секционируются (рис 64, в). В данных схемах количество отходящих линий может превышать число блоков ГЭС. Чередование отходящих линий и блоков производится таким образом, чтобы между двумя блоками было не меньше трех выключателей; тем самым исключается случай потери двух генераторов. Схемы «4/3» применяются при напряжении 330 – 750 кВ.

К недостаткам этих схем, как и для всех кольцевых схем, можно отнести следующее:

отключение отказавших присоединений производится двумя выключателями, следовательно, увеличивается вероятность отказа выключателей и количество их ремонтов;

наложение ремонта одного из элементов схемы на отказ другого приводит к тяжелым последствиям.

Разновидностью кольцевых схем являются *модифицированные* схемы, которые являются объединениями известных простых кольцевых схем.

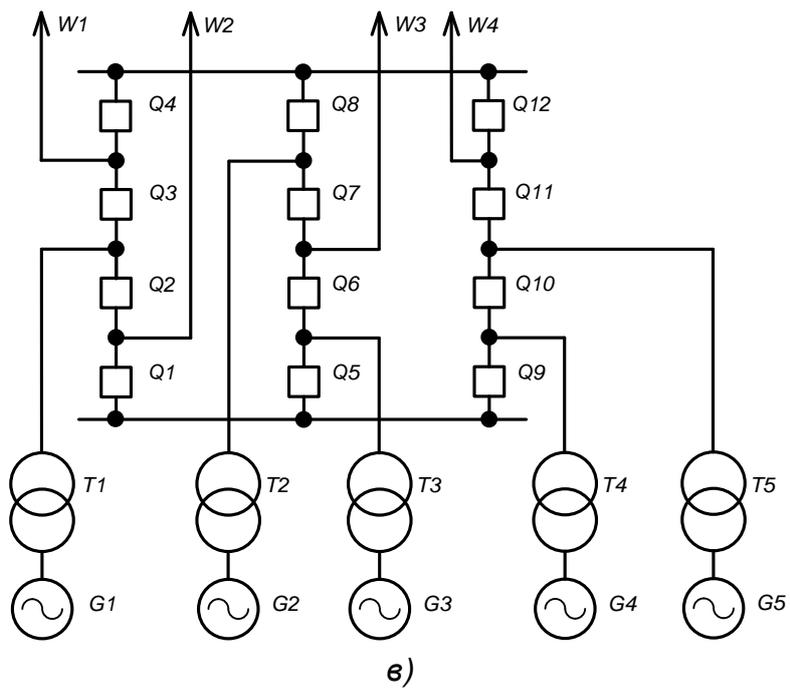
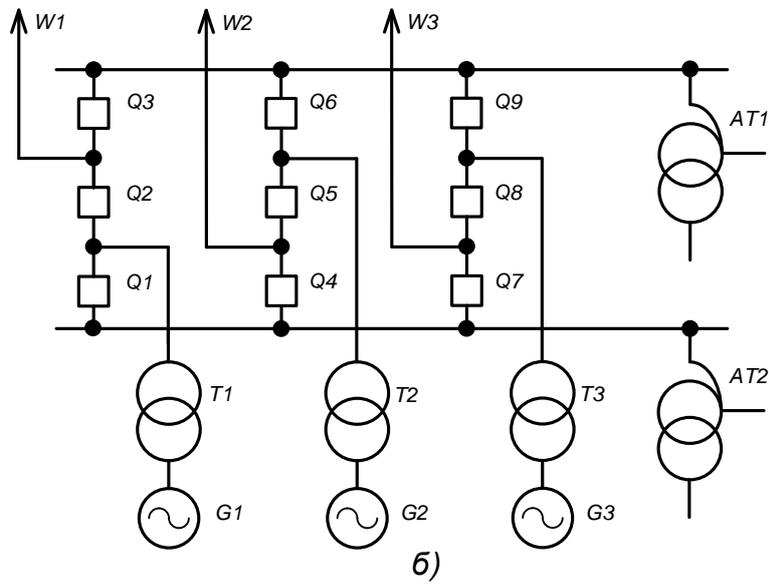
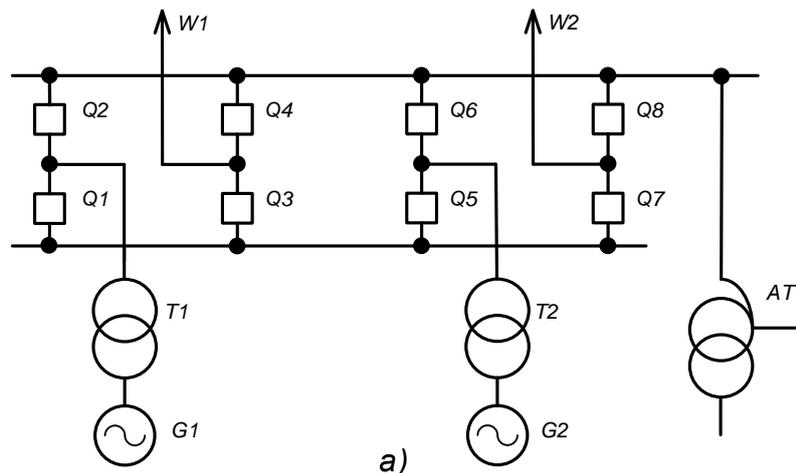


Рис. 64. Схемы РУ кольцевого типа с дробным числом выключателей на присоединение

Модификация схем имеет смысл, если число присоединений больше шести, и если в результате объединения простых схем появляется возможность экономии капитальных затрат без снижения надежности схем РУ. К ним относятся: два связанных треугольника, четырехугольника, шестиугольника или пятиугольника (рис. 65, а, б, в); схемы с присоединением трансформаторов или автотрансформаторов к системам шин (рис. 65, в); комбинации схем «3/2» и «два выключателя на присоединение» и т.п. – рис. 65, г, д.

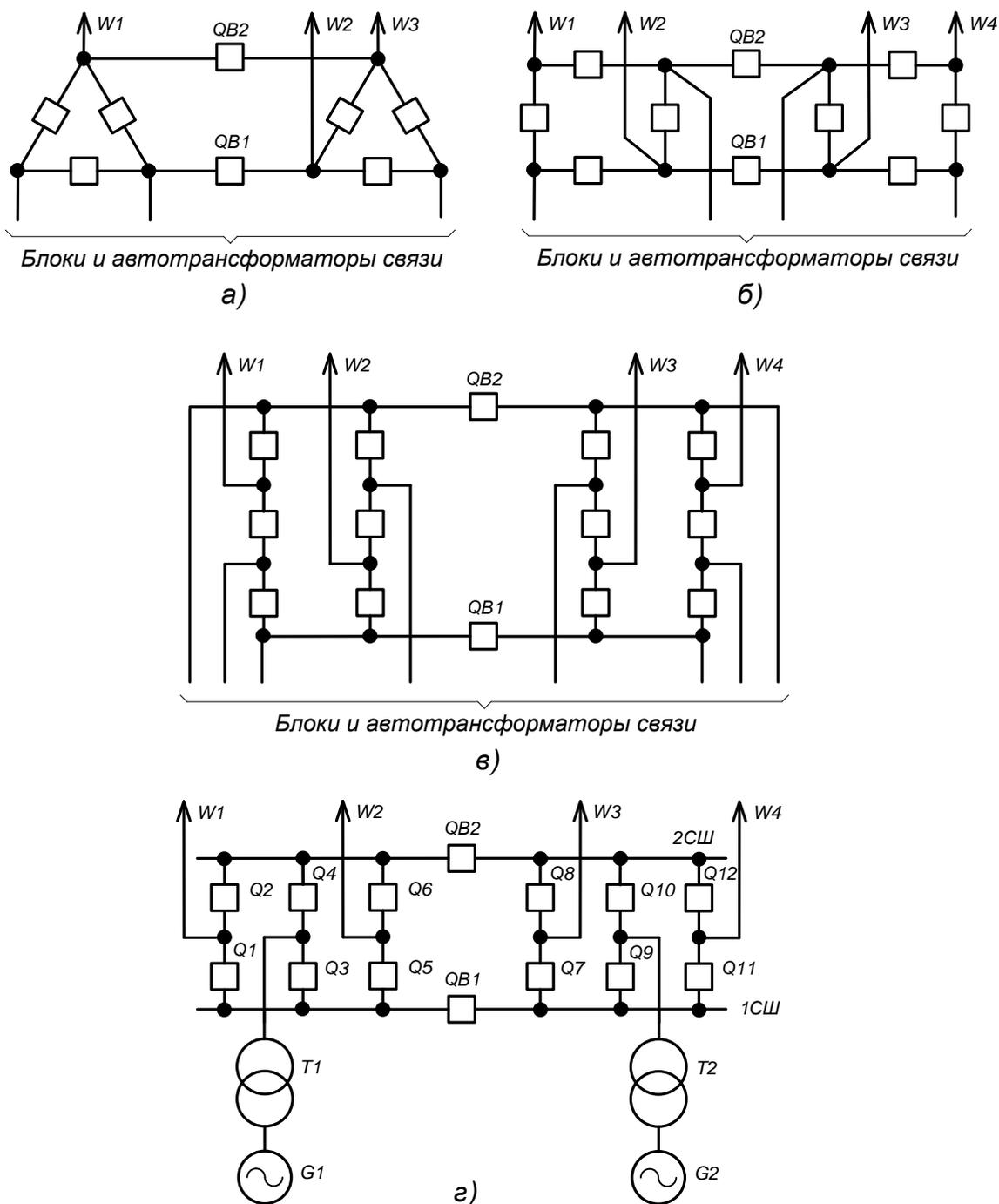


Рис. 65 (начало). Модифицированные схемы РУ

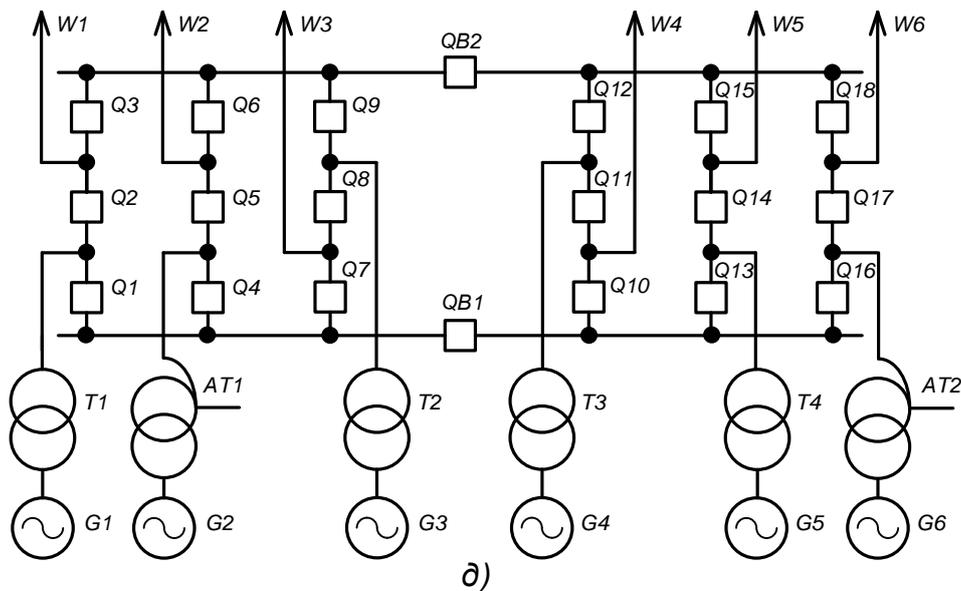


Рис. 65 (окончание). Модифицированные схемы РУ

Во всех модифицированных схемах должны соблюдаться требования норм технологического проектирования ГЭС в части выполнения коммутации присоединений. Присоединения блоков ГЭС к системам шин РУ без выключателей допускается при наличии выключателей генераторного напряжения.

Упрощенные схемы распределительных устройств ГЭС

Упрощенные схемы применяются в целях экономии капитальных затрат на сооружение РУ; выбору схемы всегда предшествует технико-экономическое обоснование степени упрощения схемы с учетом надежности.

К упрощенным схемам относятся:

одиночные и сдвоенные мостики;

схема генератор – трансформатор – линия (ГТЛ);

схема ГТЛ с уравнивающей системой шин;

схема ГТЛ с уравнильно-обходным многоугольником (УОМ);

схема РУ без выключателей, с применением отделителей (*QR*) и короткозамыкателей (*QN*).

Исходной для построения упрощенных схем РУ является схема блока, в которую включены: генератор, трансформатор и линия. Установка выключателя на высшей стороне блока не обязательна, в этом случае отключение генератора осуществляется генераторным выключателем, а всего блока – выключателем, установленным с противоположной стороны линии (в системе).

При наличии на ГЭС двух или трех блоков они могут быть связаны в схему мостика (рис. 66, а, б). Схема одиночного мостика применяется при выдаче мощности от двух блоков ГЭС по двум параллельным линиям и

базисной нагрузке ГЭС. Иногда между линиями устанавливается дополнительная перемычка с разъединителями, которая вводится в работу при ремонте секционного выключателя. Решение об установке выключателей и месте их в схеме мостика принимается, исходя из условий режима работы ГЭС, ее мощности и требований системы. Данные схемы находят применение на напряжении 110–220 кВ.

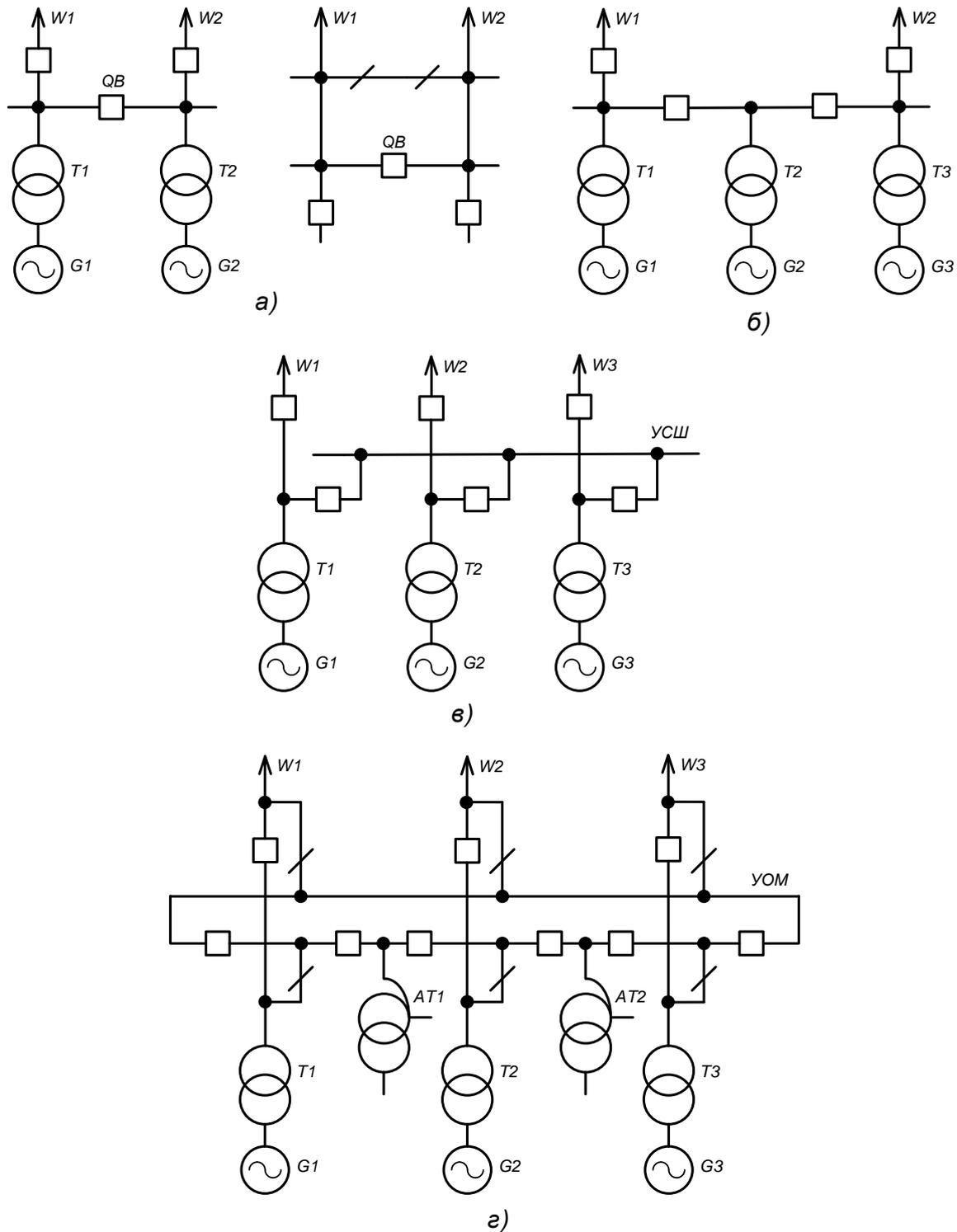


Рис. 66 (начало). Упрощенные схемы РУ

Недостатки этих схем:

при КЗ в секционном выключателе одиночного мостика возможны случаи полного погашения РУ;

возможно электрическое разделение ГЭС при повреждении на среднем присоединении схемы на рис. 66, б (линии или блоке);

ремонт линейного выключателя требует отключения присоединения, а ремонт секционного выключателя приводит к разрыву транзита мощности.

Применение блочной схемы ГЭС (ГТЛ) оправдано, когда данная ГЭС выдает мощность крупному энергоемкому потребителю, расположенному в ближайшем районе. Обычно схема ГТЛ применяется при напряжении 220–500 кВ, поскольку экономия растет с ростом напряжения. Схемы отличаются автономностью работы блока, исключая нарушения в смежных присоединениях при отказах в цепи блока. Суммарная мощность генераторов в блочной схеме должна соответствовать максимальной пропускной способности линий.

Схема ГТЛ может выполняться с уравнивающей системой шин, по которой возможны перетоки мощности между линиями и распределение нагрузки генераторов (рис. 66, в). Основной недостаток схемы заключается в том, что при ремонте одного из выключателей нарушается связь между блоками или требуется отключение линии или блока. Этот недостаток устраняется введением в схему ГТЛ уравнительно-обходного многоугольника (УОМ) (рис. 66, г). Схема позволяет кроме блоков подсоединить дополнительно линии или автотрансформатор связи, т.е. неблочные присоединения. Допускает ремонт выключателей без отключения присоединений, расширение при развитии РУ ГЭС и экономически конкурентноспособна с другими вариантами кольцевых схем.

Упрощенные схемы РУ ГЭС с QR и QN применялись для малых ГЭС, не имеющих большого значения для системы. QR и QN позволяют проводить полную автоматизацию малых ГЭС, исключив сложные коммутационные узлы. Эти аппараты выпускаются промышленностью на напряжение до 220 кВ. Они не имеют дугогасительных устройств и не способны отключать токи нагрузки и токи коротких замыканий. Назначение QN – создать токи короткого замыкания, достаточные для срабатывания устройств релейной защиты на противоположной стороне линии (т.е. на определенном расстоянии от ГЭС); в результате будут отключены выключатели $Q1$ и $Q2$ – рис. 66, д. QR отключает поврежденное присоединение от системы только в бестоковую паузу. Подпитка созданной короткозамыкателем точки КЗ от генератора прекращается благодаря работе устройств автоматического гашения поля машины (АГП). На рис. 66, д, е, представлена схема с QN и QR для одного и двух генераторов. Возможно применение QN и QR в схемах ГТЛ (рис. Г9, ж) и других схемах в комбинации с выключателями. Необходимо заметить, что в настоящее время применение ячеек «отделитель-короткозамыкатель» не рекомендуется. В пособии эти схемы упомянуты только потому, что в некоторых энергосистемах они еще существуют.

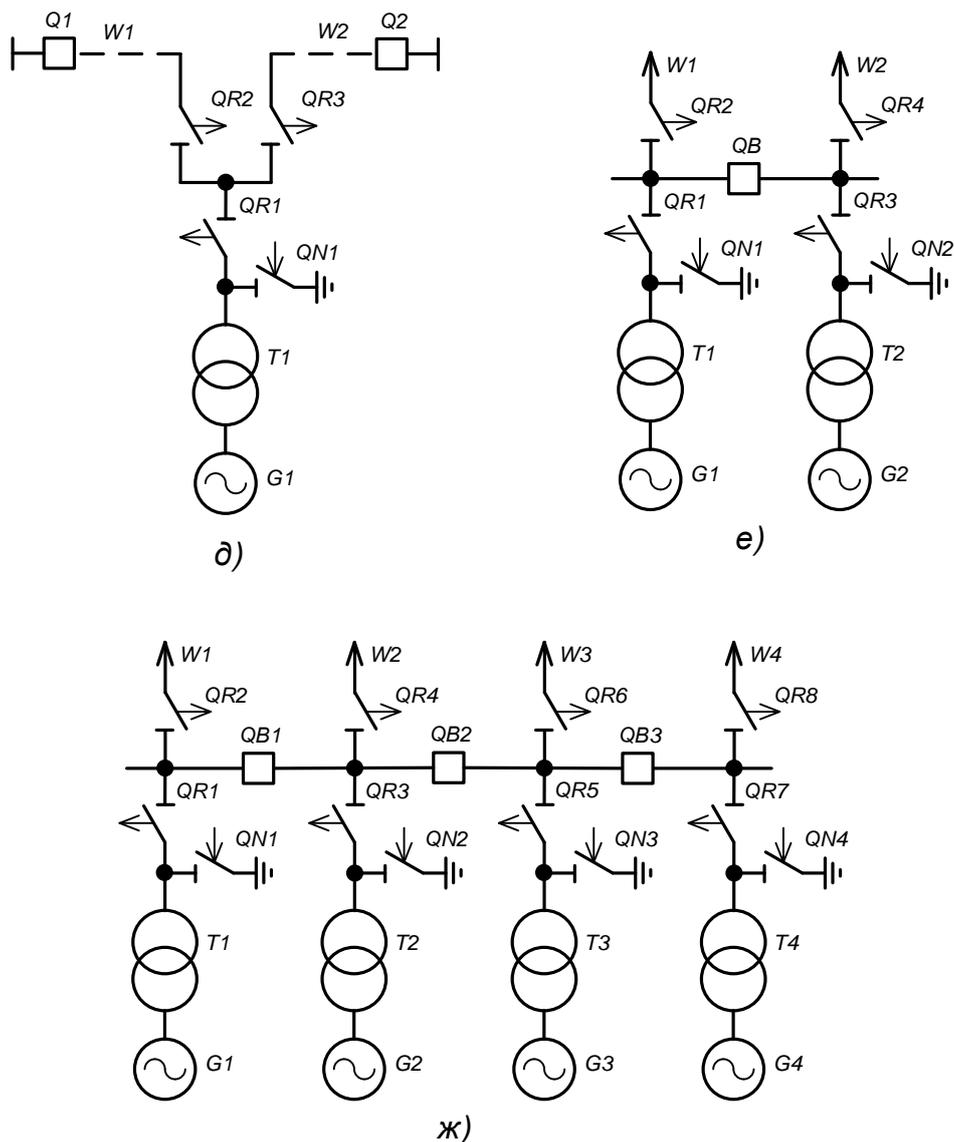


Рис. 66 (окончание). Упрощенные схемы РУ с ячейками «короткозамыкатель-отделитель»

4.2. Электроснабжение собственных нужд ГЭС

Постановлением Госкомстата России № 161 от 29 сентября 1992 г. утверждена следующая номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды гидроэлектростанций:

1. Гидротехнические сооружения:

электродвигатели механизмов, обслуживающих плотину, водосбросы, промывные устройства, водозабор ГЭС, водовыпуски и пр.;

освещение и отопление помещений сооружений ГЭС и деривации, обогрев пазов затворов.

2. Напорный бассейн (или аванкамера):

электродвигатели механизмов, обслуживающих напорный бассейн (аванкамеры), промывных устройств;

электродвигатели механизмов, обслуживающих решетки и пазы затворов напорного фронта;

освещение напорного бассейна и отопление помещений, относящихся к сооружениям напорного бассейна (аванкамеры);

обогрев решеток и затворов напорного фронта.

3. Здание ГЭС:

электродвигатели, действующие в системе регулирования, в системе технического водоснабжения гидроагрегатов, в системе откачки воды из проточного тракта гидроагрегатов и дренажных вод здания ГЭС;

электродвигатели масляного и пневматического хозяйства ГЭС, системы пожаротушения генераторов и здания ГЭС;

электродвигатели механизмов на открытие-закрытие затворов напорных трубопроводов и подъемных механизмов (кранов, лифтов, лебедок и пр.);

электросварка, электроинструменты, электродвигатели механизмов и станков мастерских по ремонту гидромеханического и электротехнического оборудования;

освещение, отопление и вентиляция всех без исключения помещений здания ГЭС, а также помещений распределительного устройства и освещение его территории.

На первый взгляд, перечень достаточно внушительный. Но на ГЭС, в отличие от ТЭС и АЭС, отсутствуют процесс приготовления энергоносителя (пара), и работа с ним после турбины. Поэтому расход электроэнергии на с.н. ГЭС значительно ниже, он составляет, 0,2–2% установленной мощности (см. табл. 1).

Наименьший процент потребления электроэнергии относится к мощным ГЭС, наибольший – к небольшим по мощности ГЭС, в том числе деривационным.

В качестве электропривода механизмов с.н. ГЭС чаще всего используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Удельное содержание электроприемников, не допускающих перерыва питания, на ГЭС значительно меньше, чем на ТЭС и АЭС. Но в связи с тем, что имеет место большой диапазон мощностей, разнохарактерный режим работы отдельных электроприемников и отсутствие пропорциональной зависимости между потреблением электроприемников с.н. и энергией, вырабатываемой на ГЭС, определение расчетной мощности, потребляемой с.н. ГЭС, представляет известные трудности.

4.2.1. Электроприемники собственных нужд

Как и для других типов электрических станций, для ГЭС агрегаты собственных нужд можно подразделить:

по назначению;

по территориальному расположению;

по напряжению;

по режиму работы и участию в самозапуске;
по ответственности.

По своему **назначению** электроприемники собственных нужд ГЭС делят на две группы: *агрегатные* и *общестанционные* (перечень приведен ниже, в табл. 8). *Агрегатные с.н.* включают в себя все вспомогательные механизмы, обслуживающие агрегат, а в единичном блоке – еще и повышающий блочный трансформатор. К агрегатным относятся: маслонасосы напорных установок гидроагрегатов (МНУ), лекажный насос, насос откачки воды с крышки турбины, насосы технического водоснабжения; у генераторов с непосредственным охлаждением – насосы циркуляции воды, насосы или вентиляторы охлаждения трансформатора и др. *Общестанционные с.н.* имеют общее назначение: подъемные механизмы, вентиляция, отопление, насосы системы осушения проточной части агрегата, дренажные насосы, компрессорные, насосы пожаротушения и т. д.

Следует также отметить, что от шин с.н., как правило, питают потребителей, входящих в состав гидроузла, а именно шлюз, городские, промышленные водозаборы. Кроме того, от этих шин получает питание пристанционный поселок. Перечисленные потребители не имеют прямого отношения к с.н. ГЭС.

Территориально электроприемники размещают: в здании ГЭС, на открытом распределительном устройстве, на плотине, При этом характерным является:

достаточно стабильный состав электроприемников с.н. внутри здания ГЭС. Различия определяются системой охлаждения генераторов, трансформаторов, типом системы возбуждения генератора;

электроприемники за пределами здания ГЭС могут иметь значительные отличия, что вызвано типом ГЭС – русловая, русловая совмещенная, приплотинная, деривационная, а также климатическими условиями.

Как уже указывалось, **питание всех электроприемников осуществляется на переменном токе**. Основная часть электроприемников работает на напряжении 0,4/0,23 кВ. Однако на многих ГЭС кроме напряжения 0,4/0,23 кВ в системе собственных нужд используют более высокое напряжение – 6 или 10 кВ.

Различают три характерных режима электроприемников СН: длительный, эпизодический и периодический.

В *длительном* режиме работают: освещение, вентиляция, отопление, насосы водяного охлаждения генераторов, маслонасосы охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией, охлаждение тиристорных преобразователей системы возбуждения генератора, зарядно-подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей и др.

В *эпизодическом* режиме (например, перенос и установка ремонтных затворов водосливной плотины) работают все подъемные механизмы, насосы системы осушения проточной части агрегата, насосные станции пожаротушения и др.

В *периодическом* режиме («работа-пауза») работают маслонасосы МНУ

(частота цикла увеличивается при использовании гидроагрегатов в пике графика нагрузки), насосы откачки воды с крышки турбины, лекажный насос, компрессоры, обслуживающие воздушные выключатели и др.

По степени ответственности электроприемники с.н. ГЭС разделяют на три группы (см. табл. 8).

К 1 группе относятся электроприемники, работа которых связана с выработкой электроэнергии ГЭС и ее качеством или с возможностью повреждения оборудования и гидротехнических сооружений. Перерыв питания электроприемников 1 группы допускается на время действия АВР (автоматического ввода резерва). Самозапуск всех ответственных электродвигателей должен обеспечиваться после отключения КЗ и после действия АВР.

К 2 группе относятся электроприемники, непосредственно не связанные с выработкой электроэнергии. Перерыв питания допускается на время, необходимое для его восстановления дежурным персоналом.

К 3 группе относятся электроприемники, у которых допускается перерыв питания неопределенной длительности.

Таблица 8

Перечень и характеристика потребителей с.н. ГЭС

Наименование приемников	Участие в само-запуске	Группа по требуемой надежности	Мотивы, на основании которых указана группа
1	2	3	4
Собственные нужды агрегатов			
Циркуляционные насосы охлаждения обмоток генератора и выпрямителей системы возбуждения	Да	1	Связаны с работой агрегата
Маслонасосы МНУ	Да	1	То же
Компрессоры торможения	Да	1	То же
Насосы откачки воды с крышки турбины	Да	2	То же, но допускают кратковременный перерыв
Лекажный насос (предназначен для сбора и перекачки в бак МНУ протечек масла из уплотнений сервомоторов направляющего аппарата)	Да	2	То же, но допускают кратковременный перерыв
Охлаждение главных трансформаторов	Да	1	Выдача электроэнергии в систему
Приводы задвижек технического водоснабжения	Нет	2	Пуск агрегата, заменяется ручной операцией
Насосы технического водоснабжения	Да	1	Связаны с работой агрегата
Компрессоры отжатия воды для работы генератора в режиме синхронного компенсатора	Да	1-2	Связаны с работой агрегата
Механизм для подъема быстропадающих щитов	Нет	1-2	К 1 группе относятся механизмы опускания щитов

Продолжение табл. 8

1	2	3	4
Компрессоры зарядки МНУ	Нет	1-2	Работает периодически
Маслонасосы системы смазки агрегатов	Да	1	Связаны с работой агрегата
Электронагрев кабельных вводов повышающих трансформаторов	Да	2	Допускается кратковременный перерыв
Электродвигатели подачи воздуха под рабочее колесо турбины	Нет	2	Допускается кратковременный перерыв
Общестанционные собственные нужды			
<u>Аккумуляторная батарея</u>			
Зарядное устройство	Нет	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
Подзарядное устройство	Нет	2	Устанавливается два комплекта
Калорифер	Нет	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
Вентилятор	Да	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
<u>Открытое распределительное устройство</u>			
Компрессоры пневматического хозяйства	Да	3	Работают на ресиверы (сосуды высокого давления), но длительный перерыв в работе может влиять на работу станции в целом
Обогрев баков выключателей	Нет	2	Связан с работой ГЭС, но в работе допускается перерыв
Обогрев шкафов приводов выключателей	Нет	2	Связан с работой ГЭС, но в работе допускается перерыв
<u>Лаборатория</u>			
Испытательный стенд	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
<u>Насосные устройства</u>			
Насосы откачки воды из отсасывающих труб	Нет	1-2	Исходя из условий безопасности ремонтных работ
Дренажный насос	Да	1-2	В зависимости от допустимой длительности перерывов в работе
Пожарные насосы	Да	1	Необходима безотказная работа
Насосы хозяйственного водоснабжения	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
<u>Подъемные механизмы</u>			
Краны машинного зала	Нет	2	Вспомогательные механизмы, допускают длительный перерыв в работе
Перегрузочные краны	Нет	3	Допустимы длительные перерывы в работе

Продолжение табл. 8

1	2	3	4
Тельфер шандор отсасывающих труб	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Мостовые краны щитовых отделений	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Механизмы подъема быстропадающих щитов	Нет	1-2	К 1 группе относятся механизмы опускания щитов
Мусороочистительные машины решеток	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Механизмы подъема щитов плотины	Нет	1-2	В зависимости от необходимости срочного ввода в работу
Механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов	Да	1-2	Отказ в работе может привести к аварии сооружения
<i>Масляное хозяйство</i>			
Двигатели сепараторов	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Подогреватели сепараторов	Нет	3	То же
Фильтр-прессы	Нет	3	То же
Насосы масляные	Нет	3	То же
Сушильные шкафы	Нет	3	То же
<i>Разные потребители станционного узла</i>			
Передвижные приемники ремонтного назначения	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Компрессоры технических нужд	Нет	3	То же
Вентиляторы здания ГЭС	Да	2-3	В зависимости от климатических условий и назначения
Отопление помещений здания ГЭС	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Лифты пассажирские	Нет	2	Отказ в работе осложняет эксплуатацию
Лифты грузовые	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Электрическое освещение	-	1-2	Связано с нормальной работой эксплуатационного персонала
Пристанционный поселок	-	2	Связано с нормальной работой эксплуатационного персонала
<i>Плотины, головные сооружения деривации</i>			
Механизмы щитовых затворов	Нет	1-2	1 или 2 группа устанавливается в зависимости от назначения и режима работы затворов
Обогрев затворов	-	2-3	2 или 3 группа устанавливается в зависимости от назначения затвора

Продолжение табл. 8

1	2	3	4
Кран	-	2-3	2 или 3 группа устанавливается в зависимости от назначения крана
Механизмы мусороудаления	-	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Передвижные ремонтные аппараты	-	3	То же
Электрическое освещение	-	3	То же

Питание электроприемников 1 и 2 группы должно осуществляться от двух независимых источников. При этом для электроприемников 1 группы должен быть предусмотрен автоматический ввод резервного питания. Во время полной остановки агрегатов ГЭС допускается питание от одного источника питания, но второй должен быть в состоянии горячего резерва. Если им является один из агрегатов ГЭС, он должен работать на холостом ходу. Напряжение на электроприемниках с.н. должно поддерживаться в установленных пределах. Допускается отклонение напряжения: на электродвигателях в пределах +5% (в отдельных случаях до +10%). На лампах освещения – 2,5%; на удаленных лампах аварийного и наружного освещения $\pm 5\%$.

Регулирование напряжения в системе собственных нужд осуществляется на основных трансформаторах с.н., которые должны иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

4.2.2. Условия, обеспечивающие самозапуск электродвигателей

На рис. 67 оказана схема питания двигателей и статической нагрузки (калориферы обогрева оборудования или отопления) от трансформатора собственных нужд (ТСН), подключенного к выводам генератора. При возникновении КЗ в сети с.н., напряжение на шинах 0,4 кВ резко снижается, характеристика момента, пропорционального квадрату напряжения на двигателе, также снижается, его частота вращения уменьшается. Снижение частоты вращения (выбег) зависит от времени отключения КЗ, от вида КЗ и его электрической удаленности по отношению к шинам 0,4 кВ, от характеристики M_C (как и у ГЭС, к первой группе относятся агрегаты, у которых $M_C = const$, например – лебедки подъемных механизмов; ко второй группе принадлежат центробежные насосы, вентиляторы, компрессоры, для которых эта зависимость падающая: $M_C = f(\omega)$). На рис. 68 оказаны падающая M_{C1} и постоянная M_{C2} характеристики механизмов, а также характеристики $M_{ДВ}$ при разных напряжениях на шинах $U_{ДВ}$.

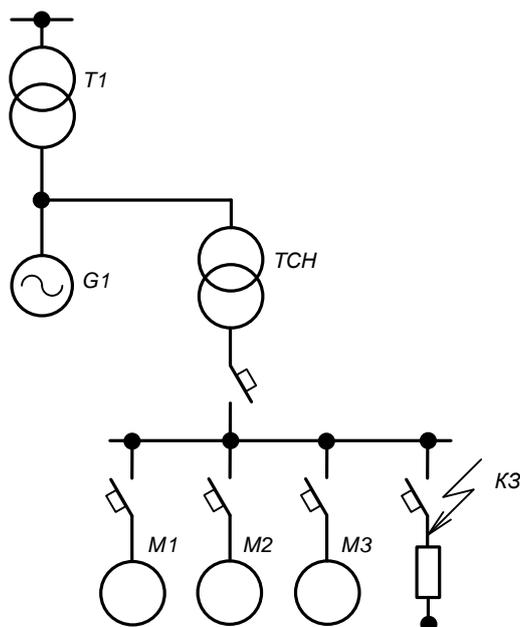


Рис. 67. Исходная схема электроснабжения двигателей с.н. для расчета режима самозапуска после отключения КЗ

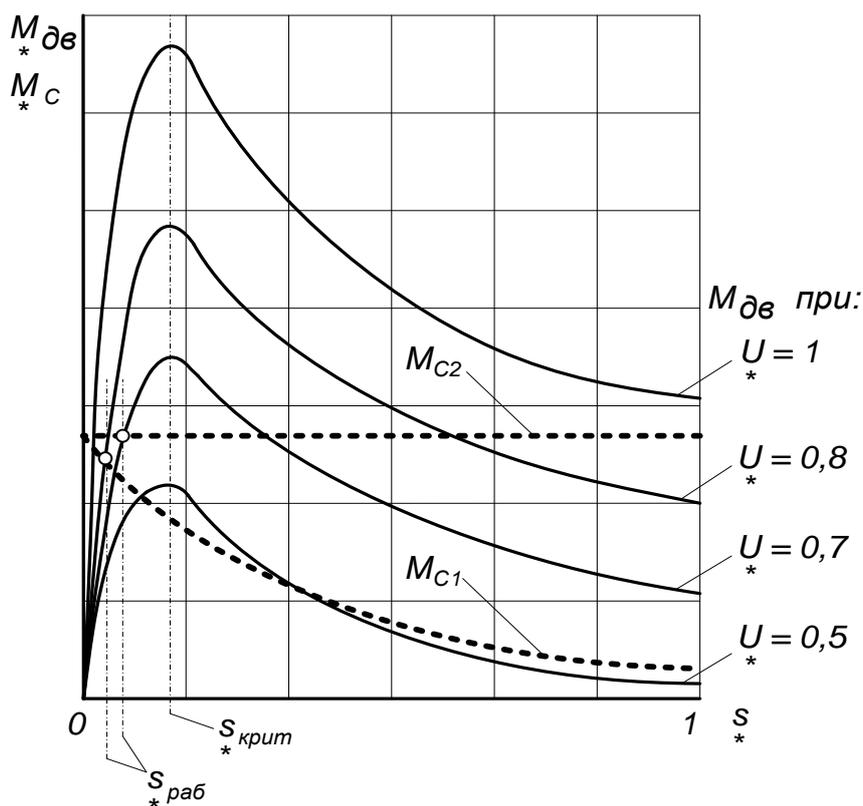


Рис. 68. Условия работы асинхронного двигателя при сниженных напряжениях и разных моментах сопротивления механизмов с.н.

Наиболее тяжелым случаем будет такой, при котором к моменту отключения КЗ защитой все двигатели затормозятся и, следовательно, все будут находиться в режиме пуска, потребляя пусковой ток; при этом напряжение на двигателях оказывается значительно ниже номинального.

Если известно минимальное напряжение $U_{ДВ.min}$, при котором двигателям с данными характеристиками $M_{C.i}$ должен быть обеспечен самозапуск, можно рассчитать действительное напряжение на двигателях в этом режиме $U_{ДВ.действ}$ и сопоставить его с $U_{ДВ.min}$. Если $U_{ДВ.действ} > U_{ДВ.min}$, то самозапуск произойдет, если $U_{ДВ.действ} < U_{ДВ.min}$ – двигатели не запустятся. Можно в качестве оценки успешности самозапуска двигателей использовать максимальную суммарную мощность двигателей, участвующих в самозапуске (подключенных к шинам 0,4 кВ), при которой самозапуск будет обеспечен. Действительная суммарная мощность электродвигателей не должна превосходить $P_{ДВ.max}$. Если это условие не выполняется, то необходимо автоматическое отключение наименее ответственных двигателей. Следует отметить, (см. табл. 8), что двигатели подъемных механизмов ($M_C = const$) в самозапуске не участвуют.

Расчетная мощность электродвигателей, участвующих в самозапуске, определяется при заданном $U_{ДВ.min}$. Расчетная схема показана на рис. Г12, а; все двигатели введены сверхпереходным сопротивлением $x''_{ДВ.i}$ и э.д.с. $E''_{ДВ.i} = 0$ (режим пуска). На рис. 69, б, показана упрощенная схема, в которой все двигатели представлены одним эквивалентным, мощность которого равна суммарной мощности всех двигателей, участвующих в самозапуске со средними параметрами

$$I_{пуск.ср}, n_{ср}, \cos\varphi_{ср};$$

$$U_{ДВ} = I_K \cdot x''_{ДВ.экв} \geq U_{ДВ.min};$$

$$\sum P_{ДВ} \leq \sum P_{ДВ.max}.$$

Так как режим пуска аналогичен режиму КЗ, потребляемый двигателями пусковой ток равен току КЗ.

$$\text{При } S_{\bar{0}} = S_{ТСН.ном} = S_{Т.ном}; \quad x''_{ДВ.экв} = l/I_{*пуск.ср}$$

$$\sum S_{ДВ} = \frac{\sum P_{ДВ}}{n_{ср} \cdot \cos\varphi_{ср}}.$$

Для $U_{ДВ.min}$ будем иметь:

$$U_{\text{дв.}\min} = \frac{U_{*2}}{x_{*m} + x_{*\text{дв.}\text{экв}}} \cdot x_{*\text{дв.}\text{экв}} \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sum S_{\text{дв.}\max}} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}{I_{*\text{пуск.ср}} \cdot \sum P_{\text{дв.}\max}}}{x_{*m} + \frac{S_{T.\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}{I_{*\text{пуск.ср}} \cdot \sum P_{\text{дв.}\max}}},$$

откуда

$$\sum P_{\text{дв.}\max} = \frac{(1,05 - U_{*\text{дв.}\min}) \cdot S_{T.\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}{U_{*\text{дв.}\min} \cdot x_{*m} \cdot I_{*\text{пуск.ср}}}. \quad (42)$$

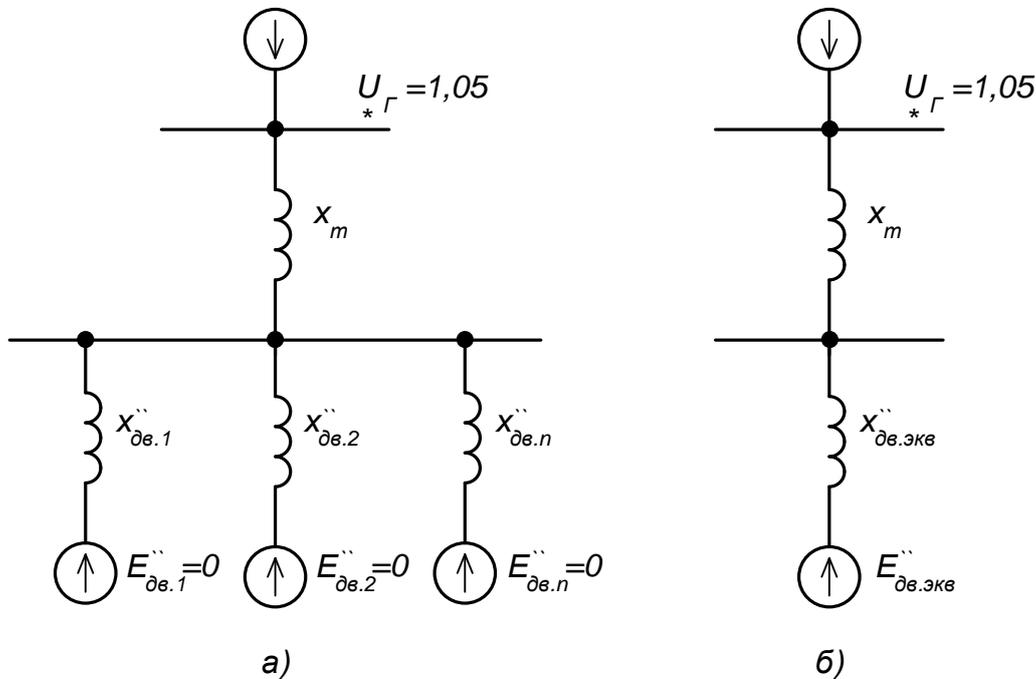


Рис. 69. Расчётная схема режима самозапуска двигателей с.н.

По данным ВПИ и НИИ Гидропроект для двигателей мощностью до 100 кВт, имеющих $M_{KP} = 1,8 \cdot M_{\text{ном}}$, $U_{\text{дв.}\min} = 0,65 \cdot U_{\text{ном}}$; для двигателей мощностью более 100 кВт с $M_{KP} \geq 2,2 \cdot M_{\text{ном}}$, $U_{\text{дв.}\min} = 0,6 \cdot U_{\text{ном}}$ при $M_{\text{сопр.пуск}} = 0,2$. Из уравнения (42) следует, что увеличение мощности ТСН и снижение его x_{*m} ($U_K, \%$) улучшает условия самозапуска.

Напряжение короткого замыкания (U_K) трансформаторов мощностью 630 кВА принимают 5,5%, для трансформаторов 1000 кВА U_K принимают

равным 8%; при этом условия самозапуска электродвигателей ухудшаются.

Практически на ГЭС, как установлено из опыта проектирования, подлежат проверке по условию самозапуска трансформаторы мощностью менее 400 кВА при $U_K = 5,5\%$ и трансформаторы 1000 кВА, при $U_K = 8\%$, питающие агрегатные или блочные собственные нужды, где наиболее мощными являются двигатели насосов МНУ.

4.3. Схемы электрических соединений с.н. ГЭС

При проектировании схем электрических соединений с.н. ГЭС, согласно *Норм технологического проектирования ГЭС (НТП)*, необходимо учитывать:

главную схему электрических соединений ГЭС (количество и мощность агрегатов, структурную схему, количество и значения повышенных напряжений);

режимы работы ГЭС в системе;

требования к электроснабжению электроприемников собственных нужд соответствующих технологических систем, напряжения двигателей с.н., территориальное размещение электроприемников с.н.;

наличие внешних потребителей, питание которых должно осуществляться от системы с.н. ГЭС;

наличие местной электрической сети 6–20 кВ;

компоновочные и конструктивные соображения.

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения с.н.:

надежность электроснабжения потребителей не допускающих длительного перерыва (электроснабжение должно осуществляться от двух независимых источников питания);

ремонтпригодность схемы (предусматривается возможность производить ремонт электрооборудования без нарушения электроснабжения);

возможность применения АВР;

простота эксплуатации (достигается наглядностью, единообразием схемы, однотипностью оборудования, отказом от излишней степени резервирования);

экономичность, т.е. минимум затрат – определяется структурной схемой питания с.н. (количеством оборудования) и протяженностью сетей 0,4 кВ.

4.3.1. Источники питания с.н.

Электроснабжение собственных нужд может осуществляться от специальных агрегатов с.н. (турбина – генератор); от системы с помощью трансформаторов, подключенных к повышенному напряжению ГЭС; от системы через третичную обмотку автотрансформаторов связи, от генераторов местной сети 6–20 кВ.

Питание от специальных агрегатов на ГЭС и на тепловых станциях предусматривалось на самых первых электрических станциях СССР, в

частности на ДнепроГЭС-1, где такой агрегат «Комсомолка», увезенный в годы войны фашистами и найденный в ЧССР, а затем возвращенный на свое место, используется в настоящее время, но уже не в качестве основного источника питания, а резервного. На Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС такой агрегат установлен на турбине, предусмотренной для пропуска рыбы. В настоящее время подобные агрегаты в связи с их высокой стоимостью и неспособностью обеспечить самозапуск двигателей, не применяются.

Питание от РУ повышенного напряжения рекомендуется, если напряжение не превышает 35 кВ; подключение к более высокому напряжению на ГЭС не применяют, так как трансформаторы и выключатели имеют высокую стоимость.

В настоящее время на ГЭС применяют электроснабжение с.н. от системы через третичную обмотку автотрансформаторов связи и от генераторного напряжения (от системы и от генераторов). В последнее время, как рекомендуют НТП, широко используется питание с.н. ГЭС от местной сети.

4.3.2. Напряжение в системе с.н.

Как указывалось выше, для питания электроприемников с.н. в подавляющем большинстве случаев требуется напряжение 0,4/0,23 кВ. Необходимость в более высоком напряжении 6 или 10 кВ (кроме 0,4/0,23 кВ) возникает на ГЭС по следующим причинам:

наличие мощных двигателей, требующих более высокого напряжения;

наличие электроприемников с.н., расположенных на большом расстоянии от здания ГЭС (например, механизмы головного узла на деривационной ГЭС);

питание внешних потребителей, какими обычно являются: пристанционный поселок, шлюз, промышленные и городские водозаборы;

большая мощность, потребляемая с.н. ГЭС, требующая большого количества трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ. Последнее определяется тем, что мощность этих трансформаторов ограничена значением 1000 кВА по условию допускаемого уровня токов КЗ в распределительной сети 0,4 кВ, а также большой протяженностью сооружения.

Выбор напряжения – 6 или 10 кВ – определяется следующими соображениями:

при наличии двигателей с.н., требующих напряжение больше 0,4 кВ, принимается 6 кВ;

если напряжение генераторов – 6 или 10 кВ, то принимается напряжение генератора;

если напряжение местной сети – 6 или 10 кВ, то принимается напряжение этой сети.

В остальных случаях выбор напряжения определяется радиусом обслуживания этой сети и экономическими соображениями.

4.3.3. Структура схем питания с.н.

В практике проектирования ГЭС в ВПИ и НИИ Гидропроект и его отделениях сложились три структуры питания собственных нужд ГЭС:

- с общим питанием всех с.н.;
- с отдельным питанием агрегатных и общестанционных с.н.;
- с отдельным питанием блочных и общестанционных с.н..

По своему назначению собственные нужды ГЭС подразделяются, как уже указывалось выше, на две группы: *агрегатные* и *общестанционные*. В последнее время возникло понятие *блочных* с.н., под которыми понимаются все электроприемники с.н., расположенные на территории блока в силовой части здания ГЭС, т. е. агрегатные с.н. и часть общестанционных с.н. В этом случае к *общестанционным собственным нуждам* относят общестанционные с.н. вне здания ГЭС.

Принятой структуре схем питания с.н. ГЭС соответствует терминология трансформаторов с.н.: главные трансформаторы собственных нужд (ГТСН), блочные трансформаторы с.н. (БТСН), агрегатные трансформаторы с.н. (АТСН), резервные агрегатные трансформаторы с.н. (РАТСН), общестанционные трансформаторы собственных нужд (ОТСН). Главными трансформаторами с.н. называют трансформаторы, питающие все собственные нужды при общем питании всех собственных нужд, и трансформаторы, питающие общестанционные нужды при отдельном питании с.н.

Соответственно АТСН питают агрегатные с.н., БТСН – блочные СН.

На рис. 70 показано присоединение ГТСН к блокам и к третичной обмотке автотрансформатора связи (АТС). ГТСН присоединяют к блокам между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Вторичное напряжение ГТСН 6–10 кВ или 0,4 кВ.

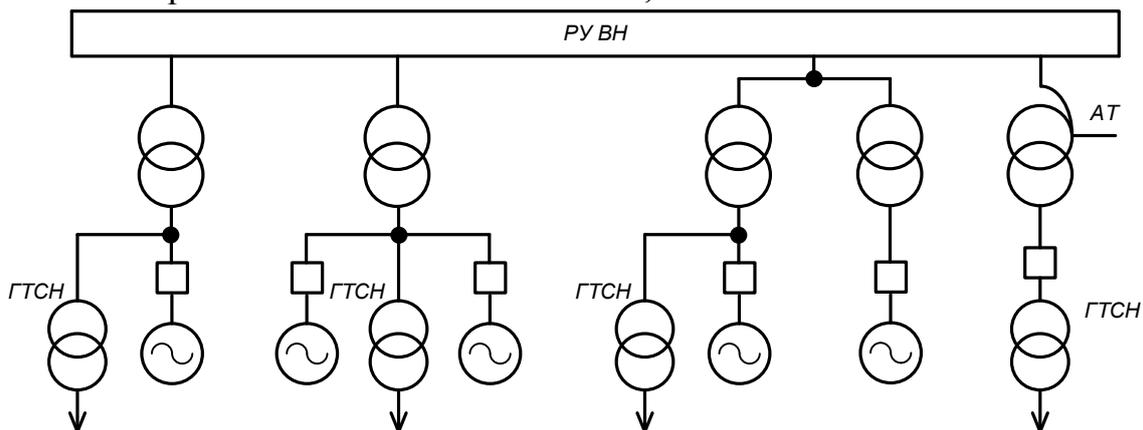


Рис. 70. Присоединение ГТСН в структурной схеме ГЭС

На рис. 71 показано присоединение АТСН. В большинстве случаев каждый генератор имеет свой АТСН, который подключают к выводам генератора (между генератором и генераторным выключателем) в единичном, укрупненном и объединенном блоках. В единичном блоке генераторный

выключатель может не устанавливаться. В тех случаях, когда под один выключатель присоединяется два и более генератора, для них предусматривается один АТЧН. Вторичное напряжение АТЧН – 0,4 кВ.

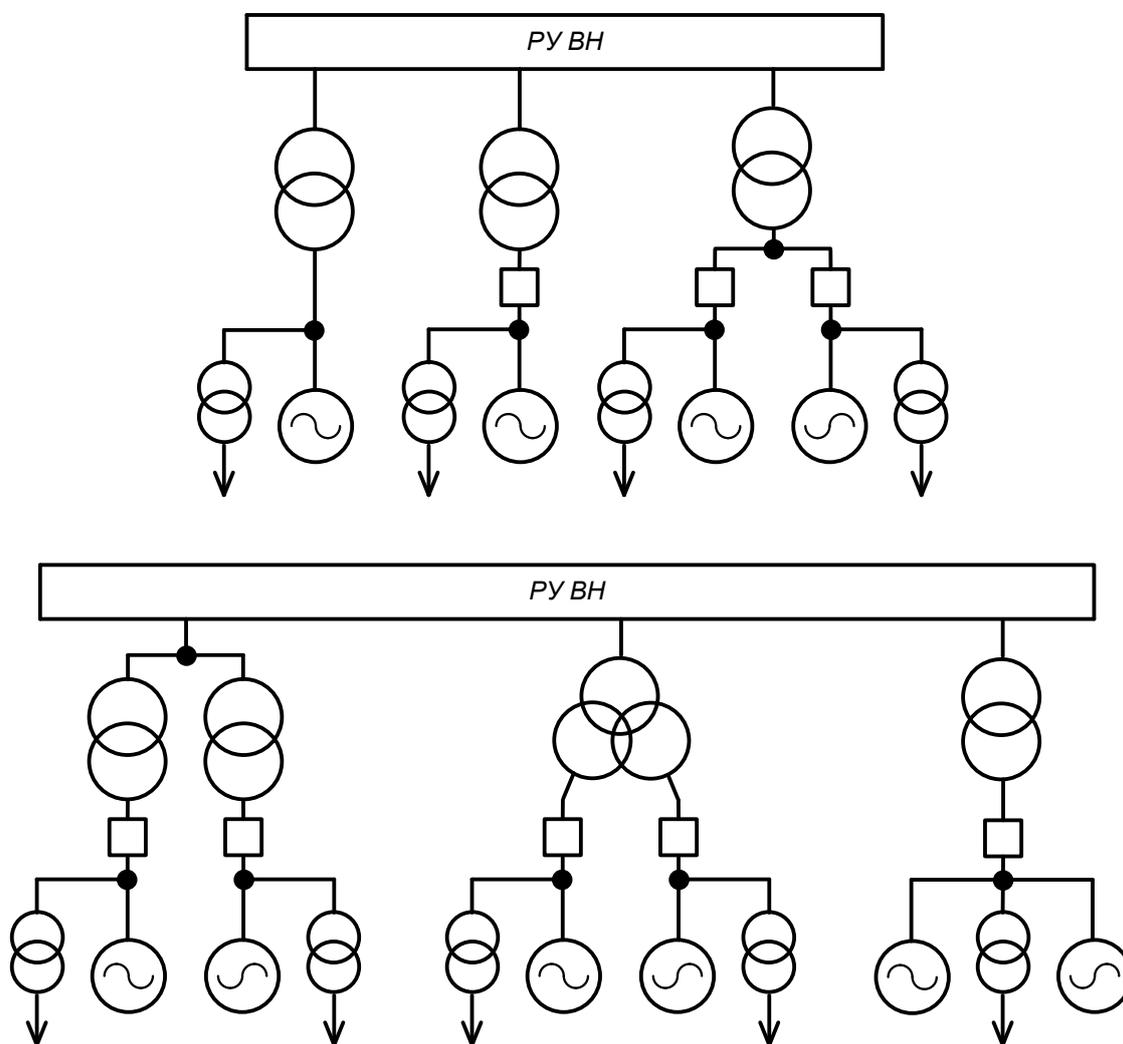


Рис. 71. Присоединение АТЧН в структурной схеме ГЭС

На рис. 72 показаны блочные трансформаторы с.н. и их присоединения. БТЧН подключают между выключателем генератора и трансформатором. На блок устанавливают один БТЧН. Вторичное напряжение БТЧН – 0,4кВ. Поскольку мощность таких трансформаторов не должна превышать 1000 кВА, на укрупненных и объединенных блоках могут быть установлены БТЧН на каждом генераторе (показано пунктиром). Практика Московского отделения «Гидропроект» показала, что установка коммутационных аппаратов на высшем напряжении трансформаторов с.н. нежелательна. При необходимости отсоединения этих трансформаторов используют температурные компенсаторы или предусматривают шинные разъемы.

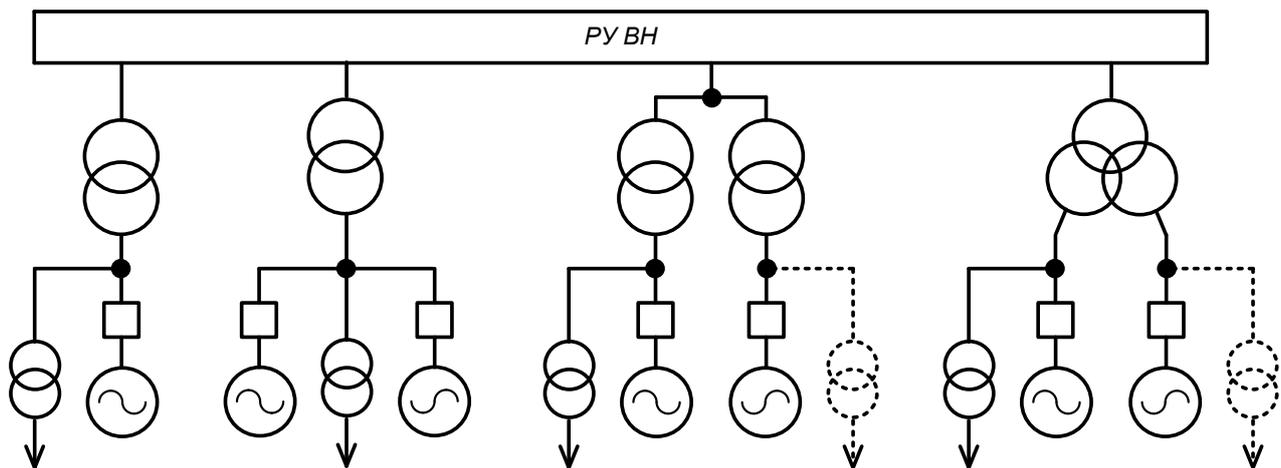


Рис. 72. Присоединение БТСН в структурной схеме ГЭС

4.3.4. Количество трансформаторов с.н.

Количество трансформаторов, питающих данное РУ 6–10 или 0,4 кВ, определяется требованиями надежности электроснабжения. Количество ГТСН при электроснабжении с.н. от ГЭС рекомендуется НТП не более двух, необходимость третьего ГТСН требует соответствующего обоснования. Во всех случаях при возможности подключения с.н. к местной сети, это делается (заменяется питание от одного из ГТСН). Мощность ГТСН выбирается с учетом аварийной перегрузки.

Блочные с.н. питают двумя трансформаторами, один из которых подсоединен к блоку, а другой к РУ 6–10 кВ общестанционных собственных нужд. Оба трансформатора являются рабочими (скрытый резерв) и мощность их выбирается с учетом аварийной перегрузки. Возможна также схема, в которой рабочее электроснабжение блочных с.н. осуществляется от блока, а от РУ 6–10 кВ общестанционных с.н. питается общий (на все или половину блочных с.н.) резервный трансформатор РБТСН (явный резерв). Тогда при выборе мощности этих трансформаторов не учитывается перегрузка. Мощность их всех выбирается одинаковой.

Рабочее питание агрегатных СН производится от АТСН, резервирование агрегатных СН осуществляется от общих на несколько АТСН резервных трансформаторов (РАТСН), питающихся от общестанционных СН 6–10 кВ. Мощность рабочего АТСН выбирается с учетом возможной перегрузки; мощность РАТСН выбирается по режиму замены одного АТСН и одновременного пуска агрегата, что составляет примерно $1,58 \cdot S_{расч}$ АТСН. При выборе мощности трансформаторов с.н. с учетом аварийной перегрузки принимают следующие значения $k_{пер}$: для масляных трансформаторов – 1,4; для сухих – 1,3.

4.3.5. Распределение нагрузки между комплектными распределительными подстанциями 0,4 кВ и определение расчетной нагрузки с.н.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с.н. 0,4 кВ – КТП–0,4 включает в себя один или два трансформатора со вторичным напряжением 0,4 кВ и распределительный щит 0,4/0,23 кВ, который состоит из шкафов вводов с автоматическими выключателями «Электрон» и шкафов линий с автоматическими выключателями АЗ700, шкафов управления, шкафов общестанционных устройств.

В зависимости от принятой структуры питания с.н., расположения и мощности электроприемников с.н., намечается количество распределительных щитов 0,4 кВ, выполненных в виде однострансформаторных или двухтрансформаторных КТП. При выборе количества КТП учитывается радиус обслуживания электроприемников с целью обеспечения выбора сечений питающих их кабелей по экономической плотности тока, а не по допустимой потере напряжения.

Для определения расчетной нагрузки с.н. данного КТП электроприемники разделяют на три группы (*A*, *B*, *B*) в соответствии с их режимом работы:

A – электроприемники, работающие постоянно или длительно;

B – электроприемники, работающие эпизодически;

B – электроприемники, работающие периодически.

Для подсчета нагрузки составляется таблица с перечнем питаемых КТП электроприемников, в которую вводят следующие данные:

единичная мощность;

установленное количество электроприемников;

количество рабочих электроприемников, их к.п.д. (η), $\cos\varphi$ и $\operatorname{tg}\varphi$,

коэффициент загрузки k_3 .

На основании перечисленных данных подставляются и вводятся в таблицу рабочая мощность $P_{\text{раб}}$, потребляемая активная и реактивная мощность (P' , Q'):

$$P_{\text{раб}} = n_{\text{раб.ЭП}} \cdot P_{\text{ЭП}}; \quad (43)$$

$$P' = \frac{P_{\text{раб}} \cdot k_3}{\eta}; \quad (44)$$

$$Q' = P' \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (45)$$

Коэффициент загрузки k_3 для двигателей принимают обычно равным

0,85; для двигателей подъемных механизмов – 0,8–0,85; для активной нагрузки к.п.д. колеблется от 0,9 до 1,0. Коэффициент мощности ($\cos\varphi$) может быть в пределах от 0,7 до 1,0: 0,7–0,8 – для подъемных механизмов; 0,85 – для основной двигательной нагрузки.

Для определения расчетной мощности каждой группы с.н. вводят расчетный коэффициент, учитывающий режим их работы ($k_{расч}$). Принято: $k_{расч.А} = k_{расч.Б} = 1$; $k_{расч.В} = 0,3$. При этом в группе В учитывается только один самый мощный электроприемник. В группе В выделяются электроприемники мощностью более 75 кВт, их мощность ($P'_{В1}$ и $Q'_{В1}$) подсчитывается отдельно, при $k_{расч.В1} = 1$.

При определении расчетной мощности ГТСН суммируется вся расчетная нагрузка подключенных к ним КТП и вводится расчетный коэффициент $k_{расч} = 0,7$.

В соответствии с изложенным, расчетная мощность отдельных КТП определяется по выражению

$$S_{расч.КТП} = 1,05 \cdot \sqrt{(P'_A \cdot k_{расч.А} + P'_Б \cdot k_{расч.Б} + P'_В \cdot k_{расч.В} + P'_{В1} \cdot k_{расч.В1})^2 + (Q'_A \cdot k_{расч.А} + Q'_Б \cdot k_{расч.Б} + Q'_В \cdot k_{расч.В} + Q'_{В1} \cdot k_{расч.В1})^2}$$

Здесь 1,05 – коэффициент, учитывающий потери в сети.

Расчетная мощность ГТСН

$$S_{расч.ГТСН} = \sum S_{расч.КТП} \cdot k_{расч} = 0,7 \cdot \sum S_{расч.КТП}$$

4.3.6. Примеры схем электрических соединений с.н. ГЭС

На рис. 73 показана схема питания с.н. ГЭС с общим питанием собственных нужд с одной ступенью напряжения 0,4/0,2 кВ. Такая схема возможна при мощности ГТСН не более 1000 кВА и небольшом радиусе распределительной сети 0,4/0,23 кВ. Питание с.н. может осуществляться от двух блоков или от одного блока и местной сети. Таким образом, на ГЭС предусматривается одна комплектная двухтрансформаторная подстанция 0,4/0,23 кВ. Схема РУ 0,4/0,23 кВ – одна секционированная система шин с АВР на секционном автомате.

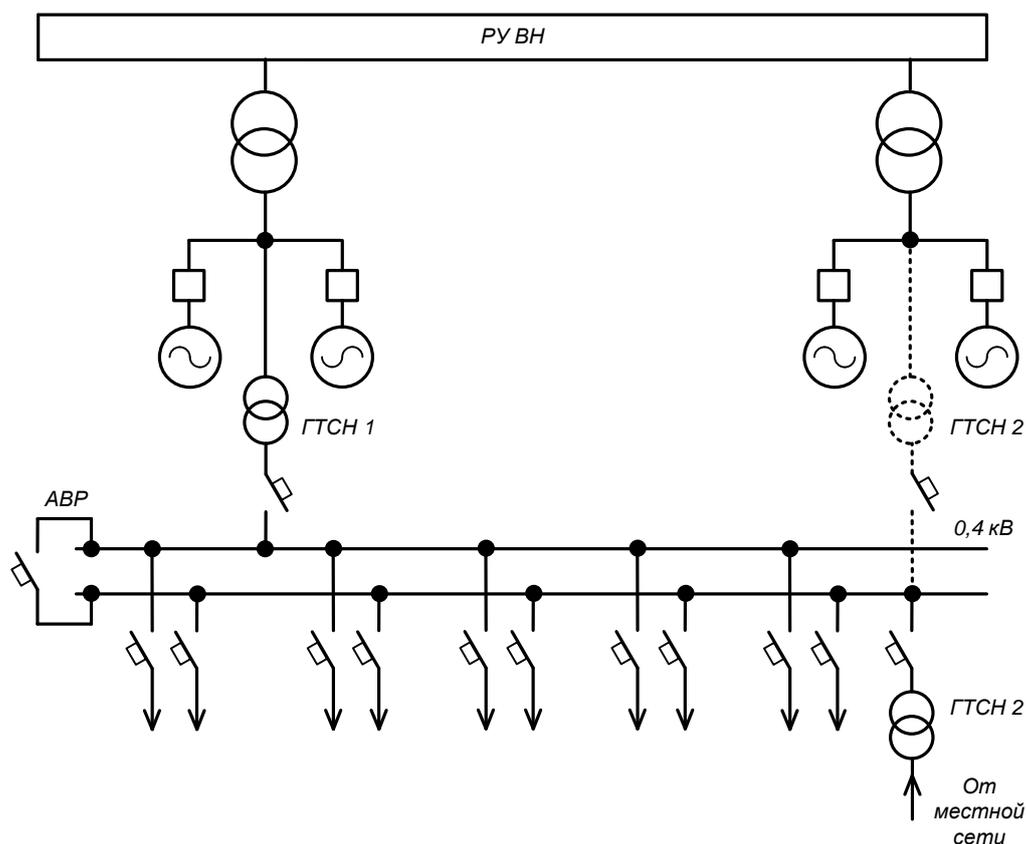


Рис. 73. Схема электроснабжения с.н. ГЭС с одной ступенью напряжения

Необходимо отметить, что возможно другое конструктивное выполнение такой схемы электроснабжения с.н. – с помощью двух закрытых магистральных токопроводов 0,4/0,23 кВ, проложенных вдоль здания ГЭС (обычно под машинным залом), питаемых двумя трансформаторами. При этом уменьшается длина кабелей, питающих отдельные электроприемники. Такое решение принимается и для станции с двумя ступенями напряжения с.н.

На рис. 74, 75, 76 показаны три варианта схемы питания с.н. для одной и той же станции с двумя ступенями напряжения – 6 и 0,4кВ.

На ГЭС подземного типа установлено 8 агрегатов мощностью 240 МВт с номинальным напряжением 15,75 кВ, выдающих мощность на одном повышенном напряжении. Питание с.н. от местной сети отсутствует. Режим работы ГЭС – полупиковый. Структурная схема ГЭС представляет собой 4 объединенных блока.

Три варианта схем питания с.н. соответствуют трем рассмотренным выше структурам:

I вариант -- с общим питанием с.н.;

II вариант – с отдельным питанием блочных общестанционных с.н.;

III вариант – с отдельным питанием агрегатных и общестанционных с.н.

Во всех трех вариантах главные трансформаторы с.н. (ГТЧН) подключены к блокам первого и седьмого агрегатов (возможно подключение и к другим блокам).

На основании расчета нагрузки с.н., для ее размещения на территории ГЭС необходимо создать шесть КТП (5... 10) общестанционных с.н., расположенных вне здания ГЭС; остальные КТП – в здании ГЭС. Питание КТП (5... 10) во всех вариантах схем с.н. одинаково.

В варианте I (рис. 74) целесообразно в здании ГЭС установить 4 КТП (1–4) и питать от них блочную нагрузку. Соответственно к КРУ 6 кВ должно быть подключено 8 трансформаторов БТЩН (1–8). Все трансформаторы постоянно включены.

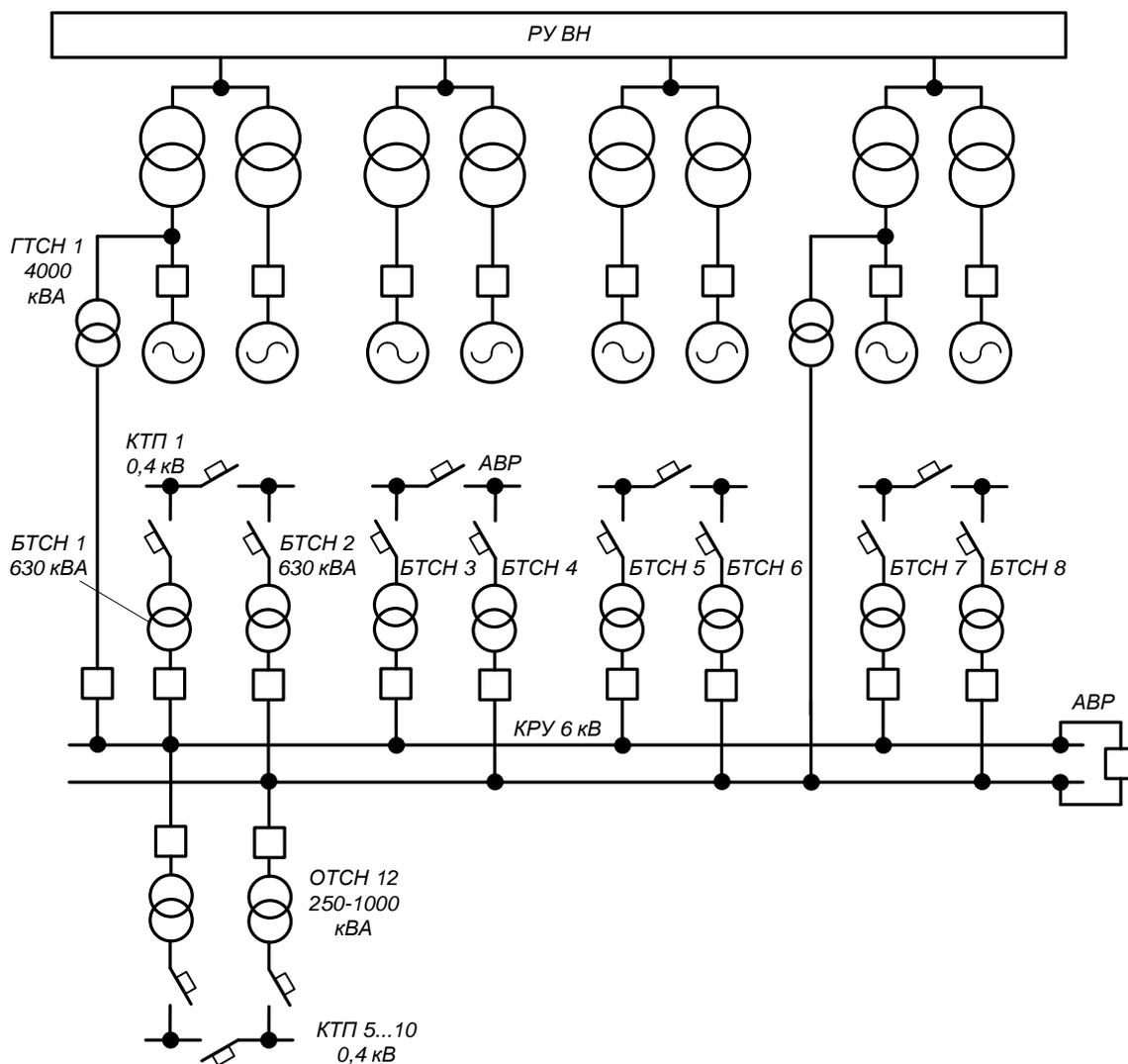


Рис. 74. Схема электроснабжения с.н. ГЭС с двумя ступенями напряжения

В варианте II половина блочных трансформаторов с.н. подключены к блокам, остальные – к КРУ с.н. 6 кВ (рис. 75).

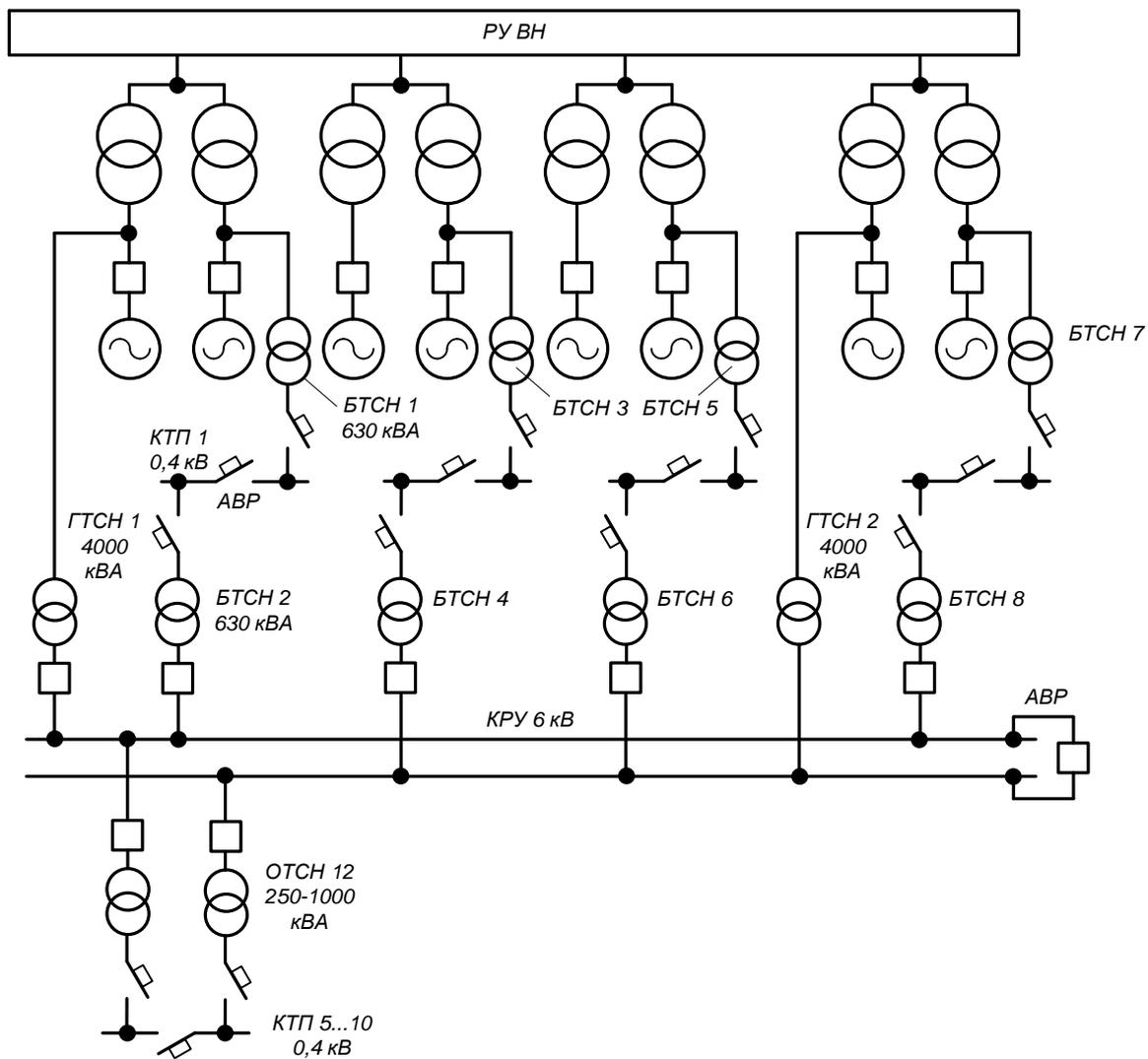


Рис. 75. Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС с двумя ступенями напряжения и с отдельным питанием блочных и общестанционных с.н.

В варианте III от агрегатных трансформаторов с.н. питаются восемь КТП (1а, 1б – 4а, 4б). Резервирование питания агрегатных с.н. осуществляется от двух резервных трансформаторов РАТСТН (1, 2), подключенных к КРУ 6 кВ. Для питания общестанционной нагрузки в здании ГЭС предусмотрена КТП 11 – рис. 76.

4.4. Гидроаккумулирующие электростанции

Быстрые темпы роста установленных мощностей энергосистем за счет сооружения мощных тепловых и атомных электростанций создает трудности покрытия минимальных и максимальных нагрузок. Ограниченный диапазон регулирования мощности крупноблочных агрегатов и невозможность их частых пусков и остановок без резкого снижения надежности и экономичности работы энергосилового оборудования ТЭС и АЭС затрудняет покрытие неравномерной части графиков электрической нагрузки.

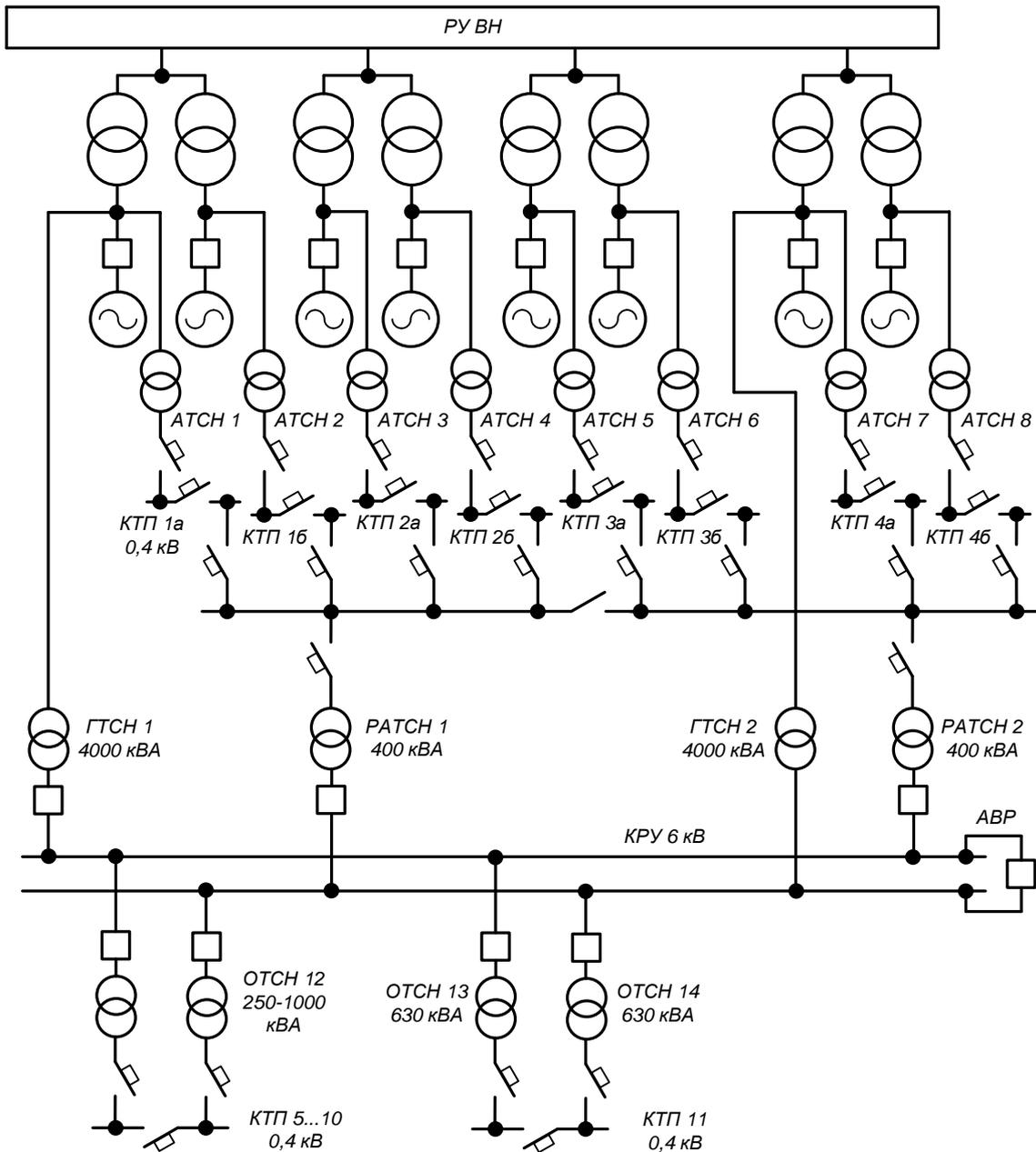


Рис. 76. Схема с разделным электроснабжением агрегатных и общестанционных с.н. ГЭС с двумя ступенями напряжения

В этих условиях оптимальным вариантом развития энергосистем является ввод необходимых маневренных мощностей на гидроэлектростанциях. Однако наиболее эффективные гидроэнергетические ресурсы в европейской части страны в настоящее время уже использованы.

В мировой практике энергоснабжения решение этой проблемы достигается либо созданием специального маневренного энергосилового оборудования (пиковые маневренные ТЭС, газотурбинные электростанции), либо использованием потребителей-регуляторов, потребляющих электроэнергию лишь в периоды общего снижения нагрузки в энергосистеме. Строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) полностью отвечает требованиям решаемой проблемы, так как они одновременно являются

высокоманевренным источником пиковой мощности и потребителем-регулятором. ГАЭС покрывают пиковую часть суточного графика нагрузки и выравнивают суточный график нагрузки тепловых станций (рис. 77). В часы провалов нагрузки в энергосистеме ГАЭС работают в насосном режиме и потребляют избыточную электроэнергию на перекачивание воды из нижнего водохранилища в верхнее. В часы пиков нагрузки ГАЭС сбрасывают воду из верхнего водохранилища в нижнее и, работая в турбинном режиме, выдают в энергосистему электроэнергию для покрытия пиковой части графика нагрузки

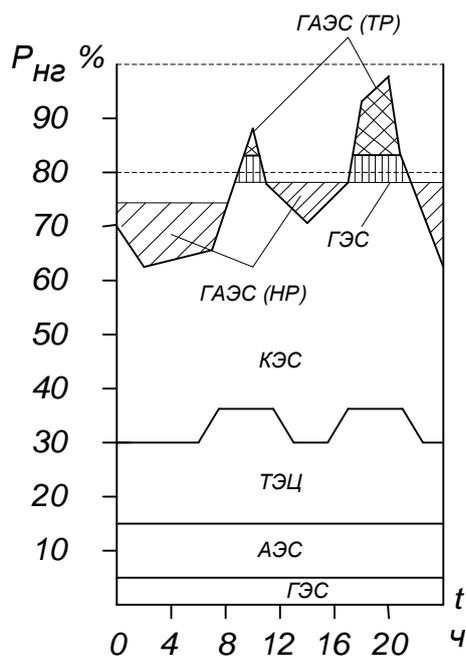


Рис. 77. Суточный график нагрузки энергосистемы, графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии, и режим работы ГАЭС.

Другой не менее важной проблемой в энергетике является поддержание частоты в энергосистемах. Для этой цели в энергосистемах выделяются специальные регулирующие электростанции («станции, ведущие частоту»), режим работы которых частично или полностью подчинен быстро изменяющимся требованиям потребителей энергосистемы.

Из регулирующих типов электростанций ГАЭС наиболее полно отвечают задачам поддержания частоты в энергосистеме. Высокие маневренные качества оборудования ГАЭС характеризуются возможностью быстрого набора и сброса нагрузки, (на что указывают данные табл. 9), большим диапазоном регулирования, равным сумме насосной и турбинной мощности, сравнительно несложной автоматизацией процессов регулирования мощности при небольших потерях энергии и незначительным влиянием на долговечность работы оборудования. В последние годы в нашей стране и за рубежом большое внимание уделяется строительству так называемых энергокомплексов, включающих ГАЭС и крупные тепловые или атомные электростанции. Водохранилища ГАЭС в этом случае используются одновременно и для

Маневренность различных типов электростанций

Тип электростанции	Диапазон регулирования установленной мощности, %	Время набора полной нагрузки, мин	
		из холодного состояния	из горячего состояния
Паротурбинные с блоками 200–300 МВт	30-50	120-180	20-40
Паротурбинные неблочного типа	60-85	90-180	20-50
	70	390-660	60
Атомные	100	15-30	0,5
Газотурбинные			
Гидравлические обычного типа	80-100	1-2	0,25-0,5*
	200-220	1-2	0,25-0,5*
Гидроаккумулирующие			

* Режимы работы на холостом ходу.

ГАЭС хорошо удовлетворяют техническим, эксплуатационным и экономическим требованиям, предъявляемым к источникам реактивной мощности. При этом агрегаты ГАЭС могут одновременно использоваться в качестве быстродействующего резерва активной мощности, так как время автоматического перевода агрегатов ГАЭС из режима синхронного компенсатора в генераторный и наоборот составляет 1-2 мин.

Таким образом, ГАЭС выполняют следующие функции в энергосистемах:

- покрытие пиковой части графиков электрической нагрузки;
- участие в регулировании частоты и мощности, особенно в периоды интенсивных подъемов и сбросов нагрузки;
- аварийный резерв быстрого ввода;
- источник реактивной мощности и энергии;
- улучшение режимов работы тепловых и атомных электростанций.

4.4.1. Особенности электротехнического оборудования ГАЭС

В зависимости от величины напора и требуемой мощности ГАЭС на них устанавливаются следующие гидроагрегаты: четырехмашинные, состоящие из отдельных насосного и турбинного агрегатов; трехмашинные, объединяющие в себе насос, турбину и синхронную машину, работающую соответственно в

двигательном и генераторном режимах; двухмашинные, в состав которых входит обратимая гидромашина – насосотурбина и синхронная электромашина. При разработке электротехнического оборудования для ГАЭС требуется решить ряд новых технических задач, обусловленных особенностями работы такой станции в энергосистеме.

Частая смена двигательного и генераторного режимов при различных направлениях вращения, переключения в режим синхронного компенсатора предъявляют особые требования к конструктивным узлам оборудования. Так, к числу основных задач, возникающих при разработке двигателей–генераторов большой мощности и необходимой вспомогательной аппаратуры, относятся:

- создание крупных электрических машин, рассчитанных на прямой асинхронный пуск от сети, мощных пусковых двигателей с системами регулирования, мощных частотных преобразователей для обеспечения частотного пуска двигателя–генератора;

- создание систем возбуждения, обеспечивающих надежную работу электромашин с учетом их реверсивного вращения;

- создание форсированной системы охлаждения;

- разработка мероприятий по снижению динамических нагрузок, улучшению пусковых характеристик;

- создание реверсивного подпятника;

- создание специальных выключателей и многополюсных разъединителей для обеспечения реверса;

- разработка контактных систем включающих устройств, рассчитанных на многократное переключение токов, превышающих номинальный в 2–3 раза;

- разработка трансформаторов, работающих в переменных режимах с частыми кратковременными перегрузками токами двух-, трехкратной величины;

- разработка мероприятий по повышению устойчивости параллельной работы двигателей-генераторов и автоматизации управления ГАЭС в связи с многообразием эксплуатационных режимов агрегатов.

Основные параметры реверсивных двигателей-генераторов (номинальное напряжение, коэффициент мощности в генераторном и двигательном режимах) определяются с учетом особенностей их работы в энергосистеме. Так, если коэффициент мощности машины при работе агрегата в генераторном режиме выбирается с учетом обычных требований и составляет, как правило, 0,8–0,95, то для двигательного режима определяющими будут условия работы при повышенных напряжениях и малых нагрузках в энергосистеме. При этом коэффициент мощности в двигательном режиме будет составлять 0,9–1,0.

На рис. 78 представлены кривые, определяющие зависимость мощности двигателей-генераторов от частоты вращения и зоны использования различных способов их охлаждения.

Для агрегатов мощностью до 400–500 МВт, как правило, применяется воздушное охлаждение с принудительной вентиляцией. Для более мощных машин используется водяное охлаждение обмоток ротора и статора, которое

позволяет уменьшить габариты машины, значительно снизить нагрев обмоток ротора и статора и, таким образом, повысить КПД машин.

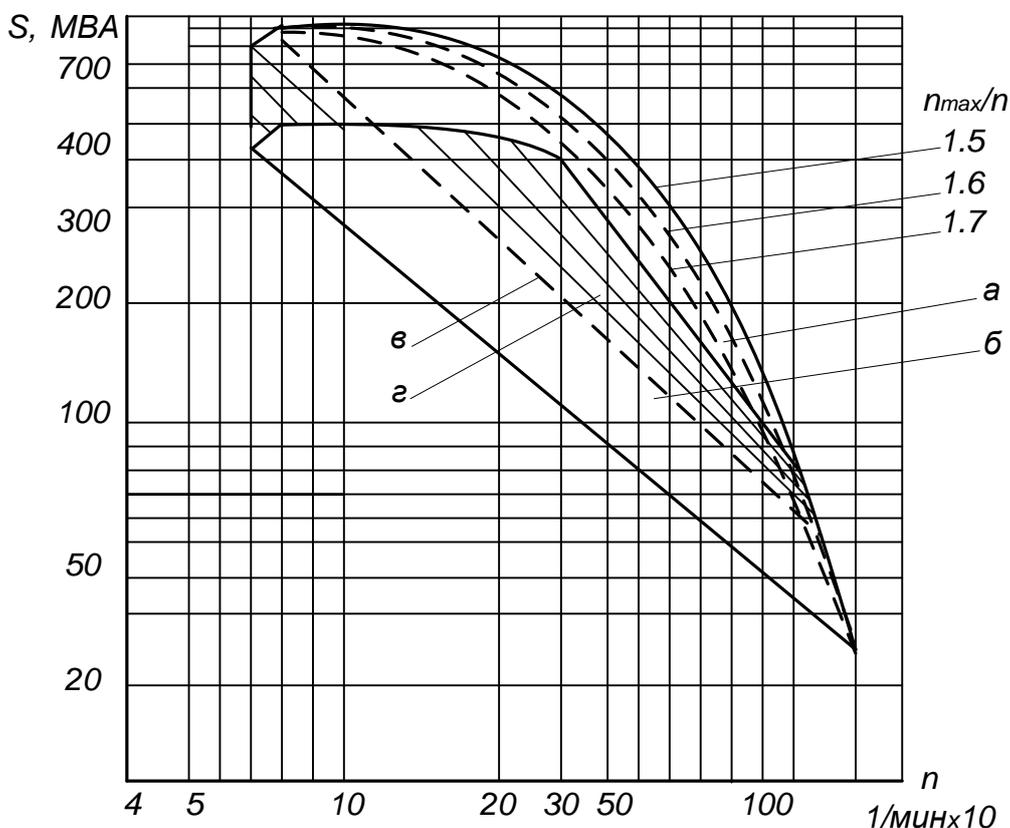


Рис. 78. Диаграмма зависимости предельной мощности от скорости вращения двигатель-генераторов ГАЭС и зоны различных способов их охлаждения: а) непосредственное охлаждение водой статора и ротора; б) воздушное охлаждение; в) нижний предел охлаждения водой статора и ротора; з) зона охлаждения статора водой и ротора воздухом.

Рост единичной мощности и частоты вращения электрических машин с воздушным охлаждением приводит к возрастанию нагрузок на подпятник.

Подпятник и направляющие подшипники реверсивной электрической машины должны обеспечить нормальную ее работу при вращении в обе стороны, поэтому сегменты подпятников и направляющих подшипников выполняются с нулевым эксцентриситетом. Вследствие этого масляная пленка имеет меньшую толщину, чем у гидрогенераторов обычного исполнения. Масло на поверхность трения подпятника подается под высоким давлением, при этом значительно уменьшает момент трогания машины, что особенно важно для пуска в двигательном режиме.

Как указывалось выше, силовые трансформаторы ГАЭС рассчитываются на относительно большие пусковые токи, возникающие при запуске агрегатов в насосном режиме. Кроме того, в связи с увеличением напряжения в турбинном режиме на 5–8% по сравнению с насосным, а также необходимостью регулирования повышенного напряжения по условиям распределения потоков

мощностей в энергосистеме, блочные силовые трансформаторы ГАЭС имеют устройство регулирования под нагрузкой (РПН).

4.4.2. Режимы работы обратимых гидроагрегатов

В настоящее время на мощных средненапорных ГАЭС устанавливаются преимущественно крупные двухмашинные насосотурбинные гидроагрегаты, называемые реверсивными или обратимыми агрегатами (рис. 79). Для выполнения режимных функций обратимые агрегаты (ОА) должны, - по возможности, быстро пускаться, останавливаться и переводиться из одного стационарного режима работы в другой. Обратимые гидроагрегаты во время нормальной эксплуатации ГАЭС поочередно работают (по выбору) в четырех стационарных режимах: насосном (НР), турбинном (ТР), синхронного компенсатора (КР), и вращающегося резерва (ВР).

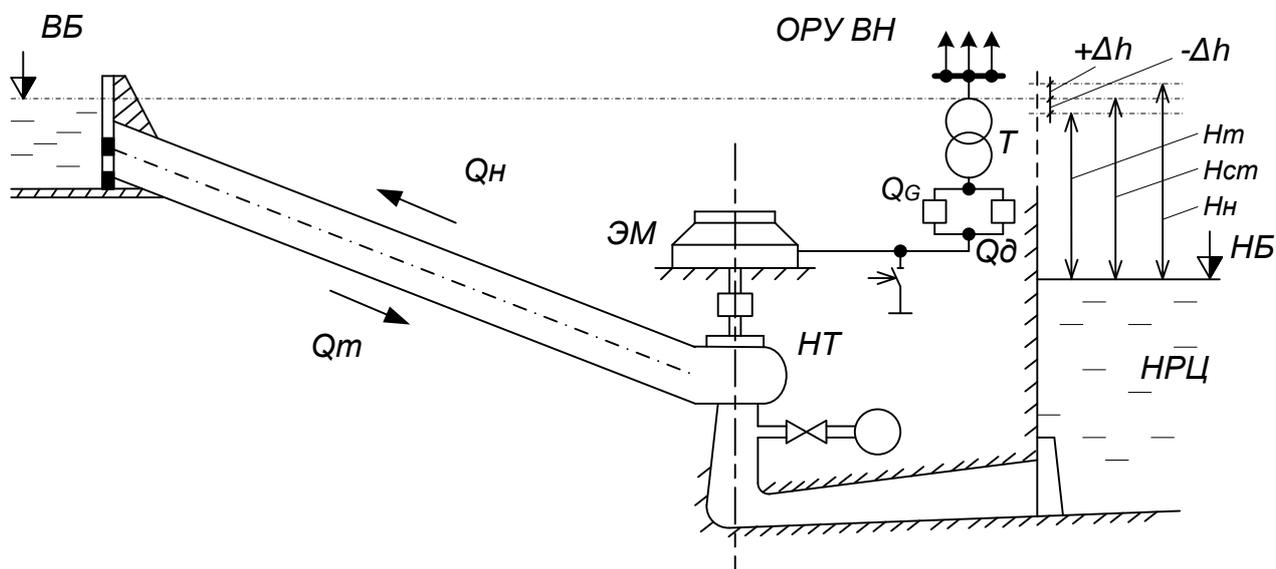


Рис. 79. Схема работы обратимого агрегата ГАЭС

Двухмашинные ОА в отличие от других типов этих агрегатов работают с противоположным направлением вращения в НР и ТР, поэтому для них различают КР и ВР с насосным и турбинным направлением вращения: $КР_n$, $КР_t$, $ВР_n$ и $ВР_t$. Анализ схемы-диаграммы возможных режимов работы всех типов ОА (рис. 80) позволяет установить, что во время его нормальной эксплуатации может иметь место семь стационарных режимов, а при пуске, остановке и переводе агрегата из одного стационарного режима в другой возможны 24 переводных режима. Схема-диаграмма охватывает все практически возможные технологические состояния ОА, т.е. стационарные, переводные и аварийные режимы работы. Далее рассматриваются режимы работы только ОА, так как режимы работы трех- и четырехмашинных насосотурбинных гидроагрегатов являются частным случаем работы двухмашинного агрегата ОА.

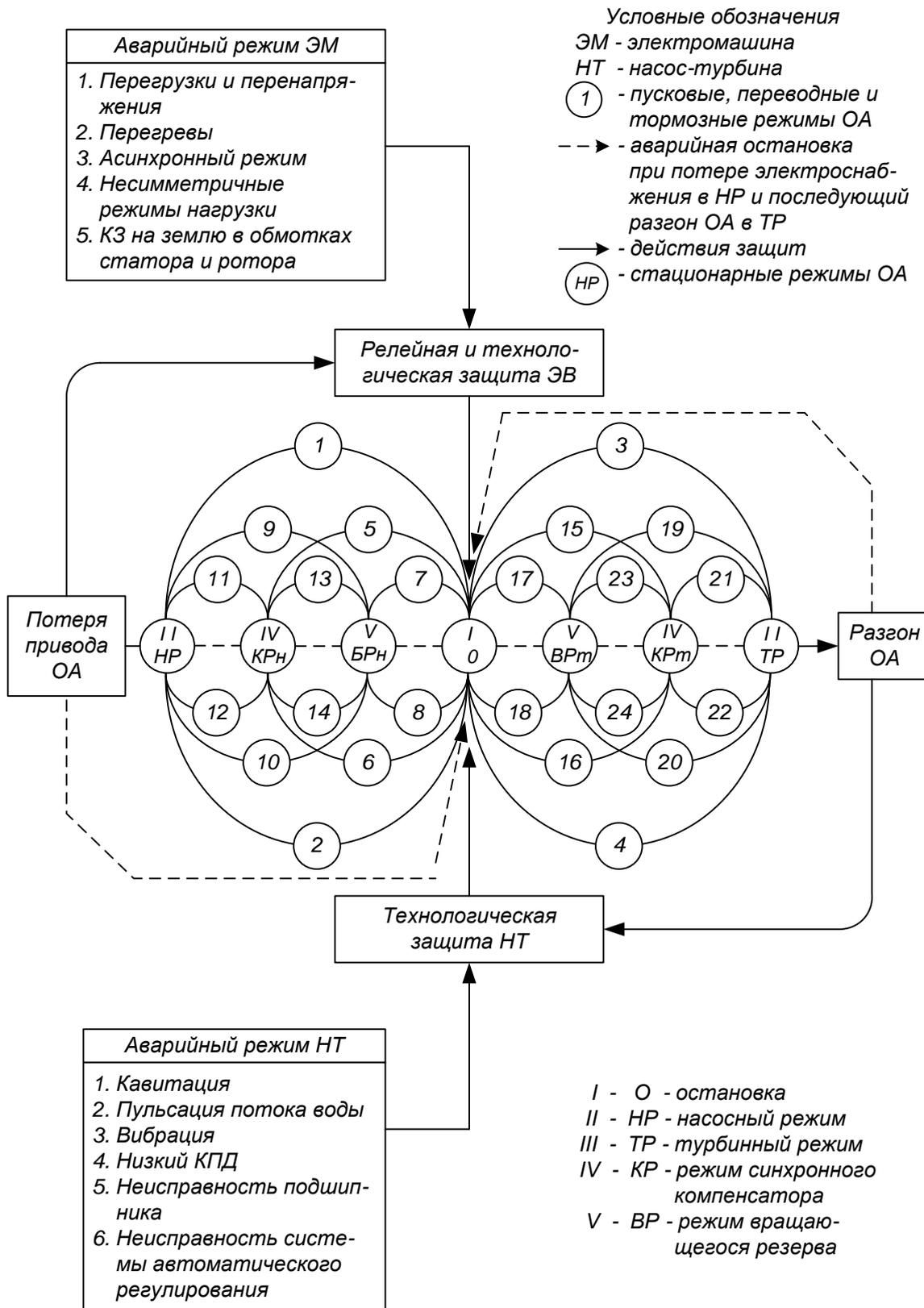


Рис. 80. Схема-диаграмма возможных стационарных, переводных и аварийных режимов работы ОА ГАЭС

Стационарные режимы работы ОА. В нормальных условиях эксплуатации в НР насос-турбина (НТ) ОА работает как обычный

центробежный (РО) или диагональный (Д) насос и перекачивает воду из нижнего водохранилища в верхнее, а в ТР, наоборот, вращается в обратном направлении как обычная РО и Д гидротурбина за счет перетока воды из верхнего в нижний резервуар ГАЭС (рис. 79). Соответственно этому соединенная с насосом-турбиной обратимая синхронная машина (ЭМ) – двигатель-генератор – работает в качестве синхронного электродвигателя, потребляя электроэнергию из сети в НР, а в ТР, наоборот, работает как обычный гидрогенератор, выдающий активную и реактивную мощность в энергосистему. При работе ОА в НР его синхронная машина потребляет из электрической сети мощность, кВт:

$$-P = 9,81 \cdot \frac{Q_H \cdot (H_{СТ} + \Delta h_H)}{\eta_H},$$

а в ТР развивает и выдает в электрическую систему мощность, кВт:

$$P = 9,81 \cdot Q_T \cdot (H_{СТ} + \Delta h_T) \cdot \eta_T,$$

где Q_H и Q_T – расход, развиваемый гидромашинной ОА соответственно в НР и ТР, м³/с; $H_{СТ}$ – статический напор ГАЭС, м; Δh_H и Δh_T – потери напора в напорных подводяще-отводящих водоводах и сороудерживающих решетках гидромашин соответственно в НР и ТР, м; η_H и η_T – общие к.п.д. ОА при его работе соответственно в НР и ТР, которые учитывают потери энергии при ее аккумуляции и трансформации (рис. 79).

Электродвигательный регулятор частоты вращения ОА должен обеспечить автоматический пуск, нормальную и аварийную остановку агрегата, а также регулировать нагрузку и производительность агрегата в турбинном и насосном режимах.

Синхронная машина ОА может генерировать или потреблять реактивную мощность, полностью – работая как синхронный компенсатор (СК), или частично – в генераторном либо двигательном режиме, с перевозбуждением или недо возбуждением.

При работе ОА в КР для уменьшения потерь мощности на вращение агрегата вода отжимается сжатым воздухом из полости рабочего колеса насоса-турбины и применяется гидравлическая или электромагнитная разгрузка подпятника агрегата. Максимальная реактивная мощность электрической машины ОА ограничивается условиями допустимого нагрева обмоток статора и ротора и достигает примерно 70–80% номинальной мощности машины.

При работе в режиме ВР ОА вращается в турбинном либо насосном направлениях на холостом ходу с нулевым возбуждением. В случае аварийного снижения или повышения частоты либо напряжения ОА автоматически за 10 – 20с нагружается в турбинном режиме; при этом перевозбуждается или недо возбуждается. Набор нагрузки ОА в насосном режиме более

продолжителен – 2–5 мин.

Переводные режимы ОА. Пусковые, тормозные и переводные режимы работы ОА сопровождаются относительно быстрым изменением значений расхода и направлений движения воды в проточных частях и водоводах насоса-турбины, а также частоты вращения вала агрегата и величины тока электрической машины.

По условиям регулирования частоты и напряжения в энергосистеме, а также в целях сохранения устойчивости параллельной работы ее электростанций необходима возможно меньшая продолжительность переводных режимов.

Пуск ОА в турбинном режиме не связан с какими-либо специфическими трудностями и аналогичен пуску агрегатов обычных ГЭС. В зависимости от типа, мощности и напора агрегата пуск продолжается не более 1–2 мин.

Пуск ОА в насосный режим более сложен и в зависимости от типа и мощности агрегата продолжается 3–12 мин. Для обеспечения пусковых условий стремятся предельно уменьшить момент сопротивления.

Аварийные режимы работы ОА. В процессе эксплуатации ОА могут иметь место практически все аварийные режимы, характерные для обычных гидротурбинных и насосных агрегатов (рис. 80).

Во время работы ОА в одном из четырех стационарных режимов (НР, ТР, КР и ВР) при резком повышении или понижении напряжения на выводах обмотки статора электромашины автоматически срабатывает, соответственно, расфорсировка или форсировка возбуждения электромашины.

В случае появления в любом режиме работы ОА однофазного замыкания на землю в цепи электромашины напряжением 6–20 кВ с током замыкания на землю более 5 А агрегат немедленно автоматически отключается.

Во время переводных режимов ОА из насосного режима в турбинный и обратно требуется менять порядок чередования фаз электромашины три помощи оперативных реверсирующих выключателей или разъединителей, либо специальных пятиполюсных реверсирующих выключателей, устанавливаемых, как правило, на генераторном напряжении. В связи с этим могут часто возникать неполнофазные режимы работы электромашины ОА чаще, чем в обычных гидро- и насосов-агрегатов, работающих с неизменным направлением вращения вала. Во избежание повреждения электромашины при неполнофазных режимах предусматривается специальная защита, действующая на отключение ОА от электрической сети.

Кроме известных аварийных режимов таких, как перегрузка, асинхронный режим, механические вибрации ОА, имеют место также и специфические аварийные режимы – аварийная потеря электропривода в насосном режиме (прекращение электроснабжения машины ОА) и сброс нагрузки в турбинном режиме (отключение выключателя нагруженной электромашины). В этих случаях возникают значительные повышения или понижения давления в проточных частях и подводяще-отводящих напорных водоводах насоса-турбины, а также значительное увеличение частоты

вращения агрегата (угонные обороты). Весьма опасным является режим противотока в насосе-турбине, при котором меняется направление движения воды при неизменном направлении вращения вала.

Во всех аварийных режимах допускается работа ОА в определенных интервалах времени с предельно допустимым превышением параметров агрегата: мощности, тока, напряжения, температуры и вибрации электромашин, а также кавитации насоса-турбины. По истечении допустимого интервала времени или при недопустимом отклонении величин параметров ОА автоматически отключается при действии релейной или соответствующей технологической защиты. При этом аварийная остановка ОА может быть с закрытием или без закрытия аварийного затвора гидромашин.

4.4.3. Способы пуска агрегатов ГАЭС

Пуск агрегатов ГАЭС в турбинном режиме, так же как и пуск насосных агрегатов при четырехмашинной схеме, не связан с какими-либо специфическими трудностями. Однако пуск обратимого насосотурбинного агрегата из неподвижного состояния и перевод его из турбинного режима в насосный являются сложными и ответственными операциями при эксплуатации ГАЭС.

Способ пуска АО зависит от единичной мощности агрегата и возможности выполнения пусковой схемы, от допустимого понижения напряжения в энергосистеме, вызванного пуском агрегатов, а также от продолжительности пуска [10].

Применяются следующие способы пуска агрегатов ГАЭС:

асинхронный прямой пуск;

асинхронный пуск при пониженном напряжении с использованием автотрансформатора;

асинхронный пуск с использованием реактора;

синхронный пуск с вспомогательным разворотным асинхронным двигателем;

частотный пуск от статического преобразователя частоты;

пуск от вспомогательного генератора соизмеримой мощности;

частотный пуск с использованием вращающегося преобразователя частоты.

Прямой асинхронный пуск при полном напряжении сети является наиболее простым, быстрым и достаточно экономичным. Он не требует дополнительного оборудования, но сопровождается большим (до 3–5%) падением напряжения в питающей сети и повышенными пусковыми токами. При прямом асинхронном пуске предъявляются более жесткие требования к конструктивному исполнению двигателя-генератора и трансформатора. Это достигается применением массивных полюсов или мощных демпферных систем и форсированной системы охлаждения для ротора, усилением механического крепления обмоток статора, а в отдельных случаях – и

трансформатора.

Асинхронный пуск при пониженном напряжении требует установки дополнительного оборудования: реактора или автотрансформатора, дополнительных шин, переключательного устройства и др. В тех случаях, когда необходимо ограничить потребляемый пусковой ток, применяется пуск через реактор. При этом ограничение потребляемого из сети тока связано с падением напряжения на зажимах двигателя-генератора и уменьшением асинхронного момента.

При автотрансформаторном пуске агрегата ограничивается потребляемый из электрической системы ток и одновременно сохраняется максимально возможный пусковой момент.

Пуск от вспомогательного электродвигателя (ВРД) или пусковой турбины снижает до минимума толчки тока в системе, но усложняет и удорожает конструкцию гидроагрегата и строительную часть ГАЭС. Применение пусковой гидротурбины связано с трудностями размещения ее на одном валу с основным агрегатом.

Преимущества использования пускового электродвигателя (асинхронного двигателя или двигателя постоянного тока) состоят в возможности его применения для агрегатов любой мощности, относительной простоте пуска, сравнительно малой величине пускового тока от системы, отсутствия дополнительных требований к конструкции основной машины. Недостатком этого способа пуска являются: высокая стоимость, использование пускового двигателя с жидкостным реостатом для каждого агрегата, сложная схема при торможении, необходимость дополнительного источника энергии. Мощность пусковых электродвигателей находится в пределах 5–9% мощности основного агрегата, время пуска агрегата в насосном режиме до набора нагрузки – около 5–7 мин.

Частотный пуск посредством статического преобразователя частоты (СПЧ) является одним из наиболее перспективных. К преимуществам статических преобразователей, кроме их технического совершенства и простоты эксплуатации, следует отнести также их незначительное собственное потребление электрической мощности, а также возможность применения одного пускового устройства для всех агрегатов ГАЭС.

Частотный пуск посредством вращающейся машины с изменяемой частотой имеет на ГАЭС широкое применение и обычно осуществляется от одной машины, частота напряжения которой может изменяться от нуля до номинального значения. Такой машиной может быть либо один из гидроагрегатов ГАЭС, либо специальный вращающийся агрегат с гидравлическим или электрическим приводом, находящийся на этой ГАЭС либо на близкорасположенной электростанции. При этом запуск в насосный режим может быть осуществлен по одному из следующих вариантов: синхронный пуск, асинхронный пуск, асинхронно-синхронный пуск.

Частотный (чаще синхронный) пуск от соседнего агрегата в сочетании с пусковыми двигателями применяется на многоагрегатных ГАЭС, когда часть

агрегатов пускается частотным способом, а последний – пусковым двигателем.

4.4.4. Главные схемы электрических соединений и схемы собственных нужд ГАЭС

Основными специфическими особенностями построения главных электрических схем ГАЭС является то, что они размещаются преимущественно в центрах нагрузок или в энергокомплексах и состоят из обратимых агрегатов, работающих в различных режимах.

На современных ГАЭС главные схемы электрических соединений применяют, как правило, в виде одиночных или укрупненных блоков с силовыми трансформаторами. В некоторых случаях одиночные блоки соединяются на высшем напряжении в объединенные блоки с подключением двух-трех одиночных блоков к сборным шинам через общий выключатель.

Коммутация и синхронизация электрической машины ОА с электрической системой в случае одиночного блока осуществляется выключателем только на стороне высшего напряжения 220–750 кВ. Для укрупненных блоков эти операции выполняют при помощи выключателей или оперативных разъединителей на стороне низшего напряжения. Использование для этих целей выключателя на высшем напряжении нецелесообразно, ибо он не рассчитан на такие многократные операции.

На высшем напряжении ГАЭС применяют схемы с одной или с двумя системами сборных шин и одним выключателем на присоединение (либо с двумя выключателями на присоединение), а также схемы кольцевого типа «3/2», «4/3», четырех- и пятиугольников.

На сооружаемых в последние годы мощных зарубежных ГАЭС применяют компактные КРУЭ до 500 кВ с элегазовой изоляцией и подземным или наземным расположением ячеек. Такие КРУЭ весьма надежны и удобны в эксплуатации и дают существенную экономию в занимаемой площади по сравнению с обычными ОРУ.

Состав электроприемников собственных нужд ГАЭС и ГЭС практически одинаков, однако существуют некоторые различия, главным образом – в схеме питания с.н. ГАЭС.

На построение схем с.н. ГАЭС решающее влияние оказывает принятый способ пуска обратимых гидроагрегатов в насосный режим. Так, электроснабжение с.н. ответвлением от блоков нежелательно, так как в аварийных условиях разворот ОА в насосном режиме разрешается проводить прямым асинхронным пуском, что может вызвать значительные снижения напряжения в системе с.н. ГАЭС.

При разработке схемы собственных нужд следует учитывать, что подключение СПЧ к ответвлению от блока может привести к появлению в цепи генератора (во время пуска) высших гармоник тока, отрицательно влияющих на работу дифференциальной защиты генератора. Из-за частых пусков в насосном режиме и режиме синхронного компенсатора для ГАЭС требуются более

мощные компрессорные установки для отжатия воды из камеры рабочего колеса. Поэтому пусковые устройства предпочтительнее подключать к шинам общестанционных с.н., электроснабжение которых обеспечивается от других точек главной схемы ГАЭС (например, от третичных обмоток автотрансформаторов связи) или от местной сети. Ниже приводятся главные схемы электрических соединений и схем собственных нужд некоторых ГАЭС.

На рис. 81 представлена главная схема электрических соединений ГАЭС «Виларино», Испания), которая содержит шесть блоков (на рис. 81 представлен блок № 5). Каждый блок состоит из обратимого агрегата мощностью 169,5 МВА со статической системой возбуждения и силового трансформатора, подключенного к системе сборных шин напряжением 220 кВ. Для пуска агрегатов в насосный режим используется комбинированная система, сочетающая асинхронный и синхронный пуски.

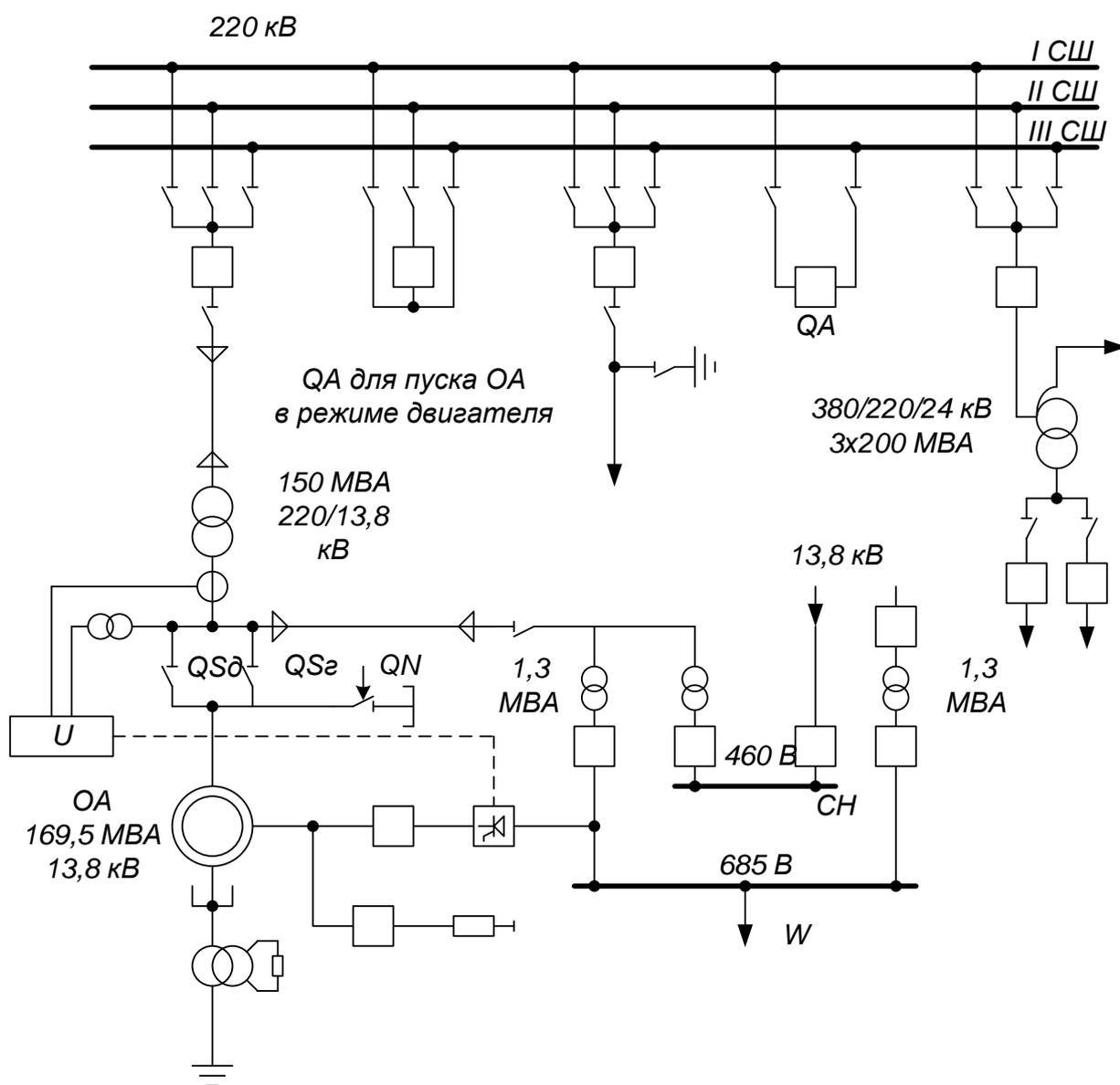


Рис. 81. Главная схема электрических соединений ГАЭС «Виларино», Испания

Синхронный пуск предполагает использование одного из агрегатов в режиме генератора для последовательного запуска всех остальных агрегатов. Затем последний агрегат запускается в насосный режим прямым подключением к сборным шинам 220 кВ (асинхронный пуск) или от генератора соседней ГЭС через линию W . Связь между агрегатами во время пуска осуществляется через ОРУ–220 кВ, состоящего из 3-х систем сборных шин, одна из которых служит для питания системы собственных нужд и запуска агрегатов ГАЭС.

В Бельгии построена средненапорная ГАЭС «Плят Тай» установленной мощностью 160 МВт при напоре 46 м, на которой установлено четыре ОА с радиально–осевыми насосами–турбинами единичной мощностью 43 МВА.

Главная схема этой ГАЭС выполнена в виде объединенного блока: четыре гидроагрегата, два трансформатора (рис. 82). На стороне генераторного напряжения 12 кВ связь главных выводов электромашин с расщепленными обмотками главных трансформаторов осуществляется при помощи однофазных высоковольтных кабелей. Для асинхронного пуска ОА в насосном на пониженном напряжении установлен токоограничивающий реактор LR ($x = 1,84$ Ом), который после пуска шунтируется оперативным разъединителем (QS). Для изменения порядка чередования фаз главных выводов электромашин при переходе из ТР в НР и наоборот предусмотрены реверсирующие разъединители (QS_D , QS_G). На напряжении 150 кВ предусмотрена одна несекционированная система сборных шин, к которой через разъединитель и воздушный выключатель присоединяются оба главных трансформатора и воздушная линия W 150 кВ, связывающая ГАЭС с энергосистемой.

Для питания агрегатных и общестанционных электропотребителей с.н. этой ГАЭС предусмотрена система шин напряжением 0,4 кВ, которая секционируется двумя воздушными автоматами на три секции. Крайние секции сборных шин с.н. 0,4 кВ питаются от двух понизительных трансформаторов мощностью 2500 кВА, напряжением 12/0,4 кВ. Средняя система сборных шин имеет резервное электроснабжение от резервного трансформатора РТСН, подключенного двумя ВЛ 12 кВ к электрической сети местного района.

В Австралии сооружена ГАЭС «Вивенчос» установленной мощностью 500 МВт при напоре 100м. На ГАЭС установлено два ОА с радиально-осевыми насосами–турбинами единичной мощностью 250 МВт, электромашин которых работают в блоках с главным трехфазным трансформатором мощностью 280 МБ-А и напряжением 380/16 кВ.

Для пуска ОА в насосном режиме (синхронный пуск) используются вспомогательные асинхронные электродвигатели (ВРД) единичной мощностью 20 МВт и напряжением 10 кВ (рис 83), ОРУ 330 кВ выполнено с одной системой сборных шин, секционированных разъединителем с электроприводом на две секции, к которым соответственно присоединены оба блока ОА и две воздушные линии 330 кВ для связи ГАЭС с энергосистемой. Для электроснабжения СН предусмотрено КРУ 10 кВ, которое связано с ОРУ 330

кВ понизительным трансформатором 30 МВ-А, напряжением 330/10 кВ и резервом от местной электрической сети по воздушной линии W3 10 кВ.

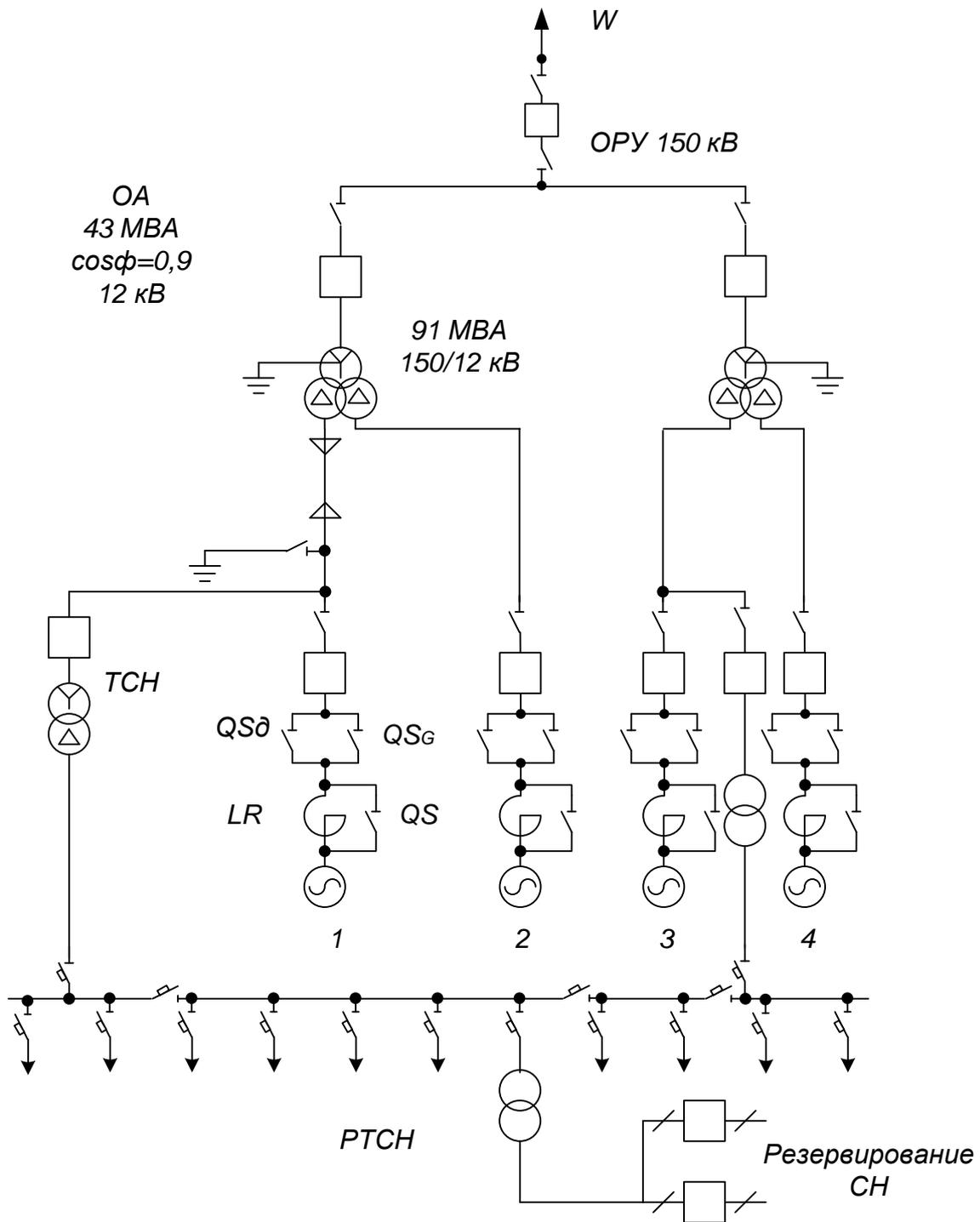


Рис. 82. Главная схема электрических соединений ГАЭС «Плят Тай», Бельгия

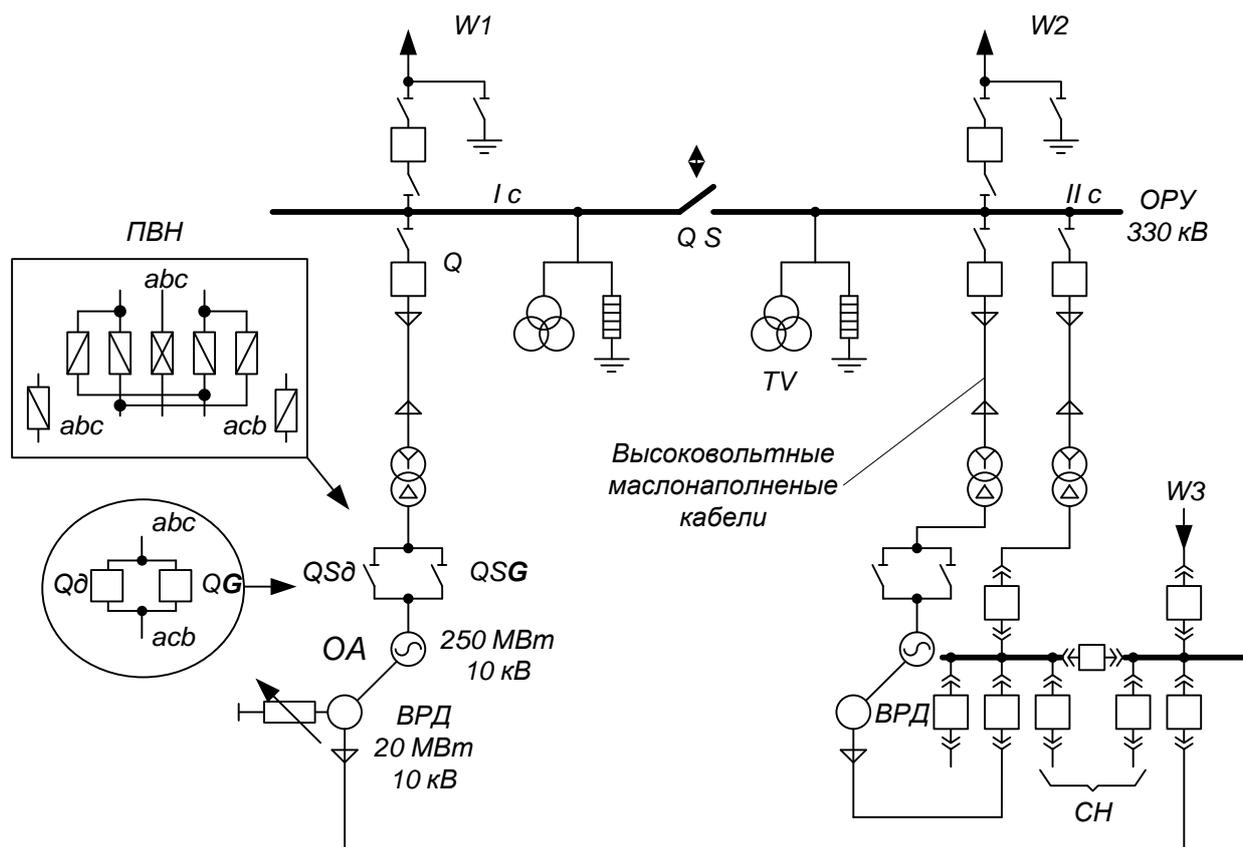


Рис. 83. Главная схема электрических соединений ГАЭС «Вивенчос», Австралия

В Индии построена подземная ГАЭС «Нагарюсагар» мощностью 400 МВт при напоре 400 м, на которой установлено четыре ОА с радиально-осевыми насосами-турбинами единичной мощностью 100 МВт.

Ввиду относительно слабых межсистемных связей для запуска ОА в насосный режим принят частотный метод пуска с использованием статических тиристорных преобразователей частоты. Главная схема электрических соединений этой ГАЭС выполнена в виде четырех блоков электромашин-трансформатор, которые присоединяются через выключатель и развилку из двух разъединителей к двум системам сборных шин ОРУ 220 кВ. На сборных шинах установлен шиносоединительный выключатель и присоединены две ВЛ 220 кВ для связи ГАЭС с энергосистемой (рис. 84). Для электроснабжения схемы с.н. ГАЭС и статического преобразователя частоты предусмотрен понизительный трехфазный трансформатор мощностью 40 МВА, напряжением 230/16 кВ.

На рис. 85 представлена главная схема электрических соединений Кайшядорской ГАЭС (Литва; строительство началось, когда еще существовал СССР) с четырьмя объединенными блоками, состоящими из двух одиночных блоков, мощностью по 200 МВт каждый. На напряжении 330 кВ объединенные блоки присоединяются к двум системам сборных шин по схеме «четыре выключателя на три присоединения – 4/3».

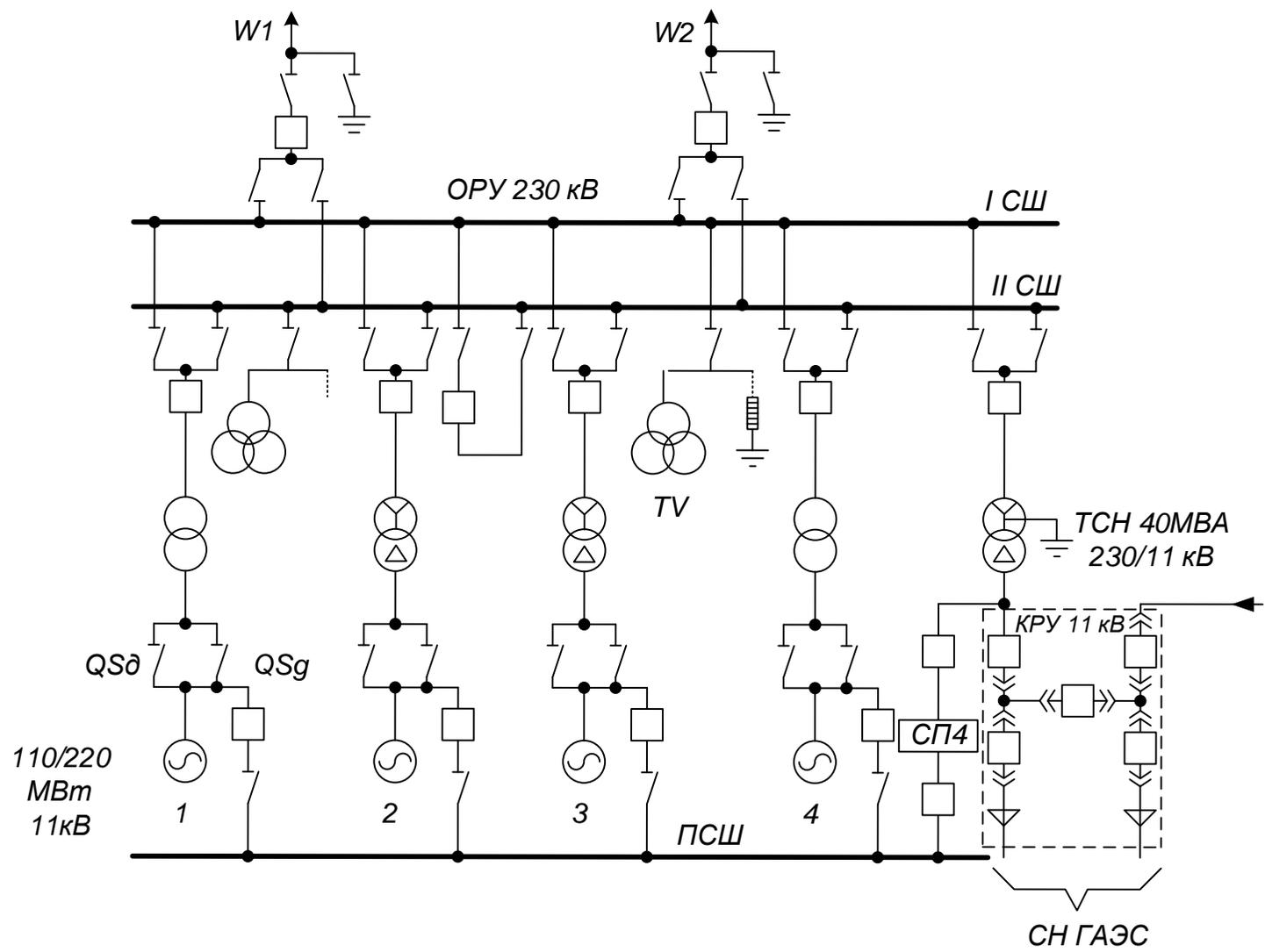


Рис. 84. Главная схема электрических соединений ГАЭС «Нарагюсагар», Индия

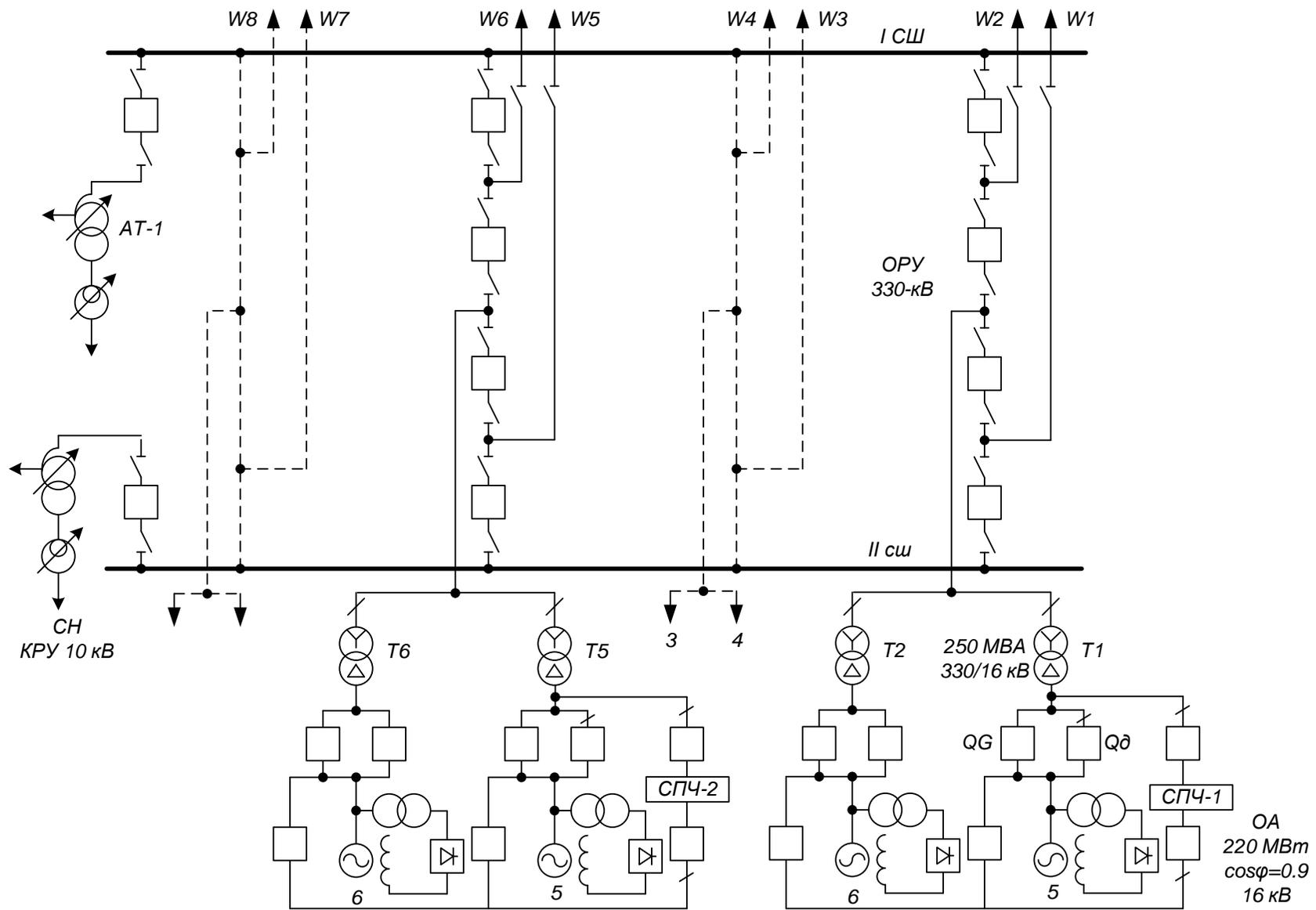


Рис. 85. Главная схема электрических соединений Кайшиядорской ГАЭС, Литва, (бывш. СССР)

Для пуска ОА в насосный режим принят частотный метод пуска с использованием статических преобразователей частоты на управляемых тиристорных вентилях (СПЧ). Для каждого объединенного блока предусмотрена одна установка СПЧ, подключенная к выводам одного из блочных трансформаторов (нечетного). Для повышения надежности схемы пуска ОА блочные СПЧ объединены пусковой системой сборных шин (ПСШ). ОА имеют статическую систему возбуждения (СВБ) с тиристорными управляемыми выпрямителями.

5. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИЙ

В соответствии с [11] под собственными нуждами подстанций (ПС) понимается расход электроэнергии на следующие цели:

- охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;
- обогрев, освещение и вентиляцию помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ, аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здания вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной);
- освещение территории;
- зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей;
- питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током);
- обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;
- обогрев приводов и баков масляных выключателей;
- обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;
- обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;
- обогрев электродвигательных приборов разъединителей;
- обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;
- обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;
- питание компрессоров;
- обогрев воздухохранилищ;
- вспомогательные устройства синхронных компенсаторов (масляные, циркуляционные и дренажные насосы, задвижки, автоматика);
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
- небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;
- прочие: дренажные насосные, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и т.д.

К расходу электроэнергии на собственные нужды подстанций относится также электроснабжение электроприемников, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций: кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и т.п.

Приемники собственных нужд классифицируются по ответственности и по длительности включения [12].

А. По ответственности:

А-1. Приемники, отключение питания которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению ПС, к аварии основного оборудования. Для приемников этой группы необходимо предусмотреть двойное питание от разных секций щита собственных нужд с автоматическим резервированием.

А-2. Приемники, отключение питания которых допустимо на 20–40 мин на ПС с дежурным персоналом или до приезда обслуживающего персонала на подстанциях без дежурного персонала. Восстановление питания этой группы приемников допустимо осуществлять вручную.

А-3. Приемники, отключение которых возможно на более длительное время.

Б. По длительности включения:

Б-1. Приемники, постоянно включенные в сеть (в том числе цепи управления и релейной защиты).

Б-2. Приемники, включаемые периодически (например, в зависимости от температуры наружного воздуха или от технологических перерывов в работе).

Б-3. Приемники, включаемые во время ремонта.

Перечень приемников собственных нужд с указанием их классификации по ответственности и длительности включения приведен в табл. 10.

Таблица 10

Классификация приемников собственных нужд подстанций

Наименование приемников	По ответственности	По длительности включения
Оперативные цепи	А-1	Б-1
Электродвигатели системы охлаждения трансформаторов	А-1	Б-1
Электродвигатели компрессоров	А-2	Б-2
Зарядно-подзарядные устройства аккумуляторной батареи	А-2	Б-2
Освещение	А-2	Б-2
Электроотопление помещений	А-2	Б-2
Электроподогрев аппаратуры и шкафов высокого напряжения	А-2	Б-2
Вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания	А-3	Б-2
Мастерские	А-3	Б-2
Связь и телемеханика	А-1	Б-1
Электродвигатели смазки и технического водоснабжения синхронных компенсаторов	А-1	Б-1
Электродвигатели насосов пожаротушения	А-1	Б-3
Маслоочистительная установка	А-3	Б-3
Грузоподъемные устройства	А-3	Б-3

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа ПС, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования [13]. Наименьшее количество потребителей с. н. на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов QR и QN , шкафов КРУН, а также освещение подстанции.

На подстанциях с выключателями высокого напряжения дополнительными потребителями являются компрессорные установки (для выключателей ВНВ, ВВБ), а при оперативном постоянном токе – зарядный и подзарядный агрегаты. При установке синхронных компенсаторов необходимы механизмы смазки их подшипников, насосы системы охлаждения GS .

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов и ГС, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В с заземленной нейтралью, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Напряжение 220 В с изолированной нейтралью применяется как исключение на ПС с протяженной кабельной сетью 6–10 кВ для возможности присоединения в нейтраль трансформатора собственных нужд, соединенного по схеме «звезда с выведенной нейтральной точкой – треугольник», дугогасящей катушки.

5.1. Схемы электроснабжения с.н. подстанций

Общий подход – следующий. *Два трансформатора с.н.* устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35 – 750 кВ.

Один трансформатор с.н. устанавливается на однострансформаторных подстанциях 35 – 220 кВ с постоянным оперативным током, без синхронных компенсаторов и воздушных выключателей с силовыми трансформаторами ТМ. В этом случае предусматривается складской резерв в энергосистеме.

Если на однострансформаторной подстанции установлен синхронный компенсатор, воздушные выключатели или трансформатор с системой охлаждения Д и ДЦ, то предусматриваются два трансформатора с. н., один из которых присоединяется к местной сети 6 – 35 кВ.

Ниже возможные схемы электроснабжения с.н. рассмотрены более подробно.

Схемы питания собственных нужд на ПС (рис. 86, [12]) выполняются в двух основных вариантах: работающие с неявным резервом (схемы 2, 3) и работающие с явным резервом (схемы 1, 4 – 6). Схема 1 в части, изображенной сплошными линиями, применяется на однострансформаторных ПС. На этих подстанциях в зависимости от мощности и ответственности может быть установлено и два трансформатора собственных нужд, один из которых питается от ввода главного трансформатора, другой – от постороннего источника питания.

Схема 2 применяется при двух трансформаторах собственных нужд и является основной схемой с неявным резервом. Шины 380/220 В секционированы нормально отключенным автоматическим выключателем с устройством АВР двустороннего действия. В нормальном режиме каждый

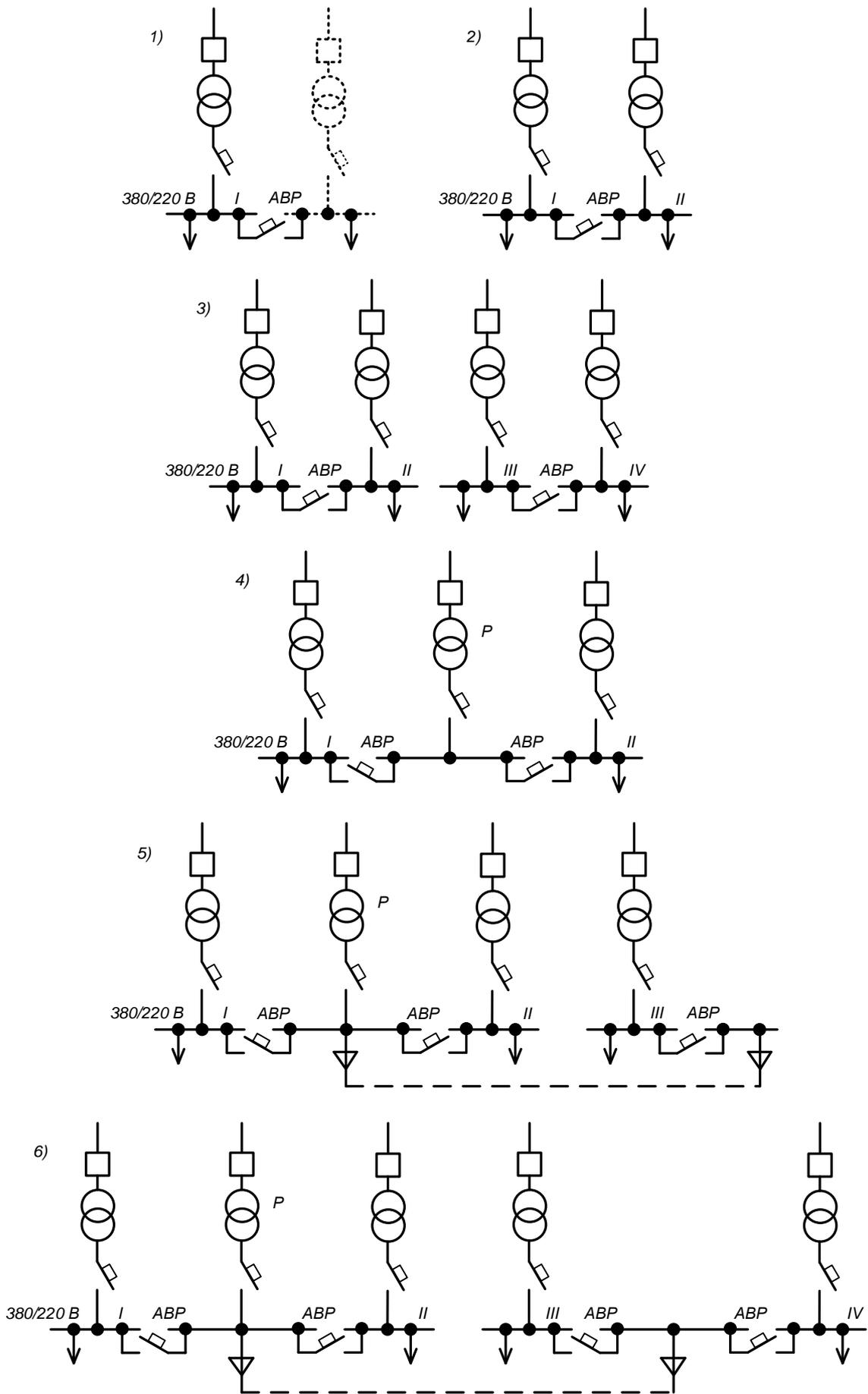


Рис. 86. Схемы питания собственных нужд подстанций

трансформатор питает приемники одной секции шин, при обесточении которой подается питание от другой секции шин автоматическим включением секционного выключателя.

Схема 3 состоит из двух самостоятельных схем 2 и применяется в основном в районах с низкими температурами для подстанций, оборудованных масляными выключателями, потребляющими большие мощности на подогрев. По этой схеме одна пара трансформаторов питает приемники отопления помещений и подогрева выключателей и по окончании зимнего сезона отключается; вторая пара трансформаторов меньшей мощности работает круглогодично и питает всю остальную нагрузку.

Схема 4 имеет два рабочих и один резервный трансформатор, подключаемый, как правило, к независимому источнику питания. Резервный трансформатор P нормально отключен со стороны высшего и низшего напряжений и включается при исчезновении напряжения на одной из секций шин рабочих трансформаторов. Схема применяется в основном в тех случаях, когда нагрузка собственных нужд ПС превышает 1000 кВА.

Схемы 5 и 6 являются развитием схемы 4. В них число рабочих трансформаторов равно соответственно трем и четырем при одном резервном. Схемы применяются на мощных ПС при установке одного щита в ОПУ, другого в здании вспомогательных устройств синхронных компенсаторов с распределением приемников собственных нужд между этими двумя щитами по признаку их территориального расположения.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициента спроса α , (приведенного в табл. 11) учитывающего использование установленной мощности элементов с.н. и одновременность их работы [12]. При этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. В приложениях П1 и П2 приведены ориентировочные данные о нагрузках собственных нужд подстанций, используя которые можно определить основные нагрузки с.н. подстанции $P_{уст}$; кВт. Приняв для двигательной нагрузки $\cos\varphi = 0,85$, определяем $Q_{уст}$ и расчетную нагрузку.

Таблица 11

Коэффициенты спроса приемников собственных нужд подстанций

Наименование приемника	Коэффициент спроса α
Освещение ОРУ:	
при одном ОРУ	0,5
при нескольких ОРУ	0,35
Освещение помещений	0,6 – 0,7
Охлаждение трансформаторов	0,8 – 0,85
Компрессоры	0,4
Зарядно-подзарядные устройства	0,12
Электроподогрев выключателей и электроотопление	1,0

В качестве примера выберем число и мощность трансформаторов с.н. для узловой подстанции с двумя автотрансформаторами АДЦТН-125000-220/110/10 [13]. На стороне 220 кВ установлено 8 выключателей У-220, на стороне 110 кВ – 10 выключателей У-110, на напряжении 10 кВ установлено 25 шкафов КРУ в здании ЗРУ. Объединенный пункт управления (ОПУ) не совмещен с КРУ. На подстанции – постоянный дежурный персонал.

Нагрузки с.н. ($P_{уст}$, $Q_{уст}$) определим по данным приложений П1 и П2. Результаты сведены в табл. 12.

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты спроса, причем для схемы 1 и 2 это делается для всей ПС в целом, для схемы 3 – для каждой пары трансформаторов отдельно и для схем 4–6 – отдельно для каждого рабочего трансформатора.

Таблица 12

Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
	единицы, кВт-количество	всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Охлаждение АДЦТН-125	-	29,6	0,85	0,62	29,6	18,4
Подогрев У-220	$54,8 \cdot 8$	438,4	1	0	438,4	-
Подогрев У-110	$11,3 \cdot 10$	113	1	0	113	-
Подогрев КРУ	$1 \cdot 25$	25	1	0	25	-
Отопление и освещение ОПУ	-	80	1	0	80	-
Отопление, вентиляция ЗРУ	-	7	1	0	7	-
Освещение ОРУ 110 кВ	-	5	1	0	5	-
Освещение ОРУ 220 кВ	-	5	1	0	5	-
Итого					703	18,4

Следует учесть, что активные и реактивные мощности собственных нужд определяется отдельно для зимнего ($\sum P_3$, $\sum Q_3$) и летнего ($\sum P_L$, $\sum Q_L$) максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы определяется по формулам:

$$\sum S_L = \sqrt{(\sum P_L)^2 + (\sum Q_L)^2};$$

$$\sum S_3 = \sqrt{(\sum P_3)^2 + (\sum Q_3)^2}.$$

За расчетную мощность ($S_{расч}$) для выбора трансформаторов собственных нужд принимается большая из них.

Номинальная мощность трансформаторов собственных нужд, работающих по схемам 1–3, определяется по условию:

$S_T \geq S_{расч}$ для ПС без дежурного персонала;

$S_T \geq S_{расч} / 1,4$ для ПС с дежурным персоналом.

Коэффициент 1,4 учитывает допустимую перегрузку трансформатора в течение 2 ч для трансформаторов мощностью до 630 кВ-А.

Номинальная мощность трансформаторов собственных нужд, работающих по схемам 4–6, определяется по следующим условиям: для рабочих трансформаторов $S_T \geq S_{расч}$, мощность резервного трансформатора принимается равной мощности наибольшего рабочего трансформатора.

Выбранные по приведенным выше условиям для всех схем трансформаторы проверяются на допустимую нагрузку при производстве ремонтных работ, при которых допускается перегрузка трансформаторов на 15–20%.

Для питания сети собственных нужд ПС используются масляные трансформаторы серии ТМ со схемами соединения обмоток «звезда – звезда с выведенной нейтральной точкой (в. н. т.)» и «звезда – зигзаг с в. н. т.» мощностью до 250 МВА и «звезда – звезда с в. н. т.» и «треугольник – звезда с в. н. т.» мощностью 400 и 630 кВА, а также типа ТМС с $u_K = 8\%$ со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда с в. н. т.» мощностью до 1000 кВА. Применение трансформаторов бóльшей мощности ограничивается стойкостью аппаратуры низкого напряжения к токам к. з. Схемы соединения обмоток «звезда – зигзаг с в. н. т.» и «треугольник – звезда с в. н. т.» применяются для увеличения чувствительности автоматических выключателей при однофазном к. з. в сети НН.

Завершим расчет для выбранного примера, сделав только одно допущение – не разделяя нагрузку на зимнюю и летнюю. Определение расчетных нагрузок сведено в табл. 13.

Расчетная мощность:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_{расч})^2 + (\sum Q_{расч})^2} = \sqrt{677,6^2 + 14,7^2} = 677,8 \text{ кВА}$$

Принимая, что собственные нужды получают питание по схеме 2, определяем номинальную мощность трансформаторов с. н:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{677,8}{1,4} = 484,1 \text{ кВА}.$$

Расчетная нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная нагрузка		Коэффициент спроса α	Расчетная нагрузка	
	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВт		$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, квар
Охлаждение АТДЦТН-125	29,6	18,4	0,8	23,7	14,7
Подогрев У-220	438,4	-	1,0	438,4	-
Подогрев У-110	113	-	1,0	113	-
Подогрев КРУ	25	-	1,0	25	-
Отопление и освещение ОПУ	80	-	0,85	68	-
Отопление, вентиляция ЗРУ	7	-	0,85	6	-
Освещение ОРУ 110 кВ	5	-	0,35	1,75	-
Освещение ОРУ 220 кВ	5	-	0,35	1,75	-
Итого	703	18,4		677,6	14,7

Принимаем два трансформатора ТМ-630 кВА. При отключении одного трансформатора второй будет загружен на $677,8/630 = 1,08$.

В [13] для аналогичного примера номинальная мощность трансформатора определена по $P_{уст}$ и $Q_{уст}$, при обобщенном коэффициенте спроса $\alpha = 0,8$:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{(\sum P_{уст})^2 + (\sum Q_{уст})^2} = 0,8 \cdot \sqrt{703^2 + 18,4^2} = 562,6 \text{ кВА},$$

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{562,6}{1,4} = 401,8 \text{ кВА},$$

и к установке принято два трансформатора ТМ-400 кВА. Сравнивая два результата можно отметить, что при использовании обобщенного коэффициента спроса единичная мощность трансформатора с.н. оказалась заниженной.

Присоединение трансформаторов собственных нужд к питающей сети зависит от системы оперативного тока, применяемой на ПС. *Постоянный оперативный ток* применяется на всех подстанциях 330 – 750 кВ, на подстанциях 110 – 220 кВ с числом масляных выключателей 110 или 220 кВ три и более, на подстанциях 35 – 220 кВ с воздушными выключателями.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35 – 220 кВ без выключателей ВН. Возможно применение выпрямленного оперативного тока на подстанциях 110 кВ с одним или двумя выключателями ВН

Для ПС на переменном или выпрямленном оперативном токе трансформаторы собственных нужд со стороны ВН присоединяются:

на ПС 110 кВ и выше – через предохранители к вводам 6–10 кВ главных трансформаторов *до их выключателей*, а при наличии реакторов – между реакторами и выключателями – рис. 87, а;

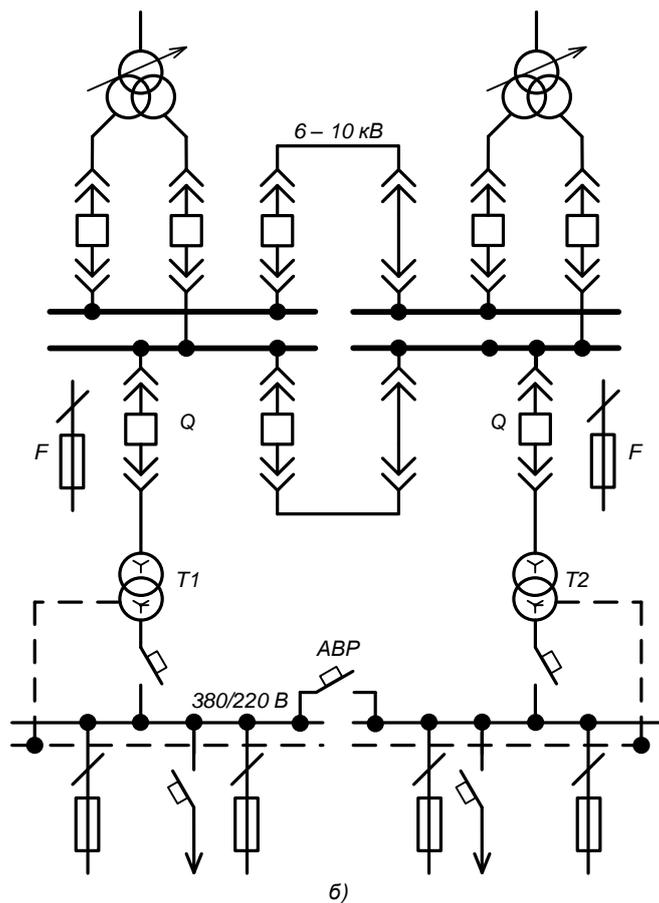
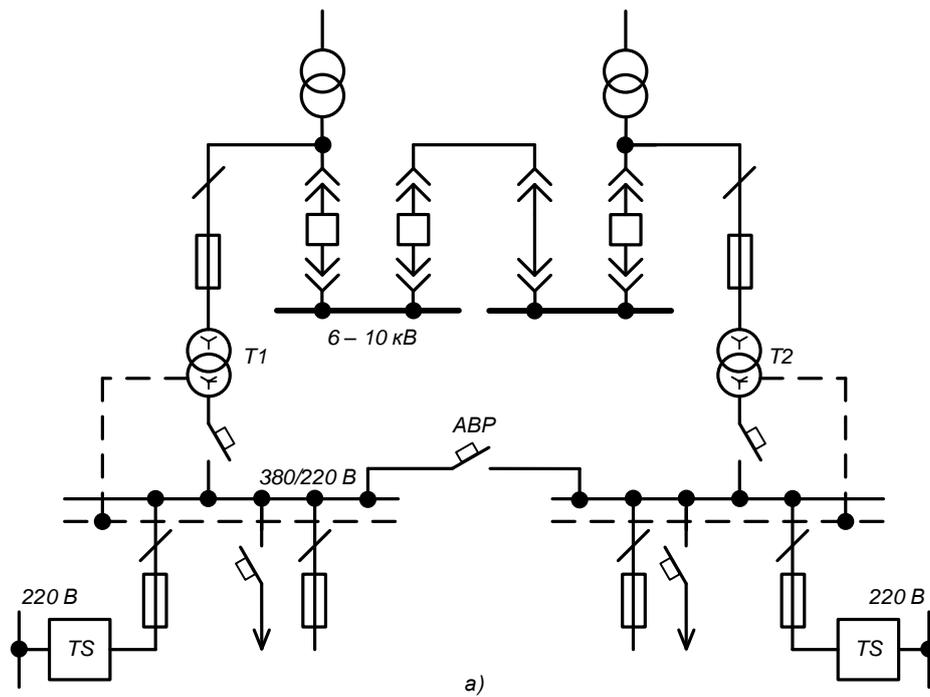


Рис. 87. Схемы питания с.н. подстанций:

а – с оперативным переменным током; *б* – с оперативным постоянным током

на ПС 35 кВ – через предохранители к питающей ВЛ 35 кВ.

Для ПС на постоянном оперативном токе с аккумуляторными батареями трансформаторы собственных нужд присоединяются:

через предохранители или выключатели к шинам распределительного устройства 6–35 кВ – рис. 87, б;

к обмотке 6–35 кВ автотрансформаторов по блочной схеме.

Резервный трансформатор собственных нужд на ПС, вне зависимости от системы оперативного тока целесообразно присоединять к независимому источнику питания, например к ВЛ 6–35 кВ от соседней подстанции.

Расчет токов к.з. в сети 380/220 В переменного тока производится с учетом активного и реактивного сопротивлений элементов расчетной схемы, однако ввиду сравнительно большого сопротивления трансформаторов собственных нужд сопротивление питающей сети *не учитывается*.

В зависимости от конкретных условий на ПС могут быть один, два и более центральных щитов 380/220 В, например в зданиях ОПУ и вспомогательных устройств синхронных компенсаторов. Щиты 380/220 В могут питаться от щита, расположенного в ОПУ, или от самостоятельных трансформаторов собственных нужд.

Распределение приемников между щитами осуществляется по принципу территориальной близости к ним и удобства обслуживания. Так, устройства охлаждения трансформаторов целесообразно питать со щита, расположенного в здании вспомогательных устройств синхронных компенсаторов. Приемники небольшой мощности, относящиеся к категории *A-I*, нормально питаются от одной секции шин собственных нужд и имеют резервное питание от другой секции шин или резерв по оборудованию (например, два пожарных насоса, получающих питание с разных секций).

Для большей надежности и равномерности загрузки трансформаторов с.н. мощные и сосредоточенные приемники собственных нужд, например охлаждения трансформаторов, приемники в здании компрессорной, подогрева баковых выключателей в нормальном режиме питаются от двух секций шин. Для питания цепей подогрева баковых выключателей в ОРУ около них устанавливаются индивидуальные ящики, которые комплектуются автоматическими выключателями и допускают одновременное или разновременное включение подогрева баков и приводов выключателей.

Питание цепей подогрева оборудования шкафов наружной установки и релейной аппаратуры, КРУН, приводов разъединителей 330 кВ и выше, шкафов зажимов и т.д. осуществляется заходами от щита собственных нужд по тупиковой схеме.

На щите собственных нужд устанавливаются панели с отходящими линиями, имеющие автоматические выключатели и магнитные пускатели для автоматического включения и отключения питания цепей подогрева от датчиков температуры наружного воздуха.

На рис. 88 дан пример схемы сети собственных нужд ПС 110 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 10 МВА.

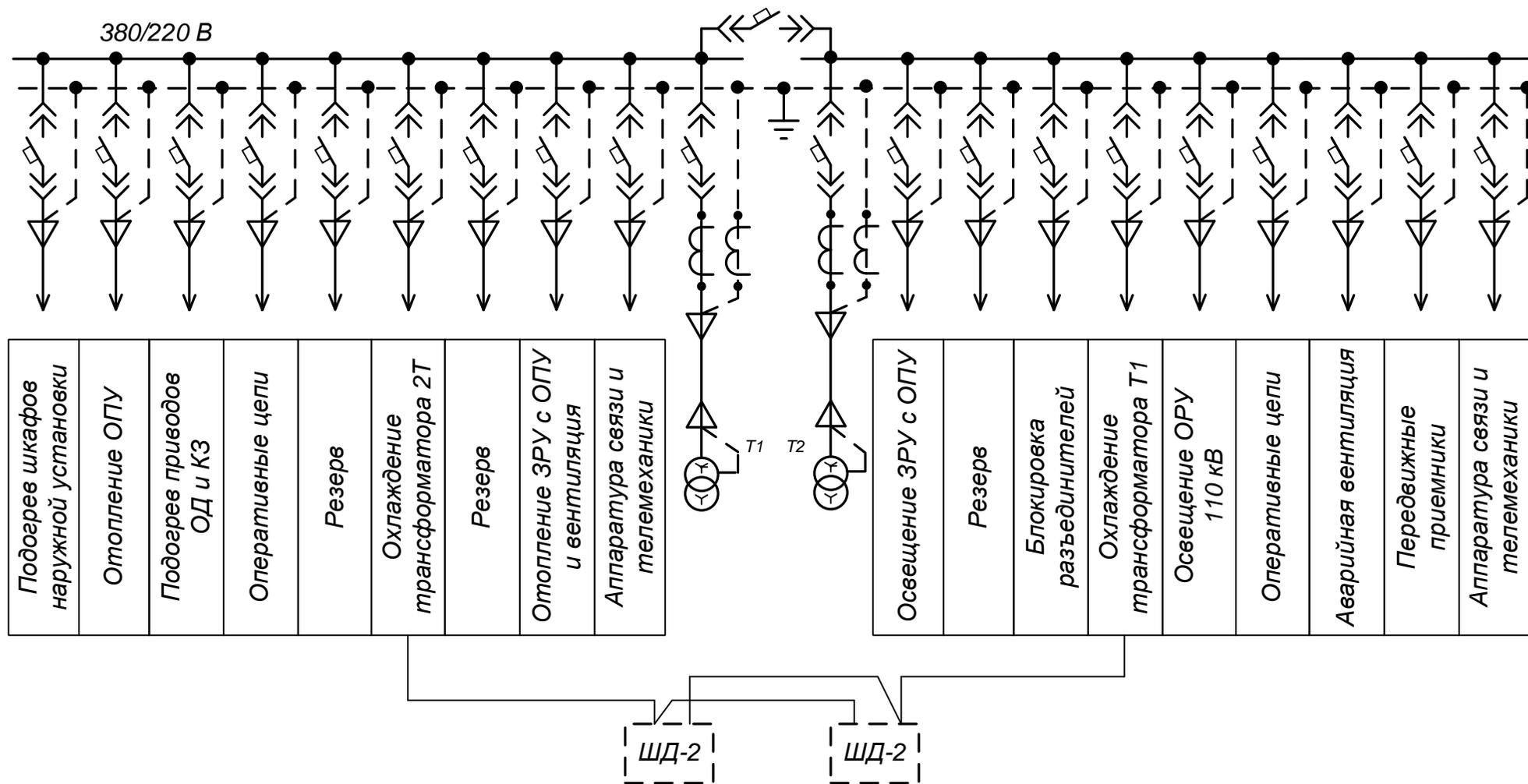


Рис. 88. Схема сети собственных нужд подстанции 110 кВ

5.2. Электрическое освещение

Все освещение на ПС подразделяется на рабочее и аварийное. Рабочее является основным видом освещения и предусматривается во всех помещениях ПС, а также на открытых участках территории, где в темное время суток может производиться работа или происходить движение транспорта и людей. Рабочее освещение включает в себя *общее стационарное* освещение напряжением 220 В, *переносное (ремонтное)* освещение, осуществляемое переносными лампами напряжением 12 В, *местное* освещение (на станках и верстаках) напряжением 36 В и *охранное* освещение, выполняемое при необходимости вдоль ограды территории ПС.

Следует иметь в виду, что аварийное освещение выполняется в помещениях щита управления релейных панелей и силовых панелей собственных нужд, ЗРУ, аппаратной связи и аккумуляторной батареи только при наличии на ПС аккумуляторных батарей 220 В.

При отсутствии аккумуляторной батареи 220 В, но наличии аккумуляторной батареи для работы аппаратуры связи на напряжении 24–60 В аварийное освещение предусматривается лишь только в помещениях щита управления и связи. При полном отсутствии на ПС аккумуляторных батарей сеть рабочего освещения в помещении щита управления должна быть разделена не менее чем на две группы. Вне зависимости от наличия в помещениях ПС аварийного освещения персонал должен быть снабжен переносными аккумуляторными фонарями.

Питание сети рабочего освещения осуществляется от общих с силовыми потребителями трансформаторов собственных нужд с глухозаземленной нейтралью, при этом защитные и разъединяющие автоматические выключатели устанавливаются только в фазных проводах, на нулевых проводах защитные и разъединяющие аппараты не устанавливаются.

Напряжение ламп общего освещения принимается равным 220 В, стационарного местного освещения 36 В, переносных ручных ламп 12 В.

Питание сети аварийного освещения нормально осуществляется от шин собственных нужд 380/220 В переменного тока и при исчезновении последнего автоматически переводится на шины оперативного постоянного тока. Включение аварийного освещения в каждом помещении производится отдельным выключателем. В помещении щита управления предусматриваются постоянно включенными одна-две лампы, присоединяемые непосредственно к шинам постоянного тока через защитные аппараты (предохранители, автоматические выключатели). В сети аварийного освещения защитные и разъединяющие аппараты устанавливаются в обоих полюсах группы.

Для освещения ПС используются обычные и галогеновые (с йодным циклом) лампы накаливания, а также газоразрядные лампы (люминесцентные светового излучения, низкого давления различных марок и цветности и ртутные – ДРЛ – высокого давления с исправленной цветностью). Следует учитывать, что ДРЛ имеют довольно длительное время зажигания

(6–7 мин) и повторное зажигание возможно только после полного остывания лампы, которое длится 10–15 мин.

Ксеноновые безбалластные лампы (ДКсТ) представляют собой протяженные прямые трубки из толстостенного кварцевого стекла, наполненные газом ксеноном. Световое излучение ламп близко по цветности к солнечному, они имеют интенсивное излучение в инфракрасной и ультрафиолетовой частях спектра, поэтому их нельзя использовать для внутреннего освещения; применяют только для внешнего.

Выбор осветительных приборов и проводки производится с учетом назначения помещений ПС. При этом следует учесть, что на ПС имеются помещения с взрывоопасной средой, помещения аккумуляторных батарей (класс В-1), установки централизованного снабжения водорода (класс В-1) и тамбуры аккумуляторных батарей (класс Б-1б).

Освещение ОРУ, как правило, осуществляется прожекторами ПЗС-45 с лампами накаливания 1000 Вт и ПЗС-35 с лампами накаливания 500 Вт или ПКН с галогеновыми лампами мощностью 1000, 1500 и 2000 Вт. Прожекторы устанавливаются группами на существующих высоких сооружениях (опоры молниеотводов, порталы ОРУ и т. п.) или на специальных прожекторных мачтах.

Следует учитывать, что по условиям ограничения ослепленности прожекторы в зависимости от типа и мощности ламп должны устанавливаться на высоте не менее, м:

ПЗС-45 с лампой накаливания 1000 Вт – 21;

ПЗС-35 с лампой накаливания 500 Вт – 15;

ПКН-1000-2 с галогенной лампой 1000 Вт – 10;

ПКН-1500-2 с галогенной лампой 1500 Вт – 15;

ПКН-2000-2 с галогенной лампой 2000 Вт – 20.

В целях ограничения резких теней из-за наличия на ОРУ громоздкого оборудования прожекторные установки размещаются с двух противоположных сторон ОРУ. Расстояние между группами прожекторов не должно превышать 15-кратной высоты их установки. Однако если учесть, что в основном расстояние между группами прожекторов диктуется размещением существующих высоких сооружений, используемых для их установки, реальное расстояние не превышает 6-кратной высоты установки прожекторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Собственные нужды тепловых электростанций / Э.М. Аббасова, Ю.М. Голоднов, В.А. Зильберман, А.Г. Мурзаков; Под ред. Ю.М. Голоднова. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Электрическая часть гидроэлектростанций. Главные схемы электрических соединений / Г.С. Лисовский, Б.З. Уманский, Б.С. Успенский, М.Э. Хейфиц; Под ред. Б.С. Успенского. М.: Энергия, 1965.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Турчин Н.Я. Инженерное оборудование тепловых электростанций и монтажные работы: Учеб. для вузов. – М.: Высшая школа, 1979.
5. Белосельский Б.С. Технология топлива и энергетических масел: Учеб. для вузов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.
6. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общ. ред. Ф.Л. Когана. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
7. Асинхронные высоковольтные двигатели для собственных нужд тепловых и атомных электростанций: Технические требования. – М.: Союзтехэнерго, 1987.
8. Голоднов Ю.М. Самозапуск электродвигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Медведев Г.У. Ядерный загар. – М.: Кн. Палата, 1990.
10. Жуков В. В. Определение оптимального способа пуска агрегатов ГАЭС. Межведомственный тематический сборник № 13. Оптимизация работы энергетических систем. – М.: Моск. энерг. ин-т, 1983. с. 29–34.
11. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35 – 500 кВ. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.
12. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Г.К. Вишняков, Е.А. Гоберман, С.Л. Гольцман и др.; под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982.
13. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
14. Байтер И.И., Богданова Н.А. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. Тепловые и атомные электростанции: Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Технические характеристики электродвигателей

Таблица П1.1

Двигатели асинхронные обдуваемые серии ДАЗО4

Двигатели асинхронные трехфазного тока с короткозамкнутым ротором поставляются для привода насосов, воздуходувок, вентиляторов, дымососов, мельниц и других механизмов

Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин
<i>1500 об/мин</i>			
ДАЗО4-560Х-4ДУ1	1000	10000	1500
ДАЗО4-560Х-4У1	1250	6000	1500
ДАЗО4-560Ук-4ДУ1	1250	10000	1500
ДАЗО4-560Ук-4У1	1600	6000	1500
ДАЗО4-560У-4ДУ1	1600	10000	1500
ДАЗО4-560У-4У1	2000	6000	1500
<i>1000 об/мин</i>			
ДАЗО4-560Х-6ДУ1	800	10000	1000
ДАЗО4-560Х-6У1	1000	6000	1000
ДАЗО4-560Ук-6ДУ1	1000	10000	1000
ДАЗО4-560Ук-6У1	1250	6000	1000
ДАЗО4-560У-6ДУ1	1250	10000	1000
ДАЗО4-560У-6У1	1600	6000	1000
<i>750 об/мин</i>			
ДАЗО4-560Х-8ДУ1	630	6000	750
ДАЗО4-560Х-8У1	630	10000	750
ДАЗО4-560Ук-8У1	800	6000	750
ДАЗО4-560Ук-8ДУ1	800	10000	750
ДАЗО4-560У-8У1	1000	6000	750
ДАЗО4-560У-8ДУ1	1000	10000	750
<i>600 об/мин</i>			
ДАЗО4-560Хк-10У1 (с коробками выводов)	400	3000	600
ДАЗО4-560Хк-10У1	400	6000	600
ДАЗО4-560Х-10У1	500	6000	600
ДАЗО4-560Х-10ДУ1	500	10000	600
ДАЗО4-560Ук-10У1	630	6000	600
ДАЗО4-560Ук-10ДУ1	630	10000	600
ДАЗО4-560У-10У1	800	6000	600
ДАЗО4-560У-10ДУ1	800	10000	600
<i>500 об/мин</i>			
ДАЗО4-560Хк-12У1	315	6000	500
ДАЗО4-560Х-12У1	400	6000	500
ДАЗО4-560Х-12ДУ1	400	10000	500
ДАЗО4-560Ук-12У1	500	6000	500
ДАЗО4-560Ук-12ДУ1	500	10000	500
ДАЗО4-560У-12У1	630	6000	500
ДАЗО4-560У-12ДУ1	630	10000	500
ДАЗО4-560-79-6У1 (для привода мельниц)	1000	6000	1000

Степень защиты IP44

Таблица П1.2

**Двигатели асинхронные вертикального типа ВАОВ
взрывозащищенные с короткозамкнутым ротором**

Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин
ВАОВ-200-2У2	200	6000	3000
ВАОВ-250-2У2	250	6000	
ВАОВ-315-2У2	315	6000	
ВАОВ-400-2У2	400	6000	
ВАОВ-400-4У2	400	6000	1500
ВАОВ-400-4ДУ2	400	10000	
ВАОВ-800-4У1	800	6000	
ВАОВ-800-4ДУ1	800	10000	
ВАОВ-1250-4У1	1250	6000	
ВАОВ-1250-4ДУ1	1250	1000	
ВАОВ-2000-4У1	2000	6000	
ВАОВ-2000-4ДУ1	2000	1000	

Исполнение по взрывозащите 1ЕndПВТ4. Степень защиты IP54

Таблица П1.3

Электродвигатели серии 4А исполнение по степени защиты IP23,
способ охлаждения ICA01

Тип двигателя	P_H , кВт	При номинальной нагрузке			$\frac{M_{MAX}}{M_H}$	$\frac{M_{II}}{M_H}$	$\frac{M_{MIN}}{M_H}$	$\frac{I_{II}}{I_H}$	J , кг·м ²
		n , об/мин	η , %	$\cos\varphi$					
<i>Синхронная частота вращения 3000 об/мин</i>									
4АН160S2У3	22,0	2915	88,0	0,88	2,2	1,3	1,0	7,0	4,25·10 ⁻²
4АН160М2У3	30,0	2915	90,0	0,91	2,2	1,3	1,0	7,0	5,5·10 ⁻²
4АН180S2У3	37,0	2945	91,0	0,91	2,2	1,2	1,0	7,0	8,0·10 ⁻²
4АН180М2У3	45,0	2945	91,0	0,91	2,2	1,3	1,0	7,0	9,25·10 ⁻²
4АН200М2У3	55,0	2940	91,0	0,90	2,5	1,3	1,0	7,0	16,0·10 ⁻²
4АН200L2У3	75,0	2940	92,0	0,90	2,5	1,3	1,0	7,0	19,0·10 ⁻²
4АН225М2У3	90,0	2945	92,0	0,88	2,2	1,2	1,0	7,0	23,8·10 ⁻²
4АН250S2У3	110,0	2950	93,0	0,86	2,2	1,2	1,0	7,0	44,3·10 ⁻²
4АН250М2У3	132,0	2945	93,0	0,88	2,2	1,2	1,0	7,0	49,5·10 ⁻²
4АН280S2У3	160,0	2960	94,0	0,90	2,2	1,2	1,0	6,5	77,5·10 ⁻²
4АН280М2У3	200,0	2960	94,5	0,90	2,2	1,2	1,0	6,5	1,03
4АН315М2У3	250,0	2970	94,5	0,91	2,1	1,0	0,9	6,0	1,7
4АН355S2У3	315,0	2970	94,5	0,92	2,1	1,0	0,9	7,0	2,38
4АН355М2У3	400,0	2970	95,0	0,92	2,1	1,0	0,9	7,0	2,85
<i>Синхронная частота вращения 1500 об/мин</i>									
4АН160S4У3	18,5	1450	88,5	0,87	2,1	1,3	1,0	6,5	9,25·10 ⁻²
4АН160М4У3	22,0	1458	90,0	0,88	2,1	1,3	1,0	6,5	11,8·10 ⁻²
4АН180S4У3	30,0	1465	90,0	0,84	2,2	1,2	1,0	6,5	17,8·10 ⁻²
4АН180М4У3	37,0	1470	90,5	0,89	2,2	1,2	1,0	6,5	21,8·10 ⁻²
4АН200М4У3	45,0	1475	91,0	0,89	2,5	1,3	1,0	6,5	34,5·10 ⁻²
4АН200L4У3	55,0	1475	92,0	0,89	2,5	1,3	1,0	6,5	42,3·10 ⁻²
4АН225М4У3	75,0	1475	92,5	0,89	2,2	1,2	1,0	6,5	61,8·10 ⁻²
4АН250S4У3	90,0	1480	93,5	0,89	2,2	1,2	1,0	6,5	88,3·10 ⁻²
4АН250М4У3	110,0	1475	93,5	0,89	2,2	1,2	1,0	6,5	95,8·10 ⁻²
4АН280S4У3	132,0	1470	93,0	0,89	2,0	1,2	1,0	6,0	1,83
4АН280М4У3	160,0	1470	93,5	0,90	2,0	1,2	1,0	6,0	2,13
4АН315S4У3	200,0	1475	94,0	0,91	2,0	1,2	0,9	6,0	3,15
4АН315М4У3	250,0	1475	94,0	0,91	2,0	1,2	0,9	6,0	3,7
4АН355S4У3	315,0	1485	94,5	0,91	2,0	1,0	0,9	7,0	5,75
4АН355М4У3	400,0	1485	94,5	0,91	2,0	1,0	0,9	7,0	7,0
<i>Синхронная частота вращения 1000 об/мин</i>									
4АН180S6У3	18,5	975	87,0	0,85	2,0	1,2	1,0	6,0	18,8·10 ⁻²
4АН180М6У3	22,0	975	88,5	0,87	2,0	1,2	1,0	6,0	23,5·10 ⁻²
4АН200М6У3	30,0	975	90,0	0,88	2,1	1,3	1,0	6,0	37,7·10 ⁻²
4АН200L6У3	37,0	980	90,5	0,88	2,1	1,3	1,0	6,5	43,0·10 ⁻²
4АН225М6У3	45,0	980	91,0	0,87	2,0	1,2	1,0	6,5	70,3·10 ⁻²
4АН250S6У3	55,0	985	92,5	0,87	2,0	1,2	1,0	6,5	1,09
4АН250М6У3	75,0	985	93,0	0,87	2,0	1,2	1,0	7,0	1,4
4АН280S6У3	90,0	980	92,5	0,89	2,0	1,2	1,0	6,0	2,5
4АН280М6У3	110,0	980	92,5	0,89	2,0	1,2	1,0	6,0	2,88

Продолжение табл. П1.3

Тип двигателя	P_H , кВт	При номинальной нагрузке			$\frac{M_{MAX}}{M_H}$	$\frac{M_{II}}{M_H}$	$\frac{M_{MIN}}{M_H}$	$\frac{I_{II}}{I_H}$	J , кг·м ²
		n , об/мин	η , %	$\cos\varphi$					
4АН315S6У3	132,0	985	93,0	0,89	2,0	1,2	1,0	6,0	4,45
4АН315M6У3	160,0	985	93,5	0,89	2,0	1,2	1,0	6,0	5,13
4АН355S6У3	200,0	985	94,0	0,90	2,0	1,2	1,0	6,0	7,8
4АН355M6У3	250,0	985	94,0	0,90	2,0	1,2	1,0	6,0	9,5
<i>Синхронная частота вращения 750 об/мин</i>									
4АН180S8У3	15,0	730	86,0	0,80	1,9	1,2	1,0	5,5	23,5·10 ⁻²
4АН180M8У3	18,5	730	87,5	0,80	1,9	1,2	1,0	5,5	29,8·10 ⁻²
4АН200M8У3	22,0	730	89,0	0,84	2,0	1,3	1,0	5,5	49,0·10 ⁻²
4АН200L8У3	30,0	730	89,5	0,82	2,0	1,3	1,0	5,5	58,3·10 ⁻²
4АН225M8У3	37,0	735	90,0	0,81	1,9	1,2	1,0	5,5	82,5·10 ⁻²
4АН250S8У3	45,0	740	91,0	0,81	1,9	1,2	1,0	5,5	1,19
4АН250M8У3	55,0	735	92,0	0,81	1,9	1,2	1,0	6,0	1,4
4АН280S8У3	75,0	735	92,0	0,85	1,9	1,2	1,0	5,5	3,0
4АН280M8У3	90,0	735	92,5	0,86	1,9	1,2	1,0	5,5	3,38
4АН315S8У3	110,0	735	93,0	0,86	1,9	1,2	1,0	5,5	6,08
4АН315M8У3	132,0	735	93,0	0,86	1,9	1,2	1,0	5,0	7,0
4АН355S8У3	160,0	740	93,5	0,86	1,9	1,2	1,0	5,5	9,75
4АН355M8У3	200,0	740	94,0	0,86	1,9	1,2	1,0	5,5	11,9
<i>Синхронная частота вращения 600 об/мин</i>									
4АН280S8У3	45,0	585	90,0	0,81	1,8	1,0	1,0	5,5	3,23
4АН280M8У3	55,0	585	90,5	0,81	1,8	1,0	1,0	5,5	3,75
4АН315S8У3	75,0	590	91,0	0,82	1,8	1,0	0,9	5,5	5,63
4АН315M8У3	90,0	590	91,5	0,82	1,8	1,0	0,9	5,5	6,63
4АН355S8У3	110,0	590	92,0	0,83	1,8	1,0	0,9	5,5	9,68
4АН355M8У3	132,0	590	92,5	0,83	1,8	1,0	0,9	5,5	11,0
<i>Синхронная частота вращения 500 об/мин</i>									
4АН315S8У3	55,0	490	90,5	0,78	1,8	1,0	0,9	5,5	5,63
4АН315M8У3	75,0	490	91,0	0,78	1,8	1,0	0,9	5,5	6,63
4АН355S8У3	90,0	490	91,5	0,77	1,8	1,0	0,9	5,5	9,68
4АН355M8У3	110,0	490	92,0	0,77	1,8	1,0	0,9	5,5	11,0

Таблица П1.4

Электродвигатели серии 4А с фазным ротором

Типоразмер двигателя	P_H , кВт	η , %	$\cos\varphi$	S_H , %	$\frac{M_{MAX}}{M_H}$	Ток ротора, А	Напряжение ротора, В	Масса, кг
<i>Синхронная частота вращения 1500 об/мин</i>								
4AK160S4Y3	11	86,5	0,86	5	3	22	305	160
4AK160M4Y3	14	88,5	0,87	4	3,5	29	300	185
4AK180M4Y3	18	89,0	0,88	3,5	4	38	245	250
4AK200M4Y3	22	90,0	0,87	2,5	4	45	3...10	305
4AK200L4Y3	30	90,5	0,87	2,5	4	55	350	325
4AK225M4Y3	37	90,0	0,87	3,5	3	160	160	415
4AK250SA4Y3	45	91,0	0,88	3	3	170	230	555
4AK250SB4Y3	55	90,5	0,90	3	3	170	200	595
4AK250M4Y3	71	91,5	0,86	2,5	3	170	250	640
<i>Синхронная частота вращения 1000 об/мин</i>								
4AK160S6Y3	7,5	82,5	0,77	5	3,5	18	300	170
4AK160M6Y3	10	84,5	0,76	4,5	3,8	20	310	200
4AK180M6Y3	13	85,5	0,80	4,5	4	25	325	240
4AK200M6Y3	18,5	88,0	0,81	3,5	3,5	35	360	300
4AK200L6Y3	22	88,0	0,80	3,5	3,5	45	330	315
4AK225M6Y3	30	89,0	0,85	3,5	2,5	150	140	405
4AK250S6Y3	37	89,0	0,84	3,5	2,5	165	150	540
4AK250M6Y3	45	90,5	0,87	3	2,5	160	180	600
<i>Синхронная частота вращения 750 об/мин</i>								
4AK160S8Y3	5,5	80,0	0,7	6,5	2,5	14	300	170
4AK160M8Y3	7,5	82,0	0,7	6	3	16	240	200
4AK180M8Y3	11	85,5	0,72	4	3,5	25	270	260
4AK200M8Y3	15	86,0	0,7	3,5	3	28	360	300
4AK200L8Y3	18,5	86,0	0,73	3,5	3	40	300	320
4AK225M8Y3	22	87,0	0,82	4,5	2,2	140	102	400
4AK250S8Y3	30	88,5	0,81	4	2,2	155	125	540
4AK250M8Y3	37	89,0	0,8	3,5	2,2	155	148	596
<i>Синхронная частота вращения 1500 об/мин</i>								
4АНК160S4Y3	14	86,5	0,85	5	3	27	330	140
4АНК160M4Y3	17	88,0	0,87	5	3,5	34	315	160
4АНК180S4Y3	22	87,0	0,86	5,5	3,2	43	300	190
4АНК180M4Y3	30	88,0	0,81	4,5	3,3	63	290	220
4АНК200M4Y3	37	90,0	0,88	3	3	62	360	290
4АНК200L4Y3	45	90,0	0,88	3,5	3	75	375	315
4АНК225M4Y3	55	89,5	0,87	4	2,5	200	170	405
4АНК250SA4Y3	75	90,0	0,88	4,5	2,3	250	180	500
4АНК250SB4Y3	90	91,5	0,87	4	2,5	260	220	540
4АНК250M4Y3	110	92,0	0,9	3,5	2,5	260	250	585
4АНК280S4Y3	132	92,0	0,88	2,9	2	330	251	725
4АНК280M4Y3	160	92,5	0,88	2,6	2	330	300	775
4АНК315S4Y3	200	93,0	0,89	2,5	2	396	312	910
4АНК315M4Y3	250	91,0	0,9	2,5	2	425	360	990

Продолжение табл. П1.4

Типоразмер двигателя	P_H , кВт	η , %	$\cos\varphi$	S_H , %	$\frac{M_{MAX}}{M_H}$	Ток ротора, А	Напряжение ротора, В	Масса, Кг
<i>Синхронная частота вращения 1500 об/мин</i>								
4АНК355S4У3	315	93,5	0,9	2,2	2	460	420	1240
4АНК355М4У3	400	94,0	0,9	2	2	485	505	1380
<i>Синхронная частота вращения 1000 об/мин</i>								
4АНК180S6У3	13	83,5	0,81	7	3	42	205	180
4АНК180М6У3	17	85,0	0,82	6	3	32,5	335	200

Таблица П1.5

Синхронные электродвигатели серии СД2, СДН2 и СДН32

Тип	P_H , кВт	U_H , кВ	η_H , %	$\frac{M_{MAX}}{M_H}$	Пусковые данные			Возбуждение		J , кг·м ²	Масса, т	
					$\frac{I_{II}}{I_H}$	$\frac{M_{II}}{M_H}$	$\frac{M_{0,06}}{M_H}$	U_{fH} , В	I_{fH} , А		ротора	общая
СД2-85/18-12	132	0,38	90,9	1,7	4,5	1,0	0,8	25	137	29	-	1,67
СД2-85/29-12	200	0,38	92,4	1,7	5,0	1,1	0,9	32	129	45	-	2,12
СД2-85/29-10	250	0,38	93,2	1,7	5,5	1,2	1,1	33	133	45	-	2,14
СД2-85/40-10	315	6	93,1	1,7	5,3	1,1	1,1	31	154	51	-	2,65
СД2-74/40-8	315	0,38	94,0	1,7	5,5	1,2	1,1	34	160	26	-	2,05
СД2-85/40-8	400	6	93,9	1,7	5,5	0,9	1,3	33	161	48	-	2,70
СД2-85/47-8	500	6	94,3	1,7	5,5	0,9	1,3	38	166	57	-	2,95
СД2-85/45-6	630	6	95,0	1,7	6,0	0,9	1,5	38	177	46	-	2,75
СД2-85/57-6	800	6	95,5	1,7	6,0	0,9	1,5	44	175	58	-	3,25
СД2-85/34-4	630	6	94,5	1,7	6,0	0,9	1,6	36	186	26	-	2,65
СД2-85/43-4	800	6	95,0	1,7	6,0	0,9	1,6	41	187	32	-	2,95
СД2-85/55-4	1000	6	95,5	1,7	6,0	0,9	1,6	47	183	40	-	-
17-26-20	315	6	91,0	2,6	4,5	0,9	1,0	41	277	275	1,8	4,7
17-31-20	400	6	91,7	2,7	4,5	0,75	1,0	46	296	318	2,1	5,5
СДН32-20-49-20	3200	6	96,0	1,8	4,5	0,7	1,2	118	302	5500	-	24,5
17-26-20	500	6	92,5	2,1	4,6	0,9	1,1	46	296	275	1,8	4,8
17-31-16	630	6	93,2	2,0	4,5	0,85	1,1	48	304	320	2,2	5,4
СДН32-19-39-16	1600	6	95,3	2,1	6,5	0,9	1,6	77	280	2100	-	16,5
17-31-12	800	6	94,3	1,9	4,7	1,0	1,1	46	298	310	2,2	5,6
СДН2-18-64-12	2500	6	96,2	1,8	6,5	1,5	1,4	77	260	1750	-	17,0
16-56-10	1000	6	95,3	1,9	5,4	0,8	1,4	44	274	223	2,9	6,5
16-59-8	1250	6	95,7	1,7	5,8	1,0	1,5	44	291	203	2,9	6,7
17-71-6	3150	6	96,9	1,7	6,6	1,3	1,4	58	281	435	4,7	10,9
17-89-6	4000	6	97,1	1,7	7,0	1,4	1,4	65	279	525	5,6	12,7

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Нагрузки собственных нужд для различных вариантов исполнения ТЭС

Таблица П2.1

**Выбор мощности рабочих ТСН 15,75/6,3 кВ для КЭС с шестью блоками
с турбоагрегатами К-200-130 и котлами ТП-100 или ПК-40 производительностью 640 т/ч
на пылеугольном топливе**

Наименование механизмов	Общие данные				Номер блока			
	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Каталожная мощность двигателя, кВт	Присоединено, шт	Длительно работает, шт	1 (2, 3, 4, 5, 6)			
					Секции			
					А		Б	
n_A , шт	P_A , кВт	n_B , шт	P_B , кВт	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Блочная нагрузка (распределение нагрузки по блокам принято равномерным)								
1.1. Электродвигатели и трансформаторы машинного отделения								
Питательный насос	3500	3800	18	12	2	7000	1	3500
Циркуляционный насос	480	520	12	12	1	480	1	480
Конденсатный насос	230	250	18	12	1	230	2	460
Масляный насос турбины пусковой (для регулирования)	180	190	6	-	1	-	-	-
Резервный электродвигатель для испытания (к масляному насосу)	580	580	1*	-	-	-	-	-
Трансформатор блока	-	560	6	6	-	-	1	560
Итого: P_1, кВт					5	7710	5	5000
1.2. Электродвигатели и трансформаторы котельного отделения								
Мельница шаровая	1200	2460	12	12	1	1200	1	1200
Мельничный вентилятор	550	680	12	12	1	550	1	550
Вентилятор горячего дутья	300	320	12	12	1	300	1	300
Дутьевой вентилятор (двухскоростной)	$\frac{700}{400}$	$\frac{1100}{625}$	12	12	$\frac{1}{1}$	700	$\frac{1}{1}$	700
Дымосос (двухскоростной)	$\frac{1100}{500}$	$\frac{1400}{600}$	12	12	$\frac{1}{1}$	1100	$\frac{1}{1}$	1100
Трансформатор блока	-	560	6	6	-	-	1	560
Итого: P_2, кВт					7	3850	8	4410
Всего $P_1 + P_2$, кВт						11560		9410
<i>Расчетная нагрузка, кВА</i> $S_3 = 0,9(P_1 + P_2)$					12	10400	13	8470
					18870			

* Устанавливается один на всю электростанцию и подключается к ячейкам масляного насоса

Продолжение таблицы П2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. Общестанционная нагрузка (ОСН)								
Трансформатор топливного хозяйства	-	750	2	2	1	750	1**	-
Трансформатор бункерного отделения	-	750	1	1	1	750	-	-
Трансформатор ОСН	-	750	3	3	1	750	1	750
Трансформатор ОРУ	-	750	2	-	-	-	1	750
Поселок	-	1000	2	2	-	-	1	1000
Дробилка	-	900	4	2	1	900	1	900
Трансформатор компрессорной	-	750	1	1	-	-	1	750
Трансформатор вспомогательного корпуса	-	750	1	1	-	-	1	750
Резервный возбудитель	-	1200	2	-	-	-	1	1200
Резервный трансформатор блочный	-	560	3	-	1	560	-	-
Резервный трансформатор ОСН и бункерной	-	750	1	-	-	-	1**	-
Резервный трансформатор вспомогательного корпуса, компрессорной и топливоподдачи	-	750	1	-	-	-	1**	-
Насос кислотной промывки	280	300	2	-	1	280	-	-
<i>Суммарная нагрузка ОСН</i> $P_4, \text{ кВт}$					6	3990	10	6100
<i>Расчетная нагрузка</i> $S_5 = 0,9P_4, \text{ кВА}$						3600		5500
<i>Суммарная нагрузка на трансформатор,</i> $S_3 + S_5, \text{ кВА}$						14000		13970
Выбраны трансформаторы с.н. мощностью, кВА						32000***		

** После установки третьего и четвертого блоков этот трансформатор переносится на другие секции.

*** Мощности трансформаторов собственных нужд остальных блоков выбраны: блок № 2 – 32000 кВА; блоки 3 – 6 - по 25000 кВА.

Таблица П2.2

Выбор мощности рабочих ТСН 20,0/6,3 кВ для КЭС с восемью блоками
с турбоагрегатами К-300-240 и котлами ТПШ-110 производительностью 950 т/ч
на пылеугольном топливе

Наименование механизмов	Общие данные				Номер блока			
	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Каталожная мощность двигателя, кВт	Присоединено, шт	Длительно работает, шт	1 (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8)			
					Секции			
					А		Б	
n_A , шт	P_A , кВт	n_B , шт	P_B , кВт	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Блочная нагрузка (распределение нагрузки по блокам принято равномерным)								
1.1. Электродвигатели и трансформаторы машинного отделения								
Питательный насос предвключенный	400	50	24	16	1	400	2	800
Питательный насос (ПЭН)	6700	8000	8	-	1	6700	-	-
Циркуляционный насос	800	800	16	16	1	800	1	800
Конденсатный насос	500	-	24	16	1	500	2	1000
Насос подъемный эжекторный	500	570	16	8	1	500	1	500
Сливной насос ПНД	250	-	16	8	1	250	1	250
Трансформатор блока	560	-	16	16	1	560	1	560
Итого: P_1, кВт					7	9780	8	3980
1.2. Электродвигатели и трансформаторы котельного отделения								
Мельница шаровая	1340	2460	24	24	1	1340	2	2680
Мельничный вентилятор	450	500	24	24	1	450	2	900
Вентилятор горячего дутья	300	320	16	16	1	300	1	300
Дутьевой вентилятор (двухскоростной)	$\frac{700}{350}$	$\frac{750}{350}$	16	16	$\frac{1}{1}$	700	$\frac{1}{1}$	700
Дымосос	1400	1700	16	16	1	1400	1	1400
Трансформатор блока	1000	-	8	8	-	-	1	1000
Итого: P_2, кВт					6	4190	9	6980
<i>Всего при работе ПЭН, кВА</i> $S_3 = 0,9(P_1 + P_2) \cdot k_{ПЭН}$					17610*			
<i>Всего при работе парового привода питательного насоса, кВА</i> $S_4 = 0,9 \times$ $\times (P_1 + P_2 - P_{ПЭН})$					16500			

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. Общестанционная нагрузка (ОСН)								
Трансформатор топливного хозяйства	-	1000	2	2	1	1000	1	-
Трансформатор бункерного отделения	-	1000	2	2	1	1000	1	-
Трансформатор ОСН	-	630	2	2	1	630	1	-
Трансформатор ОРУ	-	1000	2	1	-	-	1	1000
Поселок	-	1000	2	2	-	-	1	1000
Дробилка	-	900	4	4	1	900	1	900
Трансформатор компрессорной	-	1000	1	1	-	-	1	1000
Трансформатор вспомогательного корпуса	-	1000	1	1	-	-	1	1000
Насос шламовый	300	320	8	8	1	300	1	300
Резервный возбудитель	-	1700	2	2	-	-	1	1700
Резервный трансформатор блочный	-	1000	4	-	-	-	1	1000
Резервный трансформатор ОСН и бункерной	-	1000	1	-	-	-	1	-
Резервный трансформатор вспомогательного корпуса, компрессорной и топливоподдачи	-	1000	1	-	-	-	1	-
Насос кислотной промывки	280	300	2	-	1	280	-	-
<i>Суммарная нагрузка ОСН</i> $P_5, \text{кВт}$						4110		7900
<i>Расчетная нагрузка</i> $S_6 = 0,9P_5, \text{кВА}$						3700		7110
<i>Суммарная нагрузка на трансформатор при работе ПЭН,</i> $S_3 + S_6, \text{кВА}$							28420	
<i>Суммарная нагрузка на трансформатор при работе парового привода питательного насоса,</i> $S_4 + S_6, \text{кВА}$							27310	
Выбраны трансформаторы с.н. мощностью, кВА							32000	

* Нагрузка на трансформатор при работе ПЭН ($\leq 60\%$ мощности блока) подсчитана с учетом соответствующего снижения мощности части механизмов с.н.; введены следующие понижающие коэффициенты: а) предвключенный питательный насос, циркуляционный насос и сливной насос ПНД – 0,75; б) конденсатный насос – 0,85; в) мельница шаровая и мельничный вентилятор – 0,66; г) дутьевой вентилятор и дымосос – 0,4.

Таблица П2.3

**Выбор мощности рабочих ТСН для КЭС 8 x 300 МВт
на газомазутном топливе**

Наименование механизмов	Общие данные				Номер блока			
	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Каталожная мощность двигателя, кВт	Присоединено, шт	Длительно работает, шт	1 (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8)			
					Секции			
					А		Б	
n_A , шт	P_A , кВт	n_B , шт	P_B , кВт	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Блочная нагрузка (распределение нагрузки по блокам принято равномерным)								
Питательный электронасос (ПЭН)	8000	6700	8	-	1	6700	-	-
Бустерный насос (БН)	500	400	24	16	1	400	2	800
Конденсатный насос (КН)	500	500	24	16	1	500	2	1000
Подъемный насос эжектор ПЭН	630	500	16	8	1	500	1	500
Сливной насос ПНД	250	250	16	8	1	250	1	250
Циркуляционный насос (ЦН)	800	800	16	16	1	800	1	800
Дутьевой вентилятор (ДВ)	1000	800	16	16	1	800	1	800
Дымосос (ДО)	1700	1400	16	16	1	1400	1	1400
Трансформатор 6/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ	1000	1000	16	16	1	1000	1	1000
Итого: P_1, кВт						12350		6550
						18900		
<i>При работе ПЭН (расчет – аналогично примечанию (*) к таблице П2.2)</i> $P'_1 = P_1 \cdot k_{ПЭН}$, кВт						10545		5470
						16015		
<i>Всего при работе ПЭН (расчет – аналогично таблице П2.2)</i> $S_3 = 0,9 \cdot P_1 \cdot k_{ПЭН}$, кВА						9490		4920
						14410		
<i>Всего при работе парового привода питательного насоса (ППН), кВА:</i> $S_4 = 0,9(P_1 - 6700)$						10980		
2. Общестанционная нагрузка (ОСН)								
Резервный возбудитель (РВ)	1700	1700	1	-	-	-	-	-
Трансформатор 6/0,4 кВ мазутонасосной	630	630	5	4	1	630	-	-
Трансформатор 6/0,4 кВ ОВК	750	750	3	2	1	750	-	-

Продолжение таблицы П2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Трансформатор 6/0,4 кВ ОРУ	750	750	2	2	-	-	1	750
Трансформатор 6/0,4 кВ пусковой котельной	320	320	2	2	1	320	-	-
Трансформатор 6/0,4 кВ очистных сооружений	630	630	2	2	-	-	-	-
Резервные блочные трансформаторы	1000	1000	4	-	-	-	1	1000
Разделительные трансформаторы 6/6 кВ	1000	1000	2	2	-	-	-	-
Насос теплосети (НТС)	200	200	6	-	1	200	-	-
Насос сырой воды (НСВ)	200	200	4	2	1	200	-	-
Насос подачи мазута (НПМ)	630	500	4	2	-	-	1	500
Пожарный насос (ПЖН)	300	220	4	-	-	-	-	-
Насос кислотной промывки (НКП)	300	280	2	-	-	-	-	-
Суммарная нагрузка ОСН P_5 , кВт						2100		2250
Расчетная нагрузка $S_6 = 0,9P_5$, кВА						1890		2030
Суммарная нагрузка на трансформатор при работе на ПЭН, $S_3 + S_6$, кВА						11380		6950
Суммарная нагрузка на трансформатор при работе питательного насоса на паровом приводе (на ПТН), $S_4 + S_6$, кВА							14900	
Выбраны трансформаторы с.н. мощностью, кВА							25000	

Таблица П2.4

**Выбор мощности рабочих ТСН для КЭС с восемью блоками
с турбоагрегатами К-500-240 и котлами ПП-1650-255
производительностью 1650 т/ч на пылеугольном топливе**

Наименование механизмов	Общие данные				Номер блока			
	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Каталожная мощность двигателя, кВт	Присоединено, шт	Длительно работает, шт	1 (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8)			
					Секции			
					А		Б	
n_A , шт	P_A , кВт	n_B , шт	P_B , кВт	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Блочная нагрузка (распределение нагрузки по блокам принято равномерным)								
Конденсатный насос турбины I ступени	630	510	12	6	1	510	1	510
Конденсатный насос турбины II ступени	1250	1170	12	6	1	1170	1	1170
Насос системы регулирования турбины	400	400	12	6	1	400	1	400
Сливной насос (дренажный) ПНД-2	250	164	12	6	1	164	1	164
Насос рабочей воды пускового эжектора	250	210	6	6	1	210	-	-
Подъемный насос маслоохладителей	400	355	18	12	1	355	2	710
Насос сетевой воды (блоков № 1 - 6)	630	580	4	4	1	580	-	-
Мельница молотковая	1250	1030	48	48	4	4120	4	4120
Дымосос	3200	1760	12	12	1	1760	1	1760
Дутьевой вентилятор	2500	1780	12	12	1	1780	1	1780
Вентилятор первичного воздуха	630	580	12	12	1	580	1	580
Центробежный воздушный нагнетатель	400	320	12	6	1	320	1	320
Циркуляционный насос	1000	653	12	12	1	653	1	653
Насос сетевой воды (блоков № 7 и 8 в варианте жилого поселка)	630*	580*	2*	2*	-	-	-	-
Трансформатор 6/0,4 кВ с.н. блоков	1000	1000	30	30	2	2000	3	3000
Трансформатор 6/0,4 кВ электрофильтров	1000	1000	18	18	2	2000	1	1000
Итого: P_1, кВт					20	16602	19	16167
<i>Расчетная нагрузка</i> $S_2 = 0,9P_1$, кВА						14942		14550

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. Общестанционная нагрузка с.н. (на блок) на пылеугольном топливе								
Насос кислотной промывки	3200**	3150**	4**	4**	1**	3150**	1**	3150**
Насос аварийной добавки конденсата	250	218	2	2	1	218	1	218
Конвейер № 1 I и II вводов	315	268	4	2	-	-	-	-
Конвейер № 2 I ввода (II ввода)	110 (200)	160 (200)	4	2	1	160	1	160
Конвейер № 3 I и II вводов	400	360	4	2	1	360	1	360
Конвейер № 4 I и II вводов	200	143	4	2	(1)	(143)	(1)	(143)
Конвейер № 5 I и II вводов	250	248	2	2	-	-	-	-
Конвейер № 6 I и II вводов	250	211	4	2	1	211	1	211
Резервный возбудитель	3200**	3200**	1**	1**	-	-	-	-
Насос смывной воды	800	750	2	2	-	-	1	750
Насос промывки золопроводов	400	320	1	1	1	320	-	-
Компрессор	630	630	3	3	(2)	(1260)	(1)	(630)
Производственно-пожарные насосы	250	180	4	1	(2)	(360)	(2)	(360)
Молотковая дробилка	1250	1250	8	4	(2)	(2500)	(2)	(2500)
Насос перекачки промышленных стоков	320	245	2	1	-	-	-	-
Трансформаторы 6/0,4 кВ ОСН	1000	1000	3	3	1	1000	1	1000
Резервные трансформаторы 6/0,4 кВ блока	1000	1000	8	2	1	1000	-	-
Трансформаторы разгрузочного устройства I и II вводов	1000	1000	4	4	-	-	-	-
Трансформаторы узла пересыпки № 1 I и II вводов	630	630	4	4	-	-	-	-
Трансформаторы узла пересыпки № 2 I и II вводов	1000	1000	4	4	1	1000	1	1000
Трансформаторы ОВК (рабочие)	1000	1000	4	4	-	-	-	-
Трансформатор ОВК (резервный)	1000	1000	1	1	-	-	1	1000
Резервный трансформатор пусковой котельной	1000	1000	1	1	-	-	1	1000
Трансформаторы ОРУ	1000	1000	2	2	(1)	(1000)	(1)	(1000)

Продолжение таблицы П2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Трансформаторы инженерно-бытового комплекса	1000	1000	2	2	-	-	-	-
Трансформаторы ремонтно-экипировочного блока	1000	1000	2	2	-	-	-	-
Резервный трансформатор вагонного депо	1000	1000	1	1	-	-	-	-
Трансформаторы масло-мазутного хозяйства	1000	1000	2	2	1	1000	-	-
Трансформаторы блока у постоянного торца здания главного корпуса	1000	1000	3	3	-	-	-	-
<i>Суммарная нагрузка ОСН</i> <i>P_3, кВт</i>					8	5269	9	5699
<i>Расчетная нагрузка</i> <i>$S_4 = 0,9P_3$, кВА</i>						4742		5129
<i>Суммарная нагрузка на секции, $S_2 + S_4$, кВА</i>						19684		19679
<i>Суммарная нагрузка на трансформатор, кВА</i>						39363		
Выбраны трансформаторы с.н. мощностью, кВА						40000		

* Мощность указанных электроприемников включается в суммарную расчетную нагрузку блоков № 7 и 8 при строительстве жилого поселка.

** Эпизодически работающие электроприемники, мощность которых в суммарную расчетную нагрузку не включается.

В скобках указаны электроприемники, которые по мере расширения ГРЭС переключаются на другие секции вводимых блоков. Эта мощность в суммарную расчетную нагрузку секции не включается.

**Определение нагрузки с.н. пылеугольного блока 800 МВт
(для КЭС 6x800 МВт)**

Наименование механизмов	Расчетная мощность на валу механизма, кВт $P_{расч}$, или номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$, кВА	Всего на блок	Секции			
			А		Б	
			Количество, n_A , шт	Суммарная мощность, P_A , кВт	Количество, n_B , шт	Суммарная мощность, P_B , кВт
1	2	3	4	5	6	7
1. Блочная нагрузка с.н. 6 кВ						
Конденсатный насос турбины I ступени	390	3	2	780	1	390
Конденсатный насос турбины II ступени	740	3	2	1480	1	740
Насос сливной ПНД	170	2	1	170	1	170
Насос эжекторной установки	320	2	1	320	1	320
Насос маслоохладителя	250	2	1	250	1	250
Насос газоохладителя генератора	237	2	1	237	1	237
Мельница среднеходовая	640	8	4	2560	4	2560
Дымосос рециркуляции	650	2	1	650	1	650
Дымосос вторичного тракта	3150	2	1	3150	1	3150
Дымосос первичного тракта	1620	2	1	1620	1	1620
Дутьевой вентилятор	2800	2	1	2800	1	2800
Вентилятор первичного дутья	4200	1	-	-	1	4200
Вентилятор избыточного воздуха	400	2	1	400	1	400
Насос багерный	460	2	1	460	1	460
Трансформатор 6/0,4 кВ с.н. блока рабочий	1000	4	2	2000	2	2000
Трансформатор 6/0,4 кВ с.н. блока резервный	1000	1	1	1000	-	-
Трансформатор 6/0,4 кВ электрофильтров	1000	4	2	2000	2	2000
Циркуляционный насос II подъема	2500	2	1	2500	1	2500
Трансформатор БЩУ	630	1	1	630	-	-
Итого: P_I, кВт				23007		24447

Продолжение таблицы П2.5

1	2	3	4	5	6	7
2. Общестанционная нагрузка с.н. (на блок)						
Насос кислотной промывки (работает периодически)	2900	1	-	-	1	2900
Резервный возбудитель	4000	1	1	4000*	-	-
Насос обмывок РВП	200	1	1	200	-	-
Насос I подъема насосной станции	800	2	1	800	1	800
Насос орошающей воды	200	1	1	200	-	-
Грунтовый насос багерной	840	2	1	840	1	840
Насос смывной воды	200	1	1	200	-	-
Дробилка молотковая	1100	2	1	1100	1	1100
Конвейер 1	170	1	-	-	1	170
Конвейер 2	400	1	-	-	1	400
Конвейер 3	290	1	-	-	1	290
Конвейер 4	450	1	-	-	1	450
Трансформатор 6/0,4 кВ	1000	6	3	3000	3	3000
Трансформатор 6/0,4 кВ	630	4	1	630	3	1890
Трансформатор 6/0,4 кВ	400	2	1	400	1	400
Трансформатор 6/0,4 кВ	250	1	1	250	-	-
Итого: P_2, кВт				7420		9340
<i>Суммарная нагрузка на секцию P_3, кВт</i>				23427		33787
<i>Расчетная нагрузка на секцию $S_4 = 0,9P_3$, кВА</i>				21084		30408
Суммарная нагрузка на трансформатор, кВА				51492		

* Резервный возбудитель работает эпизодически и не учитывается в суммарной нагрузке секции.

Блочная нагрузка с.н. 6 кВ ГРЭС 6х800 МВт (топливо газомазутное)

Оборудование	Расчетная мощность на валу механизма, кВт	Мощность двигателя по каталогу, кВт	Всего на блок 800 МВт, шт.		Вариант с турбовоздуходувкой							
					Нормальный режим				Пуск		Останов	
			Присоединено	Длительно работает	Секция А		Секция Б		Кол-во работающих двигателей, шт.	Общая мощность, кВт	Кол-во работающих двигателей, шт.	Общая мощность, кВт
					Кол-во присоединенных двигателей, шт.	Общая мощность, кВт	Кол-во присоединенных двигателей, шт.	Общая мощность, кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Конденсатный насос 1 ступени	350	400	3	2	1	350	2	700	1	330	2	480
Конденсатный насос 2 ступени	1600	2000	2	1	1	1600	1	1600	1	640	1	490
Сливной насос подогревателя низкого давления (ПНД) № 2	150	250	3	2	1	150	2	300	-	-	-	-
Насос эжекторной установки	490	500	3	2	2	980	1	490	2	980	2	980
Маслонасос системы регулирования	210	260	2	1	1	210	1	210	-	-	-	-
Насос замкнутого контура газоохладителя	200	250	2	1	1	200	1	200	-	-	-	-
Дымосос рециркуляции	1070		2	2	1	1070	1	1070	2	1920	-	-
Насос рециркуляции	960	1000	2	2	1	960	1	960	-	-	-	-
Циркуляционные насосы	4400	4400	2	2	1	4400	1	4400	2	7700	2	7700

Продолжение таблицы П2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Трансформатор главного корпуса (при турбовоздуходувке)		1000	4	3	2	2000	2	2000	-	1410	-	1410
Трансформатор главного корпуса (при электровоздуходувке)		630	4	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Электровоздуходувка	5100	5-6000	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого на секцию						11920		11930				
Итого: P_1, кВт						23850				12980		10650
<i>Расчетная нагрузка</i> $S_2 = 0,9P_1$, кВА						21400				11600		9600

Общестанционная нагрузка с.н. 6 кВ ГРЭС 6х800 МВт (топливо газомазутное)

Оборудование	Расчетная мощность на валу механиз-ма, кВт	Мощность двигателя по каталогу, кВт	Общее количество двигателей, шт.		Общая присоединенная нагрузка, кВт.	Блок № 1	
			Присоеди-нено	Длительно работает		Количество присоединен-ных двигателей, шт.	Общая мощность (на валу), кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
Насос сырой воды	200	220	3	2	600	-	-
Мазутонасос второго подъема насосной № 2	620	630	5	5	3050	-	-
Мазутонасос второго подъема насосной № 1	610	630	5	5	3050	2	1220
Резервный возбудитель	-	4000	2	-	8000	1	4000
Компрессор	-	320	4	-	1280	-	-
Насос кислотной промывки (работает периодически)	3150	3200	3	-	9450	-	-
Насос сетевой воды	265	320	4	-	1060	-	-
Противопожарный насос	220	300	2	1	440	1	220
Насос аварийной добавки (раб. в аварийном режиме)	191	225	2	1	382	1	191
Фидер мазутонасосной	3000		4	4	12000	1	3000
Трансформатор мазутонасосной № 1	1000	-	4	3	4000	1	1000
Трансформатор мазутонасосной № 2	1000	-	4	3	4000	-	-
Трансформатор ОСН главного корпуса	1000	-	4	3	4000	1	1000
Трансформатор ОРУ	630	-	2	2	1260	-	-
Трансформатор химводоочистки (ХВО)	1000	-	2	2	2000	-	-

Продолжение таблицы П2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатор централь-ных ремонтных мастерских (ЦРМ) и мат. склада	1000	-	2	2	2000	-	-
Трансформатор склада химических реагентов	630	-	2	2	1260	-	-
Трансформатор пусковой котельной	630	-	3	2	1890	-	-
Трансформатор очистных сооружений	1000	-	3	3	3000	1	1000
Жилой поселок	1000	-	2	2	2000	-	-
Итого: P_3, кВт					65220		11797
<i>Расчетная нагрузка</i> $S_4 = 0,9P_3$, кВА					58700		10600

**Нагрузка с.н. блока 60 МВт
(турбина ПТ-60, топливо – уголь, котел Е-420/140)**

Наименование нагрузки	$P_{расч.}$, кВт	$P_{ном.}$, кВт	Количество
Мельница	670	800	2
Мельничный вентилятор	590	670	2
Дымосос	-	1400/600	1
Вентилятор дугьевой	302/154	500/250	2
Сетевой насос	930	1000	1
Конденсатный насос	175	200	1
Циркуляционный насос	285	320	1
Питательный насос	3100	4000	1
Масляный насос	180	200	1

Примечания:

1. Через дробь указана мощность двухскоростных двигателей;
2. Для блока 60 МВт (турбина ПТ-60, топливо – мазут, котел Е-420/140 ГМ) исключаются механизмы мельниц и мельничных вентиляторов;
3. Общестанционную нагрузку можно принять равной 4 – 5 % от мощности блока и для пылеугольного и для газомазутного топлива.

Нагрузка с.н. блока 100 МВт (теплофикационного)

турбина Т-100, $Q_{макс.} = 485$ т/ч;

котел ТП-92, $Q_{макс.} = 500$ т/ч;

топливо – уголь,

Наименование нагрузки	$P_{расч.}$, кВт	$P_{ном.}$, кВт	Количество
Мельница шаровая	825	1000	2
Дымосос	530/350	600/360	2
Вентилятор мельничный	194	320	2
Вентилятор дугьевой	340/180	630/320	2
Сетевой насос	1300	1600	1
Конденсатный насос	930	1000	1
Циркуляционный насос	385	400	2
Питательный насос (ПЭ-500)	3580	4000	1
Трансформатор главного корпуса	1000	1000	1

Примечания:

4. Через дробь указана мощность двухскоростных двигателей;
5. Для блока 100 МВт (турбина Т-100 и котлом Е-480/140 ГМ, топливо – газ, мазут) следует исключить механизмы шаровых мельниц и мельничных вентиляторов;
6. Общестанционную нагрузку можно принять равной 4 – 5 % от мощности блока и для пылеугольного и для газомазутного топлива.

Нагрузка с.н. серийной газомазутной ТЭЦ, выполненной блочно (2х60 + 3х100 МВт)

Блок 60 МВт: Генератор $P_{ном.} = 60$ МВт;
Турбоагрегат ПТ-60,
Котлоагрегат Е-420/140
Топливо – мазут, газ

Блок 100 МВт: Генератор $P_{ном.} = 100$ МВт;
Турбоагрегат Т-100,
Котлоагрегат Е-480/140
Топливо – мазут, газ

Наименование нагрузки	$P_{расч.}$, кВт	$P_{ном.}$, кВт	Количество
1	2	3	4
Блок 60 МВт			
Питательный насос	3150	4000	1
Дымосос	725/310	800/400	2
Вентилятор дутьевой	302/154	500/250	2
Масляный насос	180	200	1
Конденсатный насос бойлеров	185	200	1
Вентилятор рециркуляции	250	250	1
Трансформатор блока	1000	1000	1
Циркуляционный насос	285	320	1
Блок 100 МВт			
Питательный насос	3580	5000	1
Маслонасос	275	320	1
Конденсатный насос турбины	190	250	1
Конденсатный насос бойлеров	190	250	1
Дымосос	590	630/320	2
Вентилятор дутьевой	590	630/320	1
Вентилятор рециркуляции	210	320	1
Циркуляционный насос	385	400	1
Трансформатор главного корпуса	1000	1000	1
Общестанционная нагрузка			
Сетевые насосы	1095	2000	5
Насос кислотной промывки	590	630	2
Насос подпитки	475	630	3
Насос подпитки замкнутого контура охладителей	590	630	2
Трансформатор главного корпуса № 1	1000	1000	1
Трансформатор главного корпуса № 2	1000	1000	1
Трансформатор резервный	1000	1000	2
Трансформатор циркуляционной насосной	1000	1000	1
Трансформатор мазутонасосной	1000	1000	3
Трансформатор ЦРМ	1000	1000	2
Трансформатор химводоочистки	1000	1000	2
Трансформатор очистных сооружений	400	400	1

**Нагрузка с.н. типовой ТЭЦ мощностью 400 МВт с семью котлами по 420 т/ч.
Состав оборудования 4x50 + 2x100 МВт. Выполнена с поперечными связями
по воде и пару, топливо – уголь.**

Турбины: ПТ-50 (470 т/ч); Т-50 (250 т/ч);
Т-100 (480 т/ч); Р-50 (480 т/ч);
Котлы: ТП-80, 420 т/ч, 13,0 МПа
Топливо – уголь

Наименование нагрузки	$P_{расч.}$, кВт	$P_{ном.}$, кВт	Количество
1	2	3	4
<i>Агрегатная нагрузка (в скобках – резерв)</i>			
Шаровая мельница	815	1000	14
Дымосос	530/350	600/360	14
Вентилятор дутьевой	302/154	500/250	14
Вентилятор мельничный	194	320	14
Сетевой насос ПТ-50	590	630	2
Сетевой насос Т-50; Т-100	1300	1600	3
Циркуляционный насос ПТ-50; Т-50	285	310	3
Циркуляционный насос Т-100	385	400	2
Подпорный насос	222	250	1 (1)
Конденсатный насос Т-100	190	250	1 (1)
Конденсатный насос бойлеров Т-100	190	250	2 (1)
Питательный насос	3580	4000	7
Трансформатор главного корпуса	630	630	10 (2)
<i>Общестанционная нагрузка</i>			
Насос смывной воды	262	320	2 (1)
Насос подпитки	259	320	2 (1)
Молотковая дробилка	900	1000	1 (1)
Резервный возбудитель	590	630	1
Пусковой маслонасос	380	400	2
Трансформатор главного корпуса	630	630	2
Трансформатор вспомогательного корпуса	630	630	4 (1)
Трансформатор градирен	630	630	2 (1)
Трансформатор топливоподачи	630	630	2
Трансформатор ОРУ	630	630	1

Нагрузка с.н. газомазутной ТЭЦ мощностью 2х60 + 3х320 МВт

Наименование оборудования	Каталожная мощность, кВт	Количество	ТГ 1		ТГ 2	
			секции			
			1РА	1РБ	2РА	2РБ
1	2	3	4	5	6	7
Электродвигатели 6 кВ турбогенераторов (ТГ) 1, 2 (по 60 МВт)						
Питательные электронасосы	4000	3	1	1	1	-
Циркуляционные насосы	1250	2	-	1	1	-
Насос сетевой воды бойлеров	2500	2	1	-	-	1
Насос для подкачки сетевой воды	1200	2	1	-	-	1
Дымососы	800/400	4	1	1	1	1
Дутьевые вентиляторы	500/250	4	1	1	1	1
Насос масляный пусковой	630	1	-	1	-	-
Пусковой насос	200	2	-	1	-	1
Пожарные насосы	500	1	-	1	-	-
Насос сырой воды	200	2	1	-	1	-
Аварийный насос подпитки теплосети	320	1	1	--	-	-
Резервный возбудитель	660	1	1	-	-	-
Насос подачи мазута 2 подъема	630	3	1	-	1	1
Насосы кислотной промывки	3200	2	-	1	1	-
Перекачивающие насосы	200	3	-	1	1	1
Насос охлаждающей воды	400	3	-	1	1	1
Насос технической воды	630	3	1	1	1	-
Конденсатный насос бойлеров	200	4	1	1	1	1
Трансформаторы с.н. 6/0,4 кВ турбогенераторов (ТГ) 1, 2 (по 60 МВт)						
Трансформатор ХВО	1000	2	1	-	1	-
Трансформатор компрессорной	1000	1	1	-	-	-
Трансформатор неблочной части главного корпуса	1000	2	1	-	1	-
Трансформатор ЦРМ	1000	1	-	1	-	-
Трансформатор общестанцион-ный	1000	2	-	1	-	1
Трансформатор очистных сооружений	1000	2	-	1	-	1
Резервный трансформатор блочной части	1000	2	-	1	-	1
Трансформатор пиковых котлов	1000	2	-	1	-	1
Резервный трансформатор ЦРМ и ХВО	1000	1	-	-	-	1
Трансформатор термообработки швов	1000	1	-	-	-	1

Нагрузка с.н. газомазутной ТЭЦ мощностью 2х60 + 3х320 МВт (продолжение)

Наименование оборудования	Каталожная мощность, кВт (кВА)	Количество, шт.	Блок № 3		Блок № 4		Блок № 5	
			секции		секции		секции	
			ЗРА	ЗРБ	4РА	4РБ	5РА	5РБ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Электродвигатели 6 кВ блоков 3, 4, 5 (по 320 МВт)								
Питательный электронасос	6700	3	1	-	-	1	1	-
Дымосос	1100	6	1	1	1	1	1	1
Дутьевой вентилятор	680	6	1	1	1	1	1	1
Дымосос рециркуляции	470	6	1	1	1	1	1	1
Конденсатный насос турбины	290	9	1	2	2	1	1	2
Бустерный насос	440	9	1	2	2	1	1	2
Насос регулирования турбины	200	12	2	2	2	2	2	2
Циркуляционный насос	1250							1
Сетевой насос 1 ступени	1100	6	1	1	1	1	1	1
Сетевой насос 2 ступени	2350	6	1	1	1	1	1	1
Конденсатный насос сетевых подогревателей	220	18	3	3	3	3	3	3
Трансформаторы с.н. 6/0,4 кВ блоков 3, 4, 5 (по 320 МВт)								
Трансформатор блочный	1000	9	1	2	2	1	1	2
Трансформатор пиковых котлов	1000	2	-	-	1	-	-	1
Резервный трансформатор неблочной части главного корпуса	1000	1	-	-	1	-	-	-
Резервный трансформатор мазутного хозяйства	1000	1	-	1	-	-	-	-

Пример выбора ТСН газомазутной ТЭЦ мощностью 2х100 + 3х320 МВт

Наименование оборудования (токоприемников)	Исходные данные токоприемников				Распределение токоприемников по секциям			
	Каталожная мощность, кВт (кВА)	Расчетная мощность, кВт	Количество		Секции			
			Присоединенных, шт.	Работающих, шт.	1РА		1РБ	
					Присоединено, шт.	Расчетная мощность кВт (кВА)	Присоединено, шт.	Расчетная мощность кВт (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Блок 1, 100 МВт								
Питательный электронасос	5000	4280	4	2	1	4280	1	4280
Циркуляционный насос	800	800	2	2			1	800
Циркуляционный насос	2500	1870	4	1				
Дымосос	630/320	470	1	4	1	470	1	470
Дутьевой вентилятор	630/320	510	4	4	1	510	1	510
Насос масляный пусковой	200/630	190/550	2/2	период.			1	190
Конденсатный насос турбины	250	220	4	4	1	220	1	220
Насос сырой воды	250	190	4	3	1	190	1	190
Насос кислотной промывки	3200	3130	2	период.	1	3130		
Подпорный насос с насосом кислотной промывки	250	240	2	период.	1	240		
Насос деаэрированной воды подпитки блоков ПТ-80	250	200	3	2			1	200
Основной насос дизельного топлива	500	400	2	1			1	400
Подпорный насос дизельного топлива	320	290	2	1	1	290		
Пожарный насос	500		2	1			1	500
Резервный возбудитель	660			1	период.			
Насос подачи мазута 2 подъема	500	480	3	2			1	480
Трансформатор собственных нужд блоков 1, 2	1000		2	2	1	1000		
Трансформатор общестанционный	1000		2	2			1	1000
Резервный трансформатор неблочной части главного корпуса	1000		1	1				

Продолжение таблицы П2.13-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Резервный трансформатор блочной части главного корпуса	1000		2	2	1	1000		
Трансформатор химводоочистки	1000		4	4	1	1000	1	1000
Резервный трансформатор химводоочистки	1000		1	1			1	1000
Трансформатор мазутохозяйства	630		2	2			1	630
Резервный трансформатор мазутохозяйства	630		1	1				
Резервный трансформатор пиковых котлов	630		1	1			1	630
Трансформатор РУ	630		2	2			1	630
Итого: P_1, кВт						12330		13130 (12130)
<i>Итого расчетная нагрузка по секциям $S_2 = 0,9P_1$, кВА</i>						11100		11800 (10900)
Итого нагрузка на трансформатор, кВА							22900 (22000)	
Мощность выбранного трансформатора, кВА							25000	

Примечания:

1. В знаменателе дроби указана мощность испытательного насоса масляной системы;
2. Ввиду отсутствия расчетной мощности двигателей, она принята равной каталожной;
3. Мощность двигателей указана в кВт, мощность трансформаторов – в кВА.

**Пример выбора ТСН газомазутной ТЭЦ мощностью 2х100 + 3х320 МВт
(продолжение)**

Наименование оборудования (токоприемников)	Исходные данные токоприемников				Распределение токоприемников по секциям			
	Каталожная мощность, кВт (кВА)	Расчетная мощность, кВт	Количество		Секции			
			Присоединенных, шт.	Работающих, шт.	ЗРА		ЗРБ	
					Присоединено, шт.	Расчетная мощность кВт (кВА)	Присоединено, шт.	Расчетная мощность кВт (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Блок 3, 320 МВт								
Блочная нагрузка								
Питательный электронасос	8000	7200	3	3	1	7200		
Конденсатный насос турбины	500	450	9	6	1	450	2	900
Бустерный насос	500	380	9	6	1	380	2	760
Дымосос	2100	1710	6	6	1	1710	1	1710
Дутьевой вентилятор	1600/685	1410	6	6	1	1410	1	1410
Трансформатор блочный	1000		9	9	1	1000	2	2000
<i>Итого нагрузка блочных механизмов без учета ПЭН,</i> <i>P_3, кВт</i>						4950		6780
<i>Итого нагрузка блочных механизмов в режиме 100% нагрузки блока,</i> <i>$S_4 = 0,9P_3$, кВА</i>						4450		6100
<i>Итого нагрузка блочных механизмов с учетом ПЭН,</i> <i>P_5, кВт</i>						12150		6780
<i>Итого нагрузка блочных механизмов в режиме 60% нагрузки блока</i> <i>$S_6 = 0,8P_5$, кВА</i>						9700		5420
Общестанционная нагрузка								
Конденсатные насосы сетевых подогревателей	250	220	12	12	2	440	2	440
Циркуляционный насос	2500	1870	3	3	1	1870		
Сетевой насос 1 ступени	1200	1060	6	6	1	1060	1	1060
Сетевой насос 2 ступени	2500	2480	6	6	1	2480	1	2480
Насос подачи мазута 2 подъема	500	480	1	1				

Продолжение таблицы П2.13-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Резервный трансформатор неблочной части главного корпуса	100		1	1				
Резервный возбудитель	2000		1	1				
Резервный трансформатор химводоочистки	1000		1	1				
Трансформатор мазутохозяйства	630		1	1				
<i>Итого общестанционная нагрузка, P_7, кВт</i>						5850		5980
<i>Итого нагрузка общестанционная, $S_8 = 0,9P_7$, кВА</i>						5260		5380
<i>Итого нагрузка на секцию в режиме 100% нагрузки блока, $S_4 + S_8$, кВА</i>						9710		11480
<i>Итого нагрузка на трансформатор в режиме 100% нагрузки блока, кВА</i>						21290		
<i>Итого нагрузка на секцию в режиме 60% нагрузки блока, кВА</i>						14960		10800
<i>Мощность выбранного трансформатора, кВА</i>						32000		

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Технические характеристики механизмов собственных нужд тепловых электростанций

Таблица ПЗ.1

Технические характеристики дробилок и углеразмольных мельниц

Тип дробилки, мельницы	Номинальная производительность, т/ч	$n_{\text{синх}}$ двигателя (n барабана, стола, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции механизма, кг·м ²
<i>Дробилки</i>				
СМД-75	125	-	132	-
СМД-12 (СМ-170В)	205/155	750	230/220	-
СМД-92А (М20х20Г)	660-800	600	800	-
СМД-98А (М20х30Г)	900-1200	600	1250	-
СМД-102 (СМД-97А)	До 1000	600	800	4625
<i>Барабанные мельницы</i>				
ШБМ-207/265 (Ш-4)	4	750 (23)	-	-
ШБМ-220/265 (Ш-4)	6	750 (21,8)	200	-
ШБМ-250/390 (Ш-10)	10	750 (20,6)	320	-
ШБМ-287/390 (Ш-12)	12	750 (19)	400	-
ШБМ-287/470 (Ш-16)	16	750 (19)	500	-
ШБМ-320/570 (Ш-25А)	25	750 (17,9)	800	-
ШБМ-340/600 (Ш-25)	25	(17,2)	800	-
ШБМ-340/650 (Ш-32А)	32	(17,2)	1000	-
ШБМ-370/850 (Ш-50А)	50	(17,6)	1600 (2000)	-
ШБМ-400/8000 (Ш-50)	50	(16,7)	2400	-
ШБМ-400/1000 (Ш-70)	70	(17,1)	2460	-
ШКМ-380/550/14,7	25	(14,7)	2х520	-
ШКМ-380/550/18,5	30	(18,5)	2х520	-
<i>Валковые мельницы</i>				
МВС-90	3,8	1500 (78,2)	75	-
МВС-90А	4,5	1500 (78,2)	-	-
МВС-105	6	1000 (59,4)	125	-
МВС-105А	6,5	1000 (64,6)	-	-
МВС-125	10	1000 (59,5)	200	-
МВС-125А	12	1000 (59,5)	200	-
МВС-140	14	1000 (50)	320	-
МВС-140А	16,7	1000 (50,6)	320	-
МВС-180	25	750 (40,2)	320	55,5
МВС-240	50	375 (49,8)	-	738,3
МВС-2650	-	1500	1000	-

Продолжение табл. ПЗ.1

Тип дробилки, мельницы	Номинальная производительность, т/ч	$n_{\text{синх}}$ двигателя (n барабана, стола, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции механизма, кг·м ²
Молотковые мельницы				
ММА-1000/350/980МЩ(К)	(2,7)	1000	40	27,7
ММА-1000/470/980М(К)	3,5 (1,9)	1000	40	29,7
ММА-1000/710/980М(К)	5,2 (3)	1000	70	33,5
ММА-1300/950/740М(К)	8,1 (4,6)	750	125	148,3
ММА-1500/1190/735М(К)	14,5 (8,3)	750	200	396,3
ММА-1500/1670/735М(К)	20,4 (11,7)	750	400	554,8
ММА-1600/2030/740М(К)	24 (14,4)	750	-	853,8
ММТ-1000/470/980М(К)	3,3 (1,9)	1000	-	29,7
ММТ-1000/710/980М(К)	5 (2,9)	1000	-	44,4
ММТ-1000/950/980М(К)	6,5 (3,9)	1000	-	59,3
ММТ-1300/1310/750(К)	10,8 (5,6)	750	160	-
ММТ-1300/1310/740М(К)	10,8 (8)	750	-	199,5
ММТ-1300/2030/750(К)	16 (9)	750	250	-
ММТ-1300/2030/735М(К)	16 (9,4)	750	250	314
ММТ-1500/1910/750(К)	22,4 (12,6)	750	315	-
ММТ-1500/1910/740М(К)	23,4 (13,4)	750	-	612,8
ММТ-1500/2510/750(К)	28 (26)	750	400	-
ММТ-1500/2510/740М(К)	30,6 (17,6)	750	-	842,5
ММТ-2000/2590/730(К)	60-45 (25)	750	800	1775
ММТ-2000/2600/590(К)	(24)	600	-	1719
ММТ-2000/2200/735(К)	(22)	750	-	1440
ММТ-2600/2550/590(К)	(50)	600	1250	4734
ММТ-2600/3350/590(К)	101 (70)	600	1800	4381,5
Мельницы-вентиляторы				
МВ-900/250/1470	3,6	1500	-	66
МВ-1050/270/1470	5,5	1500	-	113,5
МВ-1050/400/1470	7,2	1500	125	126,5
МВ-1600/400/980	11,8	1000	200	810
МВ-1600/520/980	15,1	1000	-	890
МВ-1600/600/980	17,2	1000	250	925
МВ-2100/800/735	40	750	-	4198,5
МВ-2120/600/740	25	750	400	-
МВ-2700/650/590	35	600	630	-
МВ-2700/850/590	45	600	800	11175
МВ-3300/800/490	60	500	1000	21400
Питатели пыли				
ППЛ-3,5	1-5	Регулирование в диапазоне 1:5	0,7-14	-
ППЛ-5	1,4-7			
ППЛ-7	8-10			
ППЛ-10	2,85-14			

Характеристики тягодутьевых машин

Тип машины	Подача, тыс. м ³ /ч	Напор, кПа	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
<i>Дымососы</i>					
ДОД-43	1335/1520	3,5/4,5	375	1570/2500	25875
ДОД-43ГМ	1335/1520	3,5/4,5	375	-	24700
ДОД-14	1080/1220	3,48/4,53	375	-	24575
ДОД-41ГМ	1080/1220	3,12/4,12	375	1150/1880	23475
ДОД-41-1	1140/1300	2,6/3,33	375	-	24275
ДОД-41-1ГМ	1140/1300	2,6/3,33	375	-	23175
ДОД-31,5; ДОД-31,5ГМ	725/850	3,2/4,35	500	790/1360	5000
ДОД-31,5Ф; ДОД-32,5ГМ	850/985	3,64/5,4	500	1790	5375
ДОД-28,5 и ДОД-28,5-1; ДОД-28,5-1ГМ	585/680	3,75/5,12	600	745/1310	5000
ДН-26х2-0,62; ДН-26х2-0,62ГМ	475	4,52	750	790	3500
ДН-24х2-0,62; ДН-26х2-0,62ГМ	375	3,85	750	502	1925
ДН-22х2-0,62; ДН-26х2-0,62ГМ	285	3,23	750	325	1575
ДН-26	267	4,4	750	403	1875
ДН-26; ДН-26ГМ	267	4,4	750	-	1750
ДН-24; ДН-24ГМ	210	3,75	750	270	1125
ДН-22; ДН-22ГМ	162	3,72/4,12	750	-	800
ДН-21; ДН-21ГМ	140/105	5,74	750	1000/750	560
ДН-19	90	5,1	1000	-	397,5
ДН-17	109,5	8,07	1000	-	425
ДН-15	75	6,31	1000	-	375
ДН-12,5	40	4,38	1500	-	-
ДН-11,2	29	3,51	1500	-	-
ДН-10	20,4	2,73	1500	-	-
ДН-9	15	2,27	1500	-	-
Д-25х2-ШБ	650	4,9 (3,65)	600	1300	2812
Д-25х2-ШБГМ	650	4,9 (3,65)	600	1300	2812
Д-20х2	245	4,9 (4)	750	500	1125
Д-18х2	180	4,12 (3,23)	750	300	725
Д-21,5х2у	305/242	4,6/2,94	750/600	-	1300
Д-15,5х2у	105/80	2,35/1,5	750/600	-	335
Д-13,5х2у	100/75/50	3,1/1,7/0,77	1000/750/500	-	212,5

Продолжение табл. ПЗ.2

Тип машины	Подача, тыс. м ³ /ч	Напор, кПа	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Дымососы для агрессивных газов					
ДН-19НЖ	90	2,82	1000	-	397,5
ДН-7НЖ	109,5	4,48	1500	-	167,5
ДН-15НЖ	75	3,49	1500	-	102,5
Дымососы рециркуляции дымовых газов					
ГД-26х2и ГД-26х2-1	600	5,5	1000	-	3750
ГД-31	330	4,21	750	-	4375
ГД-20-500у	200	4,8	1000	-	600
Дутьевые вентиляторы					
ВДОД-31,5	780/850	5,9	600	1540/2000	587,5
ВО-1-16/П	200	5,2	1500	-	128,3
ВДН-36х2	155,5	13,2	1000	-	17500
ВДН-30,5х2-1	900	14,1	1000	-	7750
ВДН-25х2	520	7,84	1000	1260	2250
ВДН-25х2-1	580	8,53	1000	-	2325
ВДН-24х2-11у	500/400	3,62/2,25	750/600	650/290	2150
ВДН-32,5	475/385	6,1/4	750/600	1250/725	4400
ВДН-31,5	360	8,51	750	-	4250
ВДН-28,6-11у	480/380	5,54/3,53	750/600	-	3250
ВДН-28-11у	430/345	5/3	750/600	1000/500	-
ВДН-26у	240	4,62	750	-	1625
ВДН-26-11у	350/280	4,56/2,9	750/600	630/320	1575
ВДН-25у	220	4,18	750	-	1425
ВДН-24у	200	3,82	750	-	1200
ВДН-24-11у	275/220	3,86/2,2	750/600	400/200	1200
ВДН-22-11у	210/167	3,3/2,05	750/600	250/125	825
ВДН-20,5у	120	2,62	750	-	475
ВДН-20	215	4,7	1000	-	500
ВДН-20-11	222/173	4,5/2,7	1000/750	400/750	575
ВДН-20-11у	170/127	4,27/2,45	1000/750	320/145	500
ВДН-18	152	3,86	1000	-	332
ВДН-18-11	152/120	3,8/2,2	1000/750	250/105	400
ВДН-18-11у	117/88	3,5/2	1000/750	200/85	350
ВДН-17	109,5	9,92	1500	-	145
ВДН-15	75	7,71	1500	-	882
ВД-15,5	130/50	6,55/5,9	1000	-	115
ВД-13,5	87,5/35	5/4,5	1000	-	56
ВД-8-ВД-12	10-35	1,65-3,8	1000	-	7-33,8
ВД-6	6,5	2,14	1000	-	2,3

Продолжение табл. ПЗ.2

Тип машины	Подача, тыс. м ³ /ч	Напор, кПа	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Вентиляторы горячего дутья					
ВГДН-21	138-143	3-3,9	1000	200	550
ВГДН-19	90	2,82	1000	-	398
ВГДН-17	110	4,47	1500	-	168
ВГДН-15	50; 75	1,56; 3,49	1000; 1500	30; 50	102
ВГДН-12,5	27	1,07	1000	10	-
ВГД-20у	146	2,7	750	156	434
ВГД-15,5у	85	2,8	1000	95	112
ВГД-13,5у	60	2,15	1000	51	56
Мельничные вентиляторы					
ВМ-180/1100	180	12,55	1500	800	438
ВМ-160/850у	160	8,8	1000	540	625
ВМ-100/1200у	90	11,5	1500	-	218
ВМ-100/1000у	90	9,8	1500	-	192
ВМ-75/1200у	75	12,25	1500	-	225
ВМ-75/1200-11у	43,6	2,8	1000	48	-
ВМ-50/1000-11у	53,6	5,35	1500	112	155
ВМ-50/1000-1Б	50	9,9	1500	-	155
ВМ-40/750-1Б	40	7,45	1500	-	80
ВМ-40/750-1у	40	3,74	1500	-	80
ВМ-20АКУ (ВМ-20А)	150	12,65	1500	650	382
ВМ-18АКУ (ВМ-18А)	108	10,65	1500	400	259
ВМ-17КУ (ВМ-17)	58	9	1500	180	190
ВМ-15КУ (ВМ-15)	38	7,3	1500	400	84
ВВСМ-3у	60	4,7	1000	125	75
ВВСМ-2у	33	5	1000	73	68
ВВСМ-1у	14	5,2	1500	34	31

Характеристики центробежных компрессоров нагнетателей

Сжимаемая среда	Тип	Степень повышения давления	Начальное давление, 0,1 МПа	Подача, м ³ /мин	Частота вращения, об/мин	Мощность, кВт
Компрессоры						
Воздух	K7000-41-1	5,3	0,98	6700	3450	28500
	K5500-42-1	5,2	0,98	4350	3440	17200
	K3250-41-2	4,5	0,98	3250	3320	11200
	K3250-42-1	4,1	0,98	2450	3290	8500
	K3000-61-6	6,8	0,95	3200	3260	14250
	K1500-62-2	7,7	0,95	1590	4470	7400
	K905-61-1	7,7	0,95	915	5690	4500
	K345-92-1	14	0,98	370	8600	2500
	K500-61-1	9	0,98	525	7630	3000
	K250-61-2	9	0,98	250	10935	1470
K100-63-1	9	0,98	100	17483	682	
Газ пиролиза этана	K605-181-1	29,2	1,34	610	14130-7240	7000
Пропилен	K210-62-1	2,2	3,2	354	6970	6000
Этилен	K60-82-1	1,7	5	44	12570	1680
Контактный газ	K400-51-2	4,9	1	400	5585	1500
Попутный нефтяной газ	K380-103-1	20,5	1,9	345	17427-8100	5300
Нагнетатели						
Воздух	900-31-4	3,4	0,98	850	5070	3000
	1200-26-1	2,2	0,98	1150	4350	2350
	750-23-6	1,65	0,98	750	4290	925
	360-22-1	2,4	0,98	310	7870	700
	Э325-11-1	1,47	0,98	325	7525	300
	Э200-31-1	3	0,98	200	9649	580
	Э35-12	1,06	0,98	50	2900	6,5
Природный газ	520-12-1	1,27	43,1	425	4800	10000
	370-18-1	1,23	60,7	370	4800	9900
	280-12-7	1,24	44,1	179	8000	4000
	H-300-1,23	1,23	35,2	231	6150	6000
	H-6-41 (дополнит)	1,23	26,6	231	6100	6000
	H-6-76	1,23	49,7	260	6150	6000
	H-16-75	1,25	47,5	710	4520	16000
	H-16-75-1,25	1,25	48,5	720	6500	16000
	H-16-76-1,37	1,37	54,8	450	6500	16000
	H-16-76-1,45	1,45	51,8	400	6500	16000

Продолжение табл. ПЗ.3

Сжимаемая среда	Тип	Степень повышения давления	Начальное давление, 0,1 МПа	Подача, м ³ /мин	Частота вращения, об/мин	Мощность, кВт
Агломерационный газ	9000-11-5	1,14	0,93	12000	1260	3100
	7500-11-3	1,14	0,89	7500	1500	1940
	6500-11-4	1,14	0,89	6500	1500	1700
	3500-15-1	1,11	0,91	4000	1500	805
Нитрозный газ	540-41-1	4,4	0,94	540	8455	2150
Сернистый газ	Э1700-11-2м	1,32	0,92	1670	3000	1050
	1050-13-1	1,3	0,92	1080	2975	570
	700-13-1	1,29	0,93	700	2970	375
	400-12-2	1,19	0,94	415	2965	175

Таблица ПЗ.4

Характеристики насосов

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Питательные насосы					
ПЭ-65-42-2 (ПЭ-65-45)	65	440 (4)	3000	130	1,28
ПЭ-65-56-2 (ПЭ-65-53)	65	580 (5,2)	3000	200	1,38
ПЭ-100-56-2	100	580 (5,2)	3000	320	1,55
ПЭ-150-56	150	580 (5,2)	3000	470	1,78
ПЭ-150-63	150	700 (6,2)	3000	470	-
ПЭ-150-67	150	580 (5,2)	3000	-	2,05
ПЭ-150-145	145	1580 (14,2)	3000	1000	11,3
ПЭ-250-180 (ПЭ-250-180-2)	250	1975 (17,6)	3000	2000	4,75
ПЭ-270-150 (ПЭ-270-150-2)	270	1580 (14,7)	3000	1850	3,68
ПЭ-380-185 (ПЭ-380-185-2)	380	2030 (18,1)	3000	3200	6
ПЭ-380-200 (ПЭ-380-200-2)	380	2030 (19,6)	3000	3200	6
ПЭ-430-200 (ПЭ-430-200-2)	430	1975	3000	4000	5,4
ПЭ-500-180 (ПЭ-500-180-2); (ПЭ-580-180-4)	500	1975	3000	4000	6,25
ПЭ-580-165 (ПЭ-580-165-2)	580	2030 (18,5)	3000	До 5000	5
ПЭ-580-200 (ПЭ-580-200-2)	580	2190 (20)	3000	До 5000	6
ПЭ-600-300	600	3920 (30)	6300	8000	6
ПЭ-600-300-2	600	3920	3000	-	8,35
ПЭ-720-185 (ПЭ-720-185-2)	720	2030 (18,1)	3000	5000	5

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Конденсатные насосы					
Кс-125-140	125	140	3000	110/55	-
Кс-1000-220	1000	220	3000	800	-
Кс-1600-220	1600	220	3000	1250	-
КсД-120-55/3	120	55	1500	25	-
КсД-140-140/3	140	140	1500	80	-
КсД-230-115/3	230	115	1500	160	5,1
10КсД5 x 3	260	170	1500	200	5,1
КсВ-200-130	200	130	1500	100	-
КсВ-200-220	200	220	1500	250	3
КсВ-320-160 (12КсВ9 x 14)	320	160	1500	250	2,13
КсВ-320-210	320/500	210/155	1500	300	2,13
КсВ-360-160	360	160	1500	280	2,15
КсВ-500-85	500	85	1500	200	3,75
КсВ-500-150 (16КсВ11 x 4)	500	150	1500	315	3,75
КсВ-500-220 (16КсВ10 x 5)	500	220	1500	500	3,75
КсВ-1000-95	1000	95	1500	400	6,65
КсВ-1000-180	1000	180	1500	613	-
КсВ-1100/1300-45/170	1100/1300	45/170	1500	1050	17,5
КсВ-1100/1700-35/160	1100/1700	35/160	1500	1235	18,8
КсВ-1250-40	1250	40	1500	175	-
КсВ-1250-90	1250	90	1500	400	-

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
КсВ-1500-120	1500	120	750	750	33,8
КсВ-1500-140	1500	140	1500	1000	-
КсВ-1600-90	1600	90	1000	630	-
КсВ-1600-140	1600	140	1500	1000	-
КсВ-2000-40	2000	40	1500	350	-
КсВ-2000-90	2000	90	1000	630	-
КсВ-2000-140	2000	140	1500	1100	-
КсВ-2000-180	2000	180	1500	1400	-
КсВ-2200-90	2200	90	1000	-	-
КсВА-2200-170	2200	170	1500	1430	12
КсВА-2200-200	2200	200	1500	1820	12,5
ЦН-1000-220	1000	220	3000	800	0,9
ЦН-1600-220	1600	220	3000	1250	3
ЦН-1500-240	1500	245	3000	1250	3
Сетевые насосы					
СЭ-160-50	160	50	3000	40	-
СЭ-160-70	160	70	3000	50	-
СЭ-160-100	160	100	3000	75	-
СЭ-250-50	250	50	3000	60	-
СЭ-320-110	320	110	3000	120	-
СЭ-500-70; 10СД-6	500	70	3000	120	-
СЭ-1500-140	500	140	3000	250	-
СЭ-800-55; 12СД-9	800	55	1500	150	-

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
СЭ-800-100; 12СД10 х 2	800	100	1500	285	2,1
СЭ-800-160	800	160	3000	430	-
СЭ-1250-45	1250	45	1500	185	3
СЭ-1250-70; 14СД9	1250	70	1500	300	2,25
СЭ-1250-100	1250	100	1500	450	-
СЭ-1250-140; 14СД-10 х 2	1250	140	1500	580	3,6
СЭ-1250-180	1250	180	3000	1600	-
СЭ-1600-50	1600	50	1500	300	-
СЭ-1600-80	1600	80	1500	450	-
СЭ-2000-100	2000	100	3000	640	-
СЭ-2000-140	2000	140	3000	1000	-
СЭ-2500-60; 24СД-15	2500	60	1500	500	3,45
СЭ-2500-180; 18СД-13	2500	180	3000	1500	2
СЭ-3200-70	3200	70	1500	750	-
СЭ-3200-100	3200	100	1500	1000	-
СЭ-3200-160	3200	160	3000	1700	-
СЭ-5000-70	5000	70	1500	1250	5
СЭ-5000-100	5000	100	1500	1500	-
СЭ-5000-160	5000	160	3000	3200	3,9
Циркуляционные насосы					
05-29,5	1100	7	1500	30	-
ОВ5-47 (05-47)	1764-3060	3,75-6	750	30-60	-
	2340-3996	6,3-10,3	1000	60-120	-
ОВ5-55 (05-55)	3708-6444	10,4-14,2	1000	160-250	-

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
ОВ6-55 (О6-55)	2232-4248	3,2-5,8	750	30-70	-
	2916-5580	5,4-9,7	1000	60-140	-
ОПВ2-87 (Оп2-87)	7488-13332	8,3-15,1	600	260-550	25
ОПВ3-87 (Оп3-87)	9000-14580	14,8-23,8	750	600-1000	25
ОПВ5-87 (Оп5-87)	8787-14220	7-11,7	600	300-450	25
ОПВ6-87 (Оп6-87)	6195-14554	4-8,3	600	150-300	25
	5328-12132	2,7-5,8	500	70-200	25
ОПВ2-110 (Оп2-110)	11160-22320	8,8-16	500	500-1000	150
ОПВ3-110 (Оп3-110)	14400-22500	14,6-22,8	600	935-1400	150
ОПВ5-110 (Оп5-110)	14760-23892	7,8-11,5	500	500-800	150
ОПВ6-110 (Оп6-110)	10620-23320	4-8	500	200-500	150
	7956-18360	2,5-5,3	375	100-250	150
ОПВ2-145 (Оп2-145)	19260-38448	8,8-16,4	375	830-1550	300
ОПВ5-145 (Оп5-145)	24120-41040	7,2-12,8	375	750-1300	300
ОПВ6-145 (Оп6-145)	18360-38520	4,2-8,2	375	330-800	300
	14400-33300	2,7-5,2	300	170-500	300
ОПВ10-145 (Оп10-145)	25920-39960	12,9-18	375	1300-2000	300
ОПВ2-185	32100-63600	9,2-17,1	300	1560-2660	1000
ОП2-185	31860-54900	9,2-17,1	250	1430-2620	1000
ОПВ6-185 (Оп6-185)	32760-54760	3,25-6,1	250	400-950	1000
ОПВ10-185 (Оп10-185)	49320-74800	17,2-24,5	333	3400-4900	1000
ОПВ11-185 (Оп11-185)	52920-70920	13,2-20,4	333	2700-4000	1000

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
ОПВ10-260	102240- 152640	21-27,8	250	8000-11250	7500
ОПВ11-260	109800- 163440	15-22,2	250	6200-10100	7500
600В-1,6/100 (28В-12)	5500	90	750	1800	142,5
800В-2,5/100 (28В-12)	8600	90	600	2700	207
800В-2,5/40 (36В-22)	9400	40	600	1400	71,2
1000В-4/63 (40В-16)	12300	60	500	4000	308
1000В-4/40 (44В-25)	13500	40	500	2000	203
1200В-6,3/100 (52В-11)	21900	88	375	8000	2130
1200В-6,6/63 (52В-17)	21200	59	375	4500	1375
1200В-6,3/40 (58В-22)	19200	25,6	300	1800	888
1600В-10/40 (72В-22)	31300	27,8	250	3200	2092
2000-16/35 (В17-16/55)	54000	55	250	10000	-
ФВ2700/26,5 (16ФВ-18)	2700	26,5	750	-	64
ФВ4000/28 (24ФВ-13)	3996	28	375	-	164
ФВ7200/29 (26ФВ-22)	7200	29	500	-	120
ФВ9000/45 (30ФВ-16)	9000	45	500	-	194
Д12500/24 (48ВД-22)	12600	23,5-1,2	500	-	108
ЦН900/310 (14М12 х 4)	1008	294	1500	-	65
Водяные насосы общего назначения (водоснабжение, отопление)					
Д500-65 (10Д-6)	500	65	1500	132	-
Д800-57 (12Д-9)	800-650	57-35	1500	200-132	-

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Д1250-14 (16НДн)	1250	14	750	-	8,75
Д1250-125 (14Д-6)	1250	122-105	1500	630-600	-
Д2000-34 (18НДс)	2000	34	750	-	10,25
Д2000-100 (20Д-6)	2000	1000	1000	800	12,8
Д2500-17 (20НДн)	2500	17	750	-	12,5
Д2500-45 (20НДс)	2500	45	750	-	17,5
Д2500-62 (18НДс)	2500	62	1000	-	12,5
Д3200-33 (20НДн)	3200	33	1000	-	12,5
Д3200-55 (22НДс)	3200	55	750	-	17,5
Д3200-75 (20НДс)	3200	75	1000	-	17,5
Д3500-20 (24НДн)	3500	20	600	-	21,3
Д4000-22 (32Д-19)	4000	22	600	320	21,3
Д4000-95 (22НДс)	4000	95	1000	-	47,5
Д5000-32 (24НДн)	5000	32	750	-	21,3
Д5000-50 (14НДс)	5000	95	1000	-	47,5
Д6300-27	6300	27	750	630	21,3
Д6300-80	6300	80	750	-	55
Д12500-24 (48Д-22)	12500	24	500	1000	-
Серия К	6-330	14-98	3000-1500	1,5-55	-
Вихревые ВК и ВКС	1,4-4	14-85	1500	0,65-30	-
ЦН400-105 (3В-200 х 2)	400	105	1500	-	7,5
ЦН400-210 (3В-200 х 4)	400	210	1500	-	9,5
ЦН1000-180 (10НМК х 2)	1000	180	1500	-	7,5

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Багерные насосы					
ГрТ160/31,5 (5Гр-8)	160-150	31,5-35	1500	40	-
ГрТ400/40 (8Гр-8)	400	40	1000	132	-
ГрТ800/71	800	71	1000	400	-
ГрТ1600/50а	800	48	750	250	-
ГрТ1600/50	1600	50	750	500	-
12ГрТ-8	1330	58	750	500	-
20ГрТ-8	4000	70	500	1400	-
10ГруТ-8	740	38	750	150	-
16ГруТ-8	2140	58	600	700	-
10Гр-8-12	500-900	78-68	1000	300	-
12Гр-8-12	1000-1500	79-70	1000	500	-
Дозирующие насосы					
Плунжерные НД-0,5Э	10-100	(1-6,3)	1500	1	-
Насосы для кислотной промывки котлов					
МСК-1500-575	1500	575	3000	4000	-
МСК-1000-350	1000	350	3000	1500	-
Насосы системы регулирования и маслоснабжения турбин					
Серия МВ	22-80	170-150	3000	110-160	-
Серия 12КМ	290-500	30-18	1500	42-100	-
МКВ-600-40	590	42	1500	110	-
Серия НВР	12-150	(15,5-45,5)	3000	40-250	-

Продолжение табл. ПЗ.4

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м (давление 0,1 Мпа)	Частота вращения, об/мин	Требуемая мощность двигателя, кВт	Момент инерции, кг·м ²
Роторные насосы для масла					
Шестеренчатые Ш и ШФ	1,4-36	(1,57-0,245)	1500-1000	1,1-10	-
Винтовые ЭВ и ЭНВ	3,2-85	(2,45-0,44)	3000-1500	1,5-10	-
Вакуум-насосы					
Разных типов	3-3000	-	1500 (750)	0,6-100	-

***275 – с гидромuftой и редуктором.**

Характеристики гидромуфт питательных насосов

Тип гидромуфты	Мощность, кВт	Скольжение, %	КПД, %	Момент инерции, кг·м ²		
				Ведущего ротора	Ведомого ротора	Рабочей жидкости
ЛМЗ	4000	2,5	95,8	101,5	25,2	2,7
ЛМЗ	8000	2,5	96,5	136	29	1,3
МГ-65 х 2	4000	3	95,3	-	10	2,5
МГ-7000	7000	3	95	77,6	10,25	1,9
МГ-5000	5000	3	95	50	7,5	1,2
ГМ-600	1,4-2	3	96	29	2,7	-
ГМ-590-2	2	3	95,8	43	9	-
ГМ-580-2	2	2	96	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Технические характеристики асинхронных электродвигателей 6 и 10 кВ для собственных нужд тепловых электростанций

Таблица П4.1

Технические характеристики электродвигателей напряжением 6кВ для собственных нужд тепловых электростанций

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
<i>Серия АД4 (для насосов)</i>										
4АЗМ-315/6000-УХЛ4, 4АРМ-315/6000-УХЛ4	315	3000	0,9	95	0,88	2,3	0,9	5,5	2,4	33/13
4АЗМ-400/6000-УХЛ4, 4АРМ-400/6000-УХЛ4	400	3000	1,0	95,3	0,89	2,1	0,85	5,1	2,7	37/15
4АЗМ-500/6000-УХЛ4, 4АРМ-500/6000-УХЛ4	500	3000	1	95,7	0,89	2,1	0,9	5,1	3,1	40/16
4АЗМ-630/6000-УХЛ4, 4АРМ-630/6000-УХЛ4	630	3000	0,7	95,7	0,88	2	1	5,3	5,2	72/35
4АЗМ-800/6000-УХЛ4, 4АРМ-800/6000-УХЛ4	800	3000	0,7	96	0,89	2	1	5,3	5,8	80/40
4АЗМ-1000/6000-УХЛ4, 4АРМ-1000/6000-УХЛ4	1000	3000	0,7	96,1	0,89	2	1	5,3	6,5	90/45
4АЗМ-1250/6000-УХЛ4, 4АРМ-1250/6000-УХЛ4	1250	3000	0,9	96,4	0,89	2,1	0,95	5,5	13	190/70

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$m_{\text{мах}}$, отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
4А3М-1600/6000-УХЛ4, 4АРМ-1600/6000-УХЛ4	1600	3000	0,9	96,6	0,89	2	0,9	5,2	14	210/75
4А3М-2000/6000-УХЛ4	2000	3000	0,9	96,7	0,88	1,9	0,77	4,7	21	200/85
4А3М-2500/6000-УХЛ4	2500	3000	0,9	97	0,89	2	0,85	5	24	235/100
4А3М-3150/6000-УХЛ4	3150	3000	0,8	97,2	0,9	2,1	0,9	5,3	29	275/120
4А3М-4000/6000-УХЛ4	4000	3000	0,6	97,3	0,89	2,2	0,9	5,7	49	290/160
4А3М-5000/6000-УХЛ4	5000	3000	0,6	97,5	0,9	2,2	0,9	5,7	56	330/180
4А3М-6300/6000-УХЛ4	6300	3000	0,6	97,6	0,9	2,2	0,95	5,9	64	380/210
4А3М-8000/6000-УХЛ4	8000	3000	0,5	97,6	0,9	2,3	0,95	6	148	-/400
4А3М-315/6000-Т4	315	3000	0,8	95,4	0,88	2,6	1,05	6,4	2,7	37/15
4А3М-400/6000-Т4	400	3000	1,0	95,4	0,89	2,1	0,85	5,1	3,1	40/16
4А3М-500/6000-Т4	500	3000	0,6	95,6	0,88	2,7	1,25	5,7	5,2	72/35
4А3М-630/6000-Т4	630	3000	0,6	96	0,89	2,7	1,25	6,7	5,8	80/40
4А3М-800/6000-Т4	800	3000	0,6	96,1	0,89	2,7	1,25	6,7	6,5	90/45
4А3М-1000/6000-Т4	1000	3000	0,9	96,2	0,89	2	0,9	5,4	13	190/70
4А3М-1250/6000-Т4	1250	3000	1	69,1	0,84	2,1	0,95	5,5	13	190/70
4А3М-1600/6000-Т4	1600	3000	1	96,2	0,89	2	0,9	5,2	14	210/75
4А3М-2000/6000-Т4	2000	3000	1	96,4	0,88	1,9	0,77	4,7	21	200/85
4А3М-2500/6000-Т4	2500	3000	1	96,7	0,89	2	0,85	5	24	235/100
4А3М-3150/6000-Т4	3150	3000	0,9	96,9	0,9	2,1	0,9	5,3	29	275/120

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
4АЗМ-4000/6000-Т4	4000	3000	0,7	97,1	0,89	2,2	0,9	5,7	49	290/160
4АЗМ-5000/6000-Т4	5000	3000	0,7	97,3	0,9	2,2	0,9	5,7	56	330/180
4АЗМ-6300/6000-Т4	6300	3000	0,7	97,4	0,9	2,2	0,95	5,9	64	380/210
4АЗМ-8000/6000-Т4	8000	3000	0,5	97,6	0,9	2,3	0,95	6	148	-/400
Серия АЗО (для насосов и турбокомпрессоров)										
АЗО-4501В-2У1	315	3000	1,0	94,3	0,91	3,0	1,6	7,5	-	40
АЗО-4501В-2У1	400	3000	1,1	94,5	0,91	3,0	1,6	7,5	-	51
Серия ВАО2 (для мазутных насосов и транспортеров)										
ВАО2-450S-2	200	3000	0,9	94,1	0,8	1,1	2,9	6,5	2,85	39
ВАО2-450М-2	250	3000	0,9	94,3	0,9	1,1	2,9	6,5	3,22	52
ВАО2-450LА-2	315	3000	0,91	94,4	1	1,1	2,9	6,5	3,97	54
ВАО2-450LВ-2	400	3000	0,91	94,9	1,1	1,1	2,9	6,5	5,05	73
ВАО2-450S-4	200	1500	0,88	93,7	1,3	1,2	2,5	6	7,9	250
ВАО2-450М-4	250	1500	0,88	94,3	1,3	1,2	2,5	6	8,6	320
ВАО2-450LА-4	315	1500	0,89	95	1,4	1,2	2,5	6	10	410
ВАО2-450LВ-4	400	1500	0,89	95,2	1,5	1,2	2,5	6	12	450
ВАО2-450М-6	200	1000	0,83	93,7	1	1,1	2,2	5,5	10	520
ВАО2-450LА-6	250	1000	0,84	94,2	1,1	1,1	2,2	5,5	13	740
ВАО2-450LВ-6	315	1000	0,84	94,7	1,1	1,1	2,2	5,5	15,4	920
ВАО2-450LА-8	200	750	0,79	93,4	1,1	1	2	5,5	12,6	730
ВАО2-450LВ-8	250	750	0,79	94	1,1	1	2	5,5	16,3	1120

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$m_{\text{мах}}$, отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
BAO2-560S-4	500	1500	0,9	95	0,9	1,3	2,5	6,5	28	420
BAO2-560M-2	670	1500	0,9	95,5	0,9	1,3	2,5	6,5	32	430
BAO2-560LA-4	800	1500	0,9	95,7	0,9	1,3	2,5	6,5	34	440
BAO2-560LB-4	1000	1500	0,9	96	0,8	1,3	2,5	6,5	39	480
BAO2-560S-6	400	1000	0,83	94,8	0,7	1,1	2,2	5,5	36	1430
BAO2-560M-6	500	1000	0,84	95,2	0,7	1,1	2,2	5,5	41	1600
BAO2-560LA-6	630	1000	0,84	95,3	0,7	1,1	2,2	5,5	51	2040
BAO2-560LB-6	800	1000	0,85	95,5	0,6	1,1	2,2	5,5	62	1590
BAO2-560S-8	315	750	0,78	94,7	0,7	1,1	2,2	5,5	43	1640
BAO2-560M-8	400	750	0,78	95	0,7	1,1	2,2	5,5	52	3200
BAO2-560LA-8	500	750	0,79	95,2	0,6	1,1	2,2	5,5	63	3200
BAO2-560LB-8	630	750	0,79	95,5	0,6	1,1	2,2	5,5	77	2750
Серия ДАЗО4, ДАЗО2, ДАЗО										
(для тягодутьевых механизмов, молотковых мельниц, мельниц-вентиляторов и дробилок)										
ДАЗО4-400ХК-4У1	315	1500	1,1	93,7	0,86	2,8	1,3	7	11	170
ДАЗО4-400Х-4У1	400	1500	1,1	94,2	0,87	2,8	1,3	7	12	230
ДАЗО4-400У-4У1	500	1500	1,1	94,8	0,87	2,8	1,3	7	14	280
ДАЗО4-450Х-4У1	630	1500	1,1	94,7	0,87	2,5	1,2	7	22	300
ДАЗО4-450У-4У1	800	1500	1	95	0,88	2,6	1,3	7	26	350
ДАЗО4-400ХК-6У1	250	1000	1,2	93,2	0,83	2,5	1,3	6,5	16	300
ДАЗО4-400Х-6У1	315	1000	1,2	93,9	0,85	2,5	1,3	6,5	19	350

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО4-400У-6У1	400	1000	1,2	94,2	0,85	2,5	1,3	6,5	22	600
ДАЗО4-450У-6У1	500	1000	1,1	94,4	0,85	2,4	1,3	6,5	33	750
ДАЗО4-450У-6У1	630	1000	1,1	94,7	0,85	2,4	1,3	6,5	39	900
ДАЗО4-400Х-8У1	200	750	1,1	92,5	0,77	2,3	1,2	8	20	500
ДАЗО4-400У-8У1	250	750	1,2	93	0,79	2,4	1,2	6	23	600
ДАЗО4-450Х-8У1	315	750	1,3	93,4	0,8	2,4	1,2	6	37	800
ДАЗО4-450УК-8У1	400	750	1,3	93,8	0,81	2,3	1,2	6	43	1300
ДАЗО4-450У-8У1	500	750	1,3	94,2	0,82	2,3	1,2	6	50	1300
ДАЗО4-400У-10У1	200	600	1,5	92	0,74	2,3	1,3	6	23	800
ДАЗО4-450Х-10У1	250	600	1,6	92,5	0,78	2,3	1,3	6	38	1500
ДАЗО4-450У-10У1	315	600	1,7	93	0,8	2,3	1,3	6	43	1500
ДАЗО4-450Х-12У1	200	500	1,5	91,7	0,75	2,3	1,3	5,5	41	1900
ДАЗО4-450У-12У1	250	500	1,6	92,2	0,75	2,3	1,3	5,5	46	2500
ДАЗО4-400ХК-4Т2	250	1500	1	93	0,87	2,7	1,1	7,1	11	125
ДАЗО4-400Х-4Т2	315	1500	1	93,6	0,89	2,6	1,1	6,6	12	170
ДАЗО4-400У-4Т2	400	1500	1	94,2	0,89	2,4	1,1	6,6	14	230
ДАЗО4-450Х-4Т2	500	1500	1	94	0,88	2,6	1,1	7	22	250
ДАЗО4-450У-4Т2	630	1500	1,1	94,7	0,89	2,2	1	6,5	26	300
ДАЗО4-400Х-6Т2	250	1000	1,1	93	0,86	2,4	1,2	6,5	19	450
ДАЗО4-450Х-6Т2	400	1000	1,1	94,2	0,85	2,2	1,2	6,5	33	700
ДАЗО4-450У-6Т2	500	1000	1	94,5	0,86	2,4	1,2	6,6	39	850

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО4-450Х-8Т2	250	750	1,61	93,3	0,81	2,4	1,2	6	37	600
ДАЗО4-450УК-8Т2	315	750	1,2	93,4	0,83	2,2	1,1	5,6	43	1300
ДАЗО4-450У-8Т2	400	750	1,3	93,5	0,81	2,3	1,2	6	50	1400
ДАЗО4-450Х-10Т2	200	600	1,4	92	0,81	2,3	1,2	6	38	1000
ДАЗО4-450У-10Т2	250	600	1,3	92,5	0,8	2,3	1,3	6	43	1500
ДАЗО4-560Х-4У1	1250	1500	0,8	95,5	0,87	2,3	1,1	7	45	550
ДАЗО4-560УК-4У1	1600	1500	0,8	95,8	0,88	2,3	1,1	7	55	675
ДАЗО4-560У-4У1	2000	1500	0,8	96	0,88	2,3	1,1	7	65	800
ДАЗО4-560Х-6У1	1000	1000	0,8	95,5	0,85	2,2	1,3	6,5	70	1750
ДАЗО4-560УК-6У1	1250	1000	0,8	95,8	0,86	2,2	1,3	6,5	80	2000
ДАЗО4М-560УК-6У1	1000	1000	0,9	95,3	0,85	2,8	2,0	8,0	80	126
ДАЗО4-560У-6У1	1600	1000	0,9	96	0,86	2,2	1,3	6,5	95	2375
ДАЗО4-560Х-8У1	630	750	0,8	94,7	0,79	2,2	1,3	6	87	2750
ДАЗО4-560УК-8У1	800	750	0,8	95	0,8	2,2	1,3	6	105	3250
ДАЗО4-560У-8У1	1000	750	0,9	95,3	0,8	2,2	1,3	6	120	3750
ДАЗО4-560ХК-10У1	400	600	0,9	93,6	0,78	2,2	1,3	6	75	3000
ДАЗО4-560Х-10У1	500	600	0,9	94,1	0,78	2,2	1,3	6	87	3750
ДАЗО4-560УК-10У1	630	600	0,9	94,6	0,79	2,2	1,3	6	105	4500
ДАЗО4-560У-10У1	800	600	1	94,9	0,8	2,2	1,3	6	120	5375
ДАЗО4-560ХК-12У1	315	500	1	92,9	0,74	2,2	1,3	5,5	75	4250
ДАЗО4-560Х-12У1	400	500	1	93,4	0,75	2,2	1,3	5,5	87	5000

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО4-560УК-12У1	500	500	1	93,9	0,75	2,2	1,3	5,5	105	6150
ДАЗО4-560У-12У1	630	500	1,1	94,4	0,75	2,2	1,3	5,5	120	7500
ДАЗО4-560УК-6У1	1000	1000	0,9	95,3	0,85	2,2	2	8	80	1260
ДАЗО2-16-59-4У1	1250	1500	0,47	94	0,85	2,4	1,05	7,1	150	425
ДАЗО2-16-64-6У1	800	1000	1,1	92	0,88	2,3	0,75	5,6	162,5	950
ДАЗО2-17-79-6У1	1250	1000	0,47	93	0,91	2,8	0,85	6,8	625	3225
ДАЗО2-16-54-8Т1	500	750	1	93	0,835	2,6	0,95	5,7	137,5	1360
ДАЗО2-17-44-8Т1	630	750	1,3	93	0,88	2,1	0,75	5,4	312,5	1250
ДАЗО2-17-64-10Т1	630	600	0,88	93,5	0,81	3	1,2	7	412,5	4325
ДАЗО2-17-64-8Т1	800	750	0,8	93,5	0,87	3	1,3	7,2	462,5	2775
ДАЗО2-18-59-10Т1	1000	600	0,8	92,5	0,85	2,7	1,1	6,6	1000	4050
ДАЗО2-16-44-6/8У1	400/ 170	1000/ 750	0,87/ 0,6	90,5/88	0,84/ 0,69	2,5/3,5	0,7/1	5,8/6,8	112,5	800
ДАЗО2-17-54-6/8У1	800/ 400	1000/ 750	0,96/ 0,7	91,2/ 91,3	0,88/ 0,82	2,5/3,3	0,7/1	5,7/7,1	387,5	1625
ДАЗО2-18-59-6/8У1	1600/ 685	1000/ 750	0,56/ 0,51	92/90,2	0,85/ 0,78	2,3/2,6	0,7/0,95	6,3/7	1050	2025
ДАЗО2-16-44-8/10У1	250/ 125	750/ 600	0,72/ 0,46	90/86,4	0,77/ 0,53	2,8/5	0,8/1,6	6,1/7,2	112,5	1525
ДАЗО2-16-54-8/10У1	320/ 160	750/ 600	0,85/ 0,67	91/89	0,81/ 0,68	2,3/3,2	0,65/1,1	5,5/6,5	137,5	1575

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО2-16-64-8/10У1	400/ 200	750/ 600	0,95/ 0,79	91,6/ 89,7	0,82/ 0,73	2,1/2,7	0,6/0,9	5/6	162,5	3750
ДАЗО2-17-39-8/10У1	500/ 250	750/ 600	1,1/ 0,86	91/89,5	0,85/ 0,76	2,2/2,6	0,65/ 0,85	5,2/6,1	298	1900
ДАЗО2-17-44-8/10У1	630/ 320	750/ 600	1,1/0,8	91,5/ 90,5	0,85/ 0,77	2,1/2,7	0,65/0,9	5,2/6,1	312,5	2575
ДАЗО2-17-64-8/10У1	800/ 400	750/ 600	0,88/ 0,76	92,5/ 91,5	0,86/ 0,79	2,5/2,8	0,85/ 0,95	6,4/6,7	462,5	4100
ДАЗО2-17-69-8/10У1	1000/ 500	750/ 600	0,93/ 0,86	93/92	0,86/ 0,81	2,3/2,5	0,8/0,9	6/6	500	3950
ДАЗО2-18-76-8/10У1	1250/ 725	750/ 600	0,78/ 0,86	92/91,5	0,88/ 0,82	2,4/2,7	0,8/0,95	6/6,5	1350	4000
ДАЗО2-16-54-10/12У1	250/ 150	600/ 500	0,87/ 0,56	90/86,8	0,73/ 0,48	2,4/4	0,8/1,4	5,5/5,8	137,5	2000
ДАЗО2-16-64-10/12У1	320/ 190	600/ 500	1,03/ 0,83	91/89,5	0,76/ 0,68	2,1/2,6	0,65/0,9	4,7/5,2	162,5	2050
ДАЗО2-17-39-10/12У1	400/ 230	600/ 500	1,3/0,8	91/89	0,8/0,63	2,1/3,2	0,65/1,1	4,9/6,2	-	288
ДАЗО2-17-44-10/12У1	500/ 290	600/ 500	1,2/1	91,5/90	0,8/0,7	2,2/2,6	0,7/0,9	5,1/5,7	-	313
ДАЗО2-17-64-10/12У1	630/ 370	600/ 500	0,96/ 0,94	92/91	0,81/ 0,75	2,3/2,5	0,8/0,95	5,7/5,8	462,5	5150

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	m_{max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО2-18-59-10/12У1	1000/ 580	600/ 500	0,77/ 0,8	91/90	0,82/0,8	2,1/2,2	0,65/0,8	4,9/5,1	1000	1825
ДАЗО2-18-89-10/12У1	1600/ 930	600/ 500	0,8/1	93,5/ 92,8	0,83/ 0,81	2,3/2,1	0,8/0,8	5,5/4,8	-	1575
ДАЗО2-18-76-12/16У1	1000/ 420	500/ 375	0,84/ 1,05	92,3/ 90,5	0,79/0,7	2,3/2,1	0,9/0,85	5,5/4,1	1350	8175
ДАЗО-1910-10У1	1600	600	0,5	93	0,85	2,6	0,85	5,4	2125	5750
ДАЗО-1916-10У1	2500	600	0,4	94	0,86	2,8	0,9	6	3500	6750
ДАЗО-1910-12У1	1700	500	0,7	94	0,8	2,25	0,9	4,5	2125	6000
ДАЗО-1912-12У1	2100	500	0,7	94,3	0,8	2,3	0,9	5,5	2500	7500
ДАЗО-1916-8/10У1	1100/ 625	750/ 600	0,2/0,3	85/85,6	0,78/ 0,77	4,6/3,6	2/1,6	11/8,5	3500	5200
ДАЗО-1914-10/12А-У1	1500/ 850	600/ 500	0,4/0,4	91/90,5	0,77/ 0,76	2,6/2,5	0,9/1	6,1/5,5	3000	2812,5
ДАЗО-1914-12/16У1	1400/ 600	500/ 375	0,4/0,6	92,8/91	0,8/0,7	3/2,6	1,15/1,1	5,9/4,7	3000	6000
ДАЗО-1910-12/16У1	900/ 400	500/ 375	0,4/0,6	91,4/ 89,5	0,75/0,7	3,2/2,5	1,3/1	6,3/4,5	2125	2812,5
ДАЗО-1914-10/12У1	620/ 360	600/ 500	0,2/0,2	84,4/ 83,4	0,72/ 0,65	4,2/4,4	1,8/2,3	9,2/8	3000	5250
ДАЗО-1910-10Т1	1250	600	0,53	92,5	0,83	2,5	0,7	5,7	2125	5000

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$m_{\text{мах}}$, отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО-1910-12Т1	1250	500	0,7	93	0,8	2,3	0,8	5,5	2125	5375
ДАЗО-1916-10/12Т1	1500/ 850	600/ 500	0,4/0,4	90,5/90	0,78/ 0,76	3,4/3,3	1/1,05	7,5/7	3500	2825
ДАЗО-17-69-8/10Т1	800/ 400	750/ 600	0,73/ 0,68	92/90,5	0,85/ 0,77	3/3,2	0,95/ 0,96	7/6,9	500	3725
ДАЗО-18-59-6/8Т1	1250/ 630	1000/ 750	0,4/ 0,47	90,3/ 89,2	0,84/ 0,77	2,8/2,9	0,8/1	7,8/7,4	1050	1075
ДАЗО-18-76-8/10Т1	1000/ 550	750/ 600	0,62/ 0,51	90,5/90	0,86/ 0,77	3/3,6	0,9/1,1	7/7,5	1035	4150
Серии АДО и АО2 (для тягодутьевых механизмов и молотковых мельниц)										
АДО-2500/1000-У1	2500	1000	0,55	95,2	0,88	2,3	0,8	5,7	-	2750
АДО-3150/1000-У1	3150	1000	0,45	95,6	0,89	2,5	1	6,5	-	7500
АДО-1600/750-У1	1600	750	0,6	95,3	0,83	2,1	0,8	5,5	-	7500
АДО-1250/600-У3	1250	600	0,5	95,4	0,75	2,5	1,3	6	-	4750
АДО-2500/600	2500	600	0,9	95,7	0,82	2,1	0,9	5	-	6130
АО2-18-120-8/10У1	4000/ 2000	750/ 600	-	95,5/ 95,2	0,81/ 0,69	2,1/2,5	0,8/1	6,3/6,6	2000	13750
АО2-20-83-12У1	5000	500	0,4	96,1	0,87	2,1	1	6,5	9250	33500
АО2-21-39-16У1	2000	375	0,5	94,6	0,82	2,2	1	6	10500	22500
АО2-21-49-16У1	3150	375	0,6	95,3	0,85	2	1	5,5	12500	25000

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\phi_{\text{ном}}$	$m_{\text{мах}}$, отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
Серии ДВДА2, ВА32, АВКА, АВСМ, АО4, 4АОВ (для вертикальных насосов)										
ДВДА2-118/56-10-12 УХЛ3	500/ 315	600/ 500	1/1	93,4/ 91,1	0,78/ 0,66	3/2,5	0,9/0,8	6/5	285	-
ДВДА2-173/59-10-12 УХЛ3	1600/ 1000	600/ 500	0,8/0,8	94,2/93	0,84/0,8	2,8/2,2	0,8/0,7	6/5	1000	-
ДВДА2-173/46-12-16 УХЛ3	1000/ 500	500/ 375	1/1	93,8/ 91,8	0,82/ 0,72	2,5/2,2	0,8/0,6	5,5/4,5	900	-
ДВДА2-235/89-20-24 УХЛ3	3150/ 1600	300/ 250	1,1/0,7	94,7/ 93,8	0,77/ 0,58	2,2/3	0,9/1	4,8/5,5	6900	1600
ДВДА2-235/104-20-24 УХЛ3	4000/ 2500	300/ 250	1/0,8	95/94,1	0,74/ 0,59	2,2/3	0,7/1,1	4,8/5	7800	1000
2АВД-1200-1000/500 -12-16	1000/ 500	500/ 375	(взамен ДВДА2-143/56 и ДВДА-173/46)					-	-	-
2АВД-1200-1600/1000 -10-12	1600/ 1000	600/ 500	(взамен ДВДА2-173/59)					-	-	-
ВА32-215/84-20(М)У3	2500	300	163	94,5	0,75	2	0,8	5	3500	3700
ВА3-215/84-20 МТ3	2000	300	1	94,5	0,71	2	1	5	3500	3700
ВА32-215/84-20 ЗМТ3	2000	300	1?2	94,5	0,74	2	0,9	5	3500	3700
АВКА-1000-1500-УХЛ4	1000	1500	0,65	95,5	0,88	2	0,8	6	-	17,5
АВКА-1250-1500-УХЛ4	1250	1500	0,68	95,9	0,88	2	0,8	6	-	18,75

Продолжение табл. П4.1

Тип двигателя	Номинальные параметры				$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$m_{\text{мах}}$, отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
АВКА-1600-1500-УХЛ4	1600	1500	0,5	96,2	0,88	2	1	6	-	12
АВКА-2000-2500-УХЛ4	2000	1500	0,75	96,4	0,88	2,2	1	6	-	12,5
АВСМ-16-73-12У3	1000	500	0,5	95	0,75	1,8	0,8	5,5	265	-
АО4-355АL-4УХЛ3 и АО4-355АL-4Т3	200	1500	1	93,4	0,88	2,3	1,2	6,5	-	89
АО4-355АХ-4УХЛ3 и АО4-355АХ-4Т3	200	1500	1	93,8	0,86	2,3	1,2	6,5	-	265
АО4-355АХ-4УХЛ3 и АО4-355АХ-4Т3	250	1500	1	94,3	0,88	2,3	1,2	6,5	-	110
АО4-355АУ-4УХЛ3 и АО4-355АУ-4Т3	315	1500	1	94,6	0,89	2,3	1,2	6,5	-	140
4АОВ-400У-У3 и 4АОВ-400У-4Т3	500	1500	1,0	94,8	0,88	2,6	1,2	7,0	15	125
Серия DKR (для мельниц-вентиляторов)										
ДКRAL-5627-10А	630	600	0,67	94,7	0,73	2,0	0,8	5,0	-	-
ДКRX-1525-12А	800	500	0,8	-	0,77	2,25	1,2	4,8	-	800

Таблица П4.2

Технические характеристики электродвигателей напряжением 10 кВ для собственных нужд тепловых электростанций

Тип двигателя	Номинальные параметры					m_{\max} , отн.ед.	$m_{п}$, отн.ед.	$k_{п}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %	$\cos\varphi_{\text{ном}}$				Ротора двигателя $J_{д}$	Допустимый $J_{м}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
Серия АД4										
4АЗМ-630/10000УХЛ4 и 4АРМ-800/10000УХЛ4	630	3000	0,7	95,3	0,89	2,5	1,2	6	5,8	80/40
4АЗМ-800/10000УХЛ4 и 4АРМ-800/10000УХЛ4	800	3000	0,6	95,6	0,88	2,7	1,3	6,6	6,5	90/45
4АЗМ-1000/10000УХЛ4 и 4АРМ-1000/10000УХЛ4	1000	3000	0,9	96	0,88	2,6	1,25	6	13	190/70
4АЗМ-1250/10000УХЛ4 и 4АРМ-1250/10000УХЛ4	1250	3000	0,9	96,4	0,88	2,7	1,3	6	14	210/75
4АЗМ-1600/10000УХЛ4 и 4АРМ-1600/10000УХЛ4	1600	3000	0,9	96,3	0,88	1,9	0,8	4,6	21	200/85
4АЗМ-2000/10000УХЛ4	2000	3000	0,9	96,6	0,89	2,1	0,9	5	24	235/100
4АЗМ-2500/10000УХЛ4	2500	3000	0,6	97,1	0,89	2,7	1,2	6	29	275/120
4АЗМ-3150/10000УХЛ4	3150	3000	0,7	96,9	0,88	2	0,85	5,4	43,5	265/145
4АЗТ-3150/10000УХЛ4	3150	3000	0,8	96,9	0,89	1,8	0,6	4,5	56	-/690
4АЗМ-4000/10000УХЛ4	4000	3000	0,8	96,8	0,89	2	0,85	5,4	49	290/160
4АЗМ-5000/10000УХЛ4	5000	3000	0,8	97	0,89	2,1	0,9	5,6	56	330/180
4АЗМ-6300/10000УХЛ4	6300	3000	0,6	97,4	0,89	2,4	1	6,3	64	380/210
4АЗМ-8000/10000УХЛ4	8000	3000	0,5	97,7	0,9	2,6	1,1	6,9	158	-/430
Серия ДАЗО4-560										
ДАЗО4-560Х-4ДУ1	1000	1500	0,8	95	0,86	2,2	1	7	40	360
ДАЗО4-560УК-4ДУ1	1250	1500	0,8	95,3	0,87	2,2	1	7	45	440

Продолжение табл. П4.2

Тип двигателя	Номинальные параметры					m_{\max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %	$\cos\varphi_{\text{ном}}$				Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАЗО4-560У-4ДУ1	1600	1500	0,8	95,6	0,88	2,2	1	7	55	540
ДАЗО4-560Х-6ДУ1	800	1000	0,8	94,9	0,84	2,1	1,2	6,5	60	1230
ДАЗО4-560УК-6ДУ1	1000	1000	0,8	95,2	0,85	2,1	1,2	6,5	70	1400
ДАЗО4-560У-6ДУ1	1250	1000	0,8	95,5	0,85	2,1	1,2	6,5	80	1600
ДАЗО4-560Х-8ДУ1	630	750	0,8	94,4	0,78	2,1	1,2	6	87	2200
ДАЗО4-560УК-8ДУ1	800	750	0,8	94,7	0,78	2,1	1,2	6	105	2725
ДАЗО4-560У-8ДУ1	1000	750	0,9	95	0,79	2,1	1,2	6	120	3500
ДАЗО4-560Х-10ДУ1	500	600	0,9	93,8	0,77	2,1	1,2	6	87	2850
ДАЗО4-560УК-10ДУ1	630	600	1	94,3	0,78	2,1	1,2	6	105	3400
ДАЗО4-560-10ДУ1	800	600	1	94,6	0,79	2,1	1,2	6	120	4100
ДАЗО4-560Х-12ДУ1	400	500	1,1	93,1	0,74	2,1	1,2	5,5	87	3850
ДАЗО4-560УК-12ДУ1	500	500	1,1	93,6	0,74	2,1	1,2	5,5	105	4700
ДАЗО4-560У-12ДУ1	630	500	1,2	94,1	0,75	2,1	1,2	5,5	120	5650

Таблица П4.3

Технические характеристики двухскоростных электродвигателей напряжением 6 кВ, находящихся в стадии разработки и освоения

Тип двигателя	Номинальные параметры					m_{\max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %	$\cos\varphi_{\text{ном}}$				Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАДО-400/160-6/8	400/ 160	1000/ 750	0,8/0,6	93/91,5	0,86/ 0,74	2,1/2,5	0,8/0,9	5,3/5,4	65	1125
ДАДО-500/200-6/8	500/ 200	1000/ 750	0,8/0,6	93,7/ 92,1	0,87/ 0,75	2,1/2,5	0,85/0,9	5,2/5,4	75	1150
ДАДО-630/250-6/8	630/ 250	1000/ 750	0,8/0,6	94,2/ 92,8	0,87/ 0,75	2,1/2,5	0,85/1	5,2/5,6	87,5	1575
ДАДО-800/315-6/8	800/ 315	1000/ 750	0,45/ 0,43	94,2/ 93,1	0,87/ 0,81	2,6/2,6	0,75/0,7	6,3/6	150	1925
ДАДО-1000/400-6/8	1000/ 400	1000/ 750	0,5/0,4	94,7/ 93,6	0,88/ 0,79	2,4/2,9	0,7/0,9	5,9/6,5	175	2250
ДАДО-1250/560-6/8	1250/ 560	1000/ 750	0,45/ 0,35	94,6/ 93,4	0,89/ 0,8	2,1/2,9	0,5/0,8	5,2/6,7	325	2500
ДАДО-1600/710-6/8	1600/ 710	1000/ 750	0,45/ 0,35	95/94	0,89/ 0,81	2,2/2,8	0,6/0,8	5,5/6,6	375	2750
ДАДО-250/125-8/10	250/ 125	750/ 600	0,77/ 0,64	92,6/ 90,4	0,77/ 0,64	2,4/2,9	0,65/ 0,55	5,6/5,8	65	1400
ДАДО-315/160-8/10	315/ 160	750/ 600	0,7/ 0,65	93,2/ 91,7	0,78/ 0,68	2,2/2,5	0,9/1,1	5,2/5,3	75	2000
ДАДО-400/200-8/10	400/ 200	750/ 600	0,7/ 0,65	93,8/ 92,2	0,79/ 0,69	2,1/2,5	0,9/1,2	5,2/5,3	87,5	2425
ДАДО-500/250-8/10	500/ 250	750/ 600	0,6/ 0,45	94,2/ 92,6	0,84/ 0,74	2,1/2,5	0,7/0,8	5,1/5,3	125	1975

Продолжение табл. П4.3

Тип двигателя	Номинальные параметры					m_{\max} , отн.ед.	$m_{\text{п}}$, отн.ед.	$k_{\text{п}}$, отн.ед.	Момент инерции, кг·м ²	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{синх}}$, об/мин	$S_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %	$\cos\varphi_{\text{ном}}$				Ротора двигателя $J_{\text{д}}$	Допустимый $J_{\text{м}}$ механизма (приведенный к $n_{\text{синх}}$)
ДАДО-630/315-8/10	630/ 315	750/ 600	0,6/ 0,45	94,5/ 93,1	0,85/ 0,74	2/2,5	0,7/0,8	5,1/5,5	150	4225
ДАДО-800/400-8/10	800/ 400	750/ 600	0,5/ 0,45	94,8/94	0,85/ 0,76	2,2/2,4	0,8	5,6/5,4	200	4450
ДАДО-1000/630-8/10	1000/ 630	750/ 600	0,45	94,5/94	0,85/ 0,8	2,2	0,75	5,7/5,3	400	3700
ДАДО-1250/710-8/10	1250/ 710	750/ 600	0,45	95/94,3	0,86/ 0,8	2,2	0,75	5,7/5,4	465,2	4175
ДАДО-250/160-10/12	250/ 160	600/ 500	0,75/ 0,7	92,7/ 90,9	0,71/ 0,57	2,2/2,4	1/1,2	5/4,5	87,5	2800
ДАДО-315/200-10/12	315/ 200	600/ 500	0,55	93,2/ 92,3	0,76/ 0,68	2,2	0,75/0,8	5/4,5	125	3300
ДАДО-630/400-10/12	630/ 400	600/ 500	0,45	94,1/ 93,2	0,8/ 0,72	2,2/2,4	0,8/0,9	5,5/5,6	400	5000
ДАДО-1000/630-10/12	1000/ 630	600/ 500	0,55/ 0,45	94,2/ 93,4	0,8/ 0,72	2,1/2,7	0,6/1	5/6,1	675	5025
ДАДО-1600/1000-10/12	1600/ 1000	600/ 500	0,5/ 0,45	95,2/ 94,7	0,82/ 0,76	2,2/2,6	0,75/1,1	5,5/6	1025	9225
ДАДО-1000/400-12/16	1000/ 400	500/ 375	0,5/ 0,45	94,7/ 92,8	0,78/ 0,65	2,3/2,5	0,9/1	5,8/5,3	912,5	7250
ДАДО-1250/500-12/16	1250/ 500	500/ 375	0,5/0,4	95/93,2	0,79/ 0,63	2,2/2,7	0,9/1,1	5,6/5,5	1025	7725
ДАДО-1600/710-12/16	1600/ 710	500/ 375	0,5/ 0,45	95,4/ 93,8	0,8/ 0,65	2/2,5	0,85/1,1	5,2/5,4	1250	10250

Таблица П.4.4.

**Технические данные асинхронных электродвигателей 6 кВ закрытого обдуваемого исполнения
единой серии АОЕ, находящихся в стадии разработки и освоения**

Номинальная мощность, кВт	Номинальный КПД, %, при синхронной частоте вращения, об/мин					Допустимый момент инерции механизма J_m , кг·м ² , при синхронной частоте вращения, об/мин				
	1500	1000	750	600	500	1500	1000	750	600	500
200	93,7	93,8	92,8	92,2	91,9	89	265	500	800	1900
250	94,4	94,2	93,4	92,7	92,3	110	300	600	1200	2560
315	94,6	94,3	93,7	93,1	93,5	170	350	800	1500	4250
400	94,9	94,5	94,1	93,7	93,9	230	600	1300	3000	5000
500	95,1	94,7	94,6	94,1	94,4	280	750	1500	3750	6150
630	95,3	95,1	94,8	94,6	94,5	300	900	2750	4500	7500
800	95,6	95,3	95,1	94,9	94,8	375	1540	3250	5375	8500
1000	95,8	95,6	95,3	95	95,2	450	1750	3750	6500	10200
1250	96	95,8	95,4	95,4	95,4	550	2000	4400	7800	12200
1600	96,2	96	95,7	95,6	95,5	675	2375	5300	9300	14500
2000	96,3	96,1	95,9	95,8	-	800	2500	6400	11000	-
2500	96,4	96,3	96,1	96	-	-	3000	7700	-	-
3150	-	95,6	96,3	-	-	-	3600	-	-	-

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Системы собственных нужд электростанций и подстанций	6
1.1. Источники энергоснабжения собственных нужд	6
1.2. Рабочие машины системы собственных нужд электростанций и их характеристики	8
1.2.1. Рабочие машины с нелинейно возрастающей механической характеристикой	8
1.2.2. Рабочие машины с не зависящей от частоты вращения механической характеристикой	18
1.2.3. Регулирование производительности рабочих машин системы собственных нужд	18
1.3. Собственные нужды подстанций	24
2. Системы собственных нужд тепловых электростанций	26
2.1. Принципиальная технологическая схема тепловой электростанции	26
2.1.1. Природное газовое топливо и его подача на ТЭС	27
2.1.2. Транспортирование мазутов, их хранение и подготовка к сжиганию	33
2.1.3. Доставка твердого топлива, разгрузка, хранение и подготовка к сжиганию	34
2.2. Структура и основные механизмы собственных нужд ТЭС	38
2.2.1. Типовые механизмы собственных нужд	46
2.2.2. Электродвигатели механизмов собственных нужд	71
2.2.3. Режимы работы электродвигателей	77
2.3. Схемы электроснабжения собственных нужд ТЭС	87
2.3.1. Схемы сети 6,3 кВ собственных нужд	87
2.3.2. Схемы сети 0,4 кВ собственных нужд.	96
2.3.3. Оперативные цепи постоянного и переменного тока	99
2.3.4. Выбор ТСН для тепловой электрической станции	103
2.4. Повышение надежности работы собственных нужд	105
2.4.1. Характерные повреждения в системе питания с. н.	105
2.4.2. Способы повышения надежности электроснабжения собственных нужд	110
2.4.3. Характерные повреждения электродвигателей собственных нужд и способы их предотвращения	112
2.5. Регулируемый электропривод механизмов собственных нужд	116
2.6. Защита и автоматика питающих элементов собственных нужд	120
3. Системы собственных нужд атомных электростанций	127
3.1. Принципиальные схемы АЭС	127
3.2. Реакторные установки	129
3.2.1. Устройство реакторов ВВЭР	131

3.2.2.	Водный режим водо-водяных реакторов. Компенсаторы объема	135
3.2.3.	Корпусные реакторы серии БН	138
3.2.4.	Канальные реакторы	142
3.2.5.	Главные циркуляционные насосы	145
3.3.	Система обеспечения безопасности АЭС	148
3.4.	Дезактивация и хранение радиоактивных отходов атомных электростанций	150
3.5.	Классификация потребителей системы собственных нужд АЭС	153
3.6.	Источники энергии системы собственных нужд АЭС	154
3.7.	Схемы электроснабжения системы собственных нужд АЭС	155
3.8.	Аварии на АЭС, связанные с эксплуатацией системы собственных нужд	158
3.8.1.	Авария на четвертом блоке Чернобыльской АЭС	159
3.8.2.	Авария на блоке № 2 АЭС Тримайл Айленд, штат Пенсильвания, США	166
4.	Системы собственных нужд гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций	170
4.1.	Структурные схемы ГЭС	170
4.1.1.	Виды структурных схем ГЭС	172
4.1.2.	Технико-экономическое обоснование выбора варианта структурной схемы	177
4.1.3.	Схемы распределительных устройств ГЭС	180
4.2.	Электроснабжение собственных нужд ГЭС	194
4.2.1.	Электроприемники собственных нужд	195
4.2.2.	Условия, обеспечивающие самозапуск электродвигателей	200
4.3.	Схемы электрических соединений с.н. ГЭС	204
4.3.1.	Источники питания с.н.	204
4.3.2.	Напряжение в системе с.н.	205
4.3.3.	Структура схем питания с.н.	206
4.3.4.	Количество трансформаторов с.н.	208
4.3.5.	Распределение нагрузки между комплектными распределительными подстанциями 0,4 кВ и определение расчетной нагрузки с.н.	209
4.3.6.	Примеры схем электрических соединений с.н. ГЭС	210
4.4.	Гидроаккумулирующие электростанции	213
4.4.1.	Особенности электротехнического оборудования ГАЭС	216
4.4.2.	Режимы работы обратимых гидроагрегатов	219
4.4.3.	Способы пуска агрегатов ГАЭС	223
4.4.4.	Главные схемы электрических соединений и схемы собственных нужд ГАЭС	225

5. Системы собственных нужд подстанций	233
5.1. Схемы электроснабжения собственных нужд подстанций	235
5.2. Электрическое освещение	244
Библиографический список	246
Приложение 1. Технические характеристики электродвигателей	247
Приложение 2. Нагрузки с.н. для различных вариантов исполнения ТЭС	254
Приложение 3. Технические характеристики механизмов собственных нужд тепловых электростанций	278
Приложение 4. Технические характеристики асинхронных электродвигателей 6 и 10 кВ для собственных нужд тепловых электростанций	295

Козлов Александр Николаевич,
доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук;

Козлов Виталий Александрович,
*ведущий специалист службы перспективного развития Дальневосточной
распределительной сетевой компании;*

Ротачева Алла Георгиевна,
доцент кафедры энергетики АмГУ

Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических электрических станций и подстанций. Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 5,35.