

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
ЧАСТЬ 1. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИЯ	9
1. ГЕНЕРАТОРЫ И СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ	10
1.1. Общие сведения, эксплуатационные параметры и особенности конструкции	10
1.2. Системы обеспечения функционирования синхронного генератора	26
1.2.1. Особенности систем охлаждения генераторов	26
1.2.2. Назначение, состав и обслуживание систем масляных уплотнений	34
1.2.3. Назначение, состав и обслуживание систем возбуждения СГ	42
1.3. Ремонты генераторов и синхронных компенсаторов	51
1.4. Определение места замыкания в обмотке ротора турбогенератора	54
1.5. Определение места виткового замыкания в обмотке ротора	56
1.6. Сушка генераторов и синхронных компенсаторов.....	57
2. ТРАНСФОРМАТОРЫ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ	64
2.1. Общие сведения.....	64
2.2. Особенности систем охлаждения трансформаторов	65
2.3. Защита трансформаторного масла.....	67
2.4. Азотная защита трансформаторного масла.....	69
2.5. Пленочная защита трансформаторного масла	69
2.6. Защита трансформаторного масла от окисления.....	71
2.7. Определение возможности включения трансформатора без сушки.....	71
2.8. Сушка трансформатора.....	72
3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ.....	78
3.1. Общие сведения о работе выключателей	78
3.2. Эксплуатация масляных выключателей	79
3.3. Эксплуатация воздушных выключателей.....	81
3.4. Эксплуатация разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и опорно-стержневых изоляторов	85
3.4.1. Разъединители	85
3.4.2. Отделители.....	86
3.4.3. Короткозамыкатели	87
3.4.4. Изоляторы	87
ЧАСТЬ 2. ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	89
1. ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	90
1.1. Особенности энергетического производства	90
1.2. Топливо-энергетический комплекс РФ	91
2. ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РФ.....	95
2.1. Основы государственной политики в сфере электроэнергетики	95
2.2. Реформирование энергетики в России.....	96

2.3. Единая энергетическая система России сегодня	97
2.4. Основные группы компаний и организаций ЕЭС России	98
3. ОСНОВЫ ОБРАЗОВАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ	
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	108
3.1. Организация экономичной работы электроэнергетической системы в целом, электростанций и агрегатов	108
3.2. Понятие качества электрической энергии как товара	109
4. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ	
И СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИХ РАБОТОЙ	116
4.1. Производственная структура электростанции	116
4.2. Производственная структура предприятий электрических сетей и схемы оперативного управления их работой	120
5. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ	
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	123
5.1. Целесообразность и эффективность объединения энергосистем	123
5.2. Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ) в электроэнергетике	124
5.3. Оперативно-диспетчерский персонал	128
5.4. Состав технической документации и делопроизводство на энергообъектах ЕЭС России	130
6. ПРОИЗВОДСТВО ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ	
В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	135
6.1. Введение	135
6.1.1. Общие сведения.....	135
6.1.2. Определения	135
6.2. Оперативное состояние оборудования	137
6.2.1. Требования к состоянию электрических схем перед пуском блока.....	137
6.2.2. Требования к состоянию электрических схем при работе на энергетическом уровне мощности.....	138
6.3. Организация и порядок проведения оперативных переключений	140
6.3.1. Оперативное обслуживание	140
6.3.2. Порядок производства и объём оперативных переключений	140
6.3.3. Обязанность и ответственность оперативного персонала при производстве переключений.....	142
6.4. Производство оперативных переключений.....	143
6.4.1. Распоряжение на производство переключений	143
6.4.2. Порядок заполнения и пользования бланками переключений.....	144
6.4.3. Порядок пользования типовыми бланками переключений	146
6.4.4. Переключения в схемах РЗА.....	147
6.4.5. Порядок производства переключений с выключателями	148
6.4.6. Порядок производства операций с разъединителями	149
6.4.7. Операции с электромагнитной блокировкой	150
6.4.8. Проверочные операции	151
6.4.9. Техника безопасности при производстве оперативных переключений.....	152

6.4.10. Ответственность за выполнение правил технической эксплуатации и техники безопасности	153
7. ДЕЙСТВИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКАЗАХ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ.....	155
7.1. Общие положения	155
7.2. Состав основного электрооборудования схемы выдачи мощности на примере АЭС	158
7.3. Назначение основного оборудования схемы выдачи мощности АЭС и расположение на ее территории	160
7.4. Контроль и управление и режим работы оборудования схемы выдачи мощности.....	161
7.5. Режим работы электрооборудования схемы выдачи мощности	162
8. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКАЗАХ ГЕНЕРАТОРА	165
8.1. Основные виды повреждений генераторов	165
8.2. Ненормальные режимы генератора.....	166
8.3. Тушение пожара на генераторе	170
8.4. Действия персонала при аварийном отключении турбогенератора	173
9. ОТКАЗ БЛОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА	178
9.1. Повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов	178
9.2. Ненормальные режимы работы трансформатора	178
9.3. Ограничения по эксплуатации от системы обеспечения работоспособности блочного трансформатора	180
9.4. Действия оперативного персонала ЭЦ при нарушениях в работе системы охлаждения блочного трансформатора.....	180
10. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКАЗАХ ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	183
11. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКАЗАХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ КАГ-24	185
12. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ АТ СВЯЗИ	186
13. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКАЗЕ ОБОРУДОВАНИЯ В СХЕМЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭНЕРГОБЛОКА.....	189
13.1. Отказ выключателей 6 кВ в системе с. н.	189
13.2. Обесточение одной из рабочих секций 6 кВ (ВА, ВВ, ВС, ВД).....	189
13.3. Обесточение секции 0,4 кВ нормальной эксплуатации	191
13.4. «Замыкание на „землю“» в сети собственных нужд 6 кВ	192
14. ОТКАЗ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	194
15. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ	195
15.1. Общие положения	195
15.2. Особенности взаимодействия и выполнения распоряжений ДД оперативным персоналом АЭС.....	196
16. ПОРЯДОК ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПО ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ	204
16.1. Общие положения	204

16.2. Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала при ликвидации аварий.....	207
16.3. Порядок разрешения ситуаций в случаях ошибочных команд вышестоящего руководителя	210
ПРИЛОЖЕНИЯ	212
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	219

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий курс — чисто инженерно-технический. В нем рассматриваются особенности основного электрического оборудования электрических станций и даются азы его технической эксплуатации. Естественно, что об особенностях эксплуатации всего оборудования электростанций кратко рассказать невозможно. В данном курсе обобщены наиболее важные вопросы, связанные с организацией эксплуатации, проведением измерений, испытаний и ремонта электрооборудования, приведены примеры отдельных, наиболее характерных видов работ, технологических операций и оперативных действий.

Целью изучения дисциплины «Основы эксплуатации электрических станций и подстанций» является получение студентами базовых знаний в области практической эксплуатации основного оборудования систем электроэнергетики различного иерархического уровня.

Вместе с теоретическими познаниями будущий специалист должен получить практические навыки работы с электрооборудованием.

Материал, излагаемый в пособии, базируется на знании основ математики, физики, теоретической электротехники и является логическим продолжением материала дисциплин «Теоретические основы электротехники», «Электрические машины», «Электрические аппараты», «Электрическая часть электростанций и подстанций», «Электрические сети и системы».

Будущим выпускникам направления подготовки 13.03.02 (13.04.02) «Электроэнергетика и электротехника» профиль «Электрические станции» предстоит работать преимущественно на монтаже, пуско-наладке и эксплуатации именно электрических станций и подстанций, поэтому в рамках данного учебного пособия предпринята попытка:

- изложить основные принципы организации эксплуатации электрической части электростанций;
- рассмотреть причины возникновения тех или иных нештатных ситуаций и пути их разрешения;
- добиться понимания, почему и как правильно следует выполнять требования ПТЭ и других нормативных документов при эксплуатации электростанций и подстанций.

**ЧАСТЬ 1. ОСНОВНОЕ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ
И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

1. ГЕНЕРАТОРЫ И СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

1.1. Общие сведения, эксплуатационные параметры и особенности конструкции

Основным элементом электрической станции, непосредственно в котором происходит преобразование механической энергии первичного двигателя в электрическую энергию, является электрическая машина, получившая название *генератор*.

В зависимости от вида преобразуемой энергии и, соответственно, приводного двигателя различают *турбогенераторы* (ТГ) с приводом от паровой или газовой турбины, *гидрогенераторы* (ГГ) с приводом от гидравлического колеса, *бензо-* (БГ) и *дизельгенераторы* (ДГ) с приводом от *двигателя внутреннего сгорания* (ДВС) и *ветрогенераторы* (ВГ) с приводом от рабочего колеса *ветроустановки* (ВУ).

Преимущественно в промышленном производстве электроэнергии переменного тока используются тепловые электростанции с *синхронными* трехфазными неявнополюсными турбогенераторами, у которых частота вращения n совместно с числом пар полюсов p определяет *номинальную частоту* f переменного тока

$$n = 60 f/p, \quad (1.1)$$

где n — скорость вращения электромагнитного поля; f — частота переменного тока; p — число пар полюсов генератора.

Особенностью паровых или газовых турбин является их *быстроходность*, которая обусловлена тем, что с повышением частоты вращения возрастает экономичность работы паровых турбин. Стремление выбрать как можно большую частоту вращения турбогенераторов обусловлено тем, что с ее повышением возрастает экономичность работы паровых турбин и уменьшаются габариты турбин и генераторов. Кроме того, чем выше частота вращения турбины, тем больше её к. п. д., поэтому естественно стремление повысить быстроходность турбогенераторов. Ее предел ограничивается принятой в России номинальной частотой сети $f_{\text{ном}} = 50$ Гц и минимальным числом пар полюсов $p = 1$, поэтому максимальная частота вращения турбогенераторов равна

$$n = 60 \cdot f/p = 60 \cdot 50/1 = 3000 \text{ об/мин.}$$

В США, Японии и некоторых других странах, где используется частота сети 60 Гц, наибольшая частота вращения турбогенераторов с тем же минимальным числом пар полюсов $p = 1$ составляет 3600 об/мин.

Но не всегда предельная частота вращения турбоагрегата является оптимальной, она может быть и меньше 3000 об/мин. Поскольку число пар полюсов не может быть дробным, то следующая меньшая частота вращения — 1500 об/мин, она соответствует *четырёхполюсному* исполнению генератора, когда $p = 2$. Но при $p \geq 2$ конструкция ротора обычно имеет *явнополюсное* исполнение.

В частности, меньшая частота вращения вала турбины позволяет применить в выхлопных ступенях лопатки большей длины и увеличить тем самым предельную мощность турбины, ограниченную механическими напряжениями в материале лопаток последних ступеней. Такая необходимость увеличения площади лопаток возникает в следующих случаях:

- при низких начальных параметрах пара (АЭС);
- при конструировании особо мощных турбин (1,2 ГВт и более), а также *двухвальных турбин*, которые позволяют построить турбоагрегат мощностью, не осуществимой в одновальном исполнении на данном этапе развития турбостроения.

Двухвальные турбоагрегаты, имеющие широкое распространение в США, серийно в России не применяются из-за пониженного к. п. д. и сложности их эксплуатации по сравнению с одновальными.

В нормальном режиме работы синхронные генераторы характеризуются *номинальными* параметрами, основным из которых являются *мощность генератора*.

Номинальная полная мощность генератора определяется как

$$S_{\text{H}} = \sqrt{3} U_{\text{H}} I_{\text{H}}; \quad (1.2)$$

номинальная активная мощность

$$P_{\text{H}} = \sqrt{3} U_{\text{H}} I_{\text{H}} \cos \varphi; \quad (1.3)$$

и *номинальная реактивная мощность*

$$Q_{\text{H}} = \sqrt{3} U_{\text{H}} I_{\text{H}} \sin \varphi. \quad (1.4)$$

Под *номинальной активной мощностью* понимают мощность, на которую рассчитан синхронный генератор и с которой он может длительно работать при нормальной работе системы охлаждения. Именно активная мощность характеризует способность генератора выполнять полезную работу, но это не означает, что реактивная мощность является бесполезной. Реактивная мощность требуется для создания электромагнитной индукции, без которой не может работать ни одна электрическая машина.

Турбогенераторы выпускаются серийно в соответствии с ГОСТом, устанавливающим следующий ряд фиксированных значений номинальных мощностей в зависимости от значения коэффициента мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$:

$S_{\text{ном}}$, МВ.А: 3,125; 5,0; 7,5; 15,0; 40; 78,75; 125,0 при $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$;
188,0; 235,0; 353,0; 588,2; 941,0 ($\cos \varphi = 0,85$);
888,9; 1111,1; 1333,3 ($\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,90$).

$P_{\text{ном}}$, МВт: 2,5; 4,0; 6,0; 12,0; 32; 63,0; 100,0; 160,0; 200,0; 300,0;
500,0; 800,0; 1000,0; 1200,0.

Для гидрогенераторов стандартная шкала номинальных мощностей не может быть установлена, так как они зависят от напора и расхода воды, а эти параметры отличаются большим разнообразием на различных гидроэлектро-

станциях. Поэтому для каждой ГЭС разрабатывается специальный проект гидрогенератора с определенным значением его номинальной мощности, зависящим от энергии конкретного водотока. Но ГОСТ определяет номинальный коэффициент мощности для гидрогенераторов:

- при мощности 125 МВ.А и ниже он равен 0,8;
- при мощности от 125 до 360 МВ.А включительно — 0,85;
- при мощности свыше 360 МВ.А – $\cos \varphi = 0,9$.

Кроме значений номинальных мощностей, ГОСТ регламентирует также эксплуатационные потери в синхронных генераторах. Так, в зависимости от номинального значения $\cos \varphi_{\text{ном}}$, к. п. д. генератора при номинальной мощности 160–500 МВт должен быть не ниже 98,6%, а при номинальной мощности 800–1200 МВт — не ниже 98,65–98,75%.

Все другие параметры, приведённые в паспорте, характеризующие работу машины при номинальной мощности, также называются *номинальными*. К ним относятся:

- *номинальное напряжение на зажимах выходной обмотки* $U_{\text{ном}}$;
- *номинальный ток статора* $I_{\text{ном}}$;
- *номинальное напряжение* $U_{\text{в.ном}}$ *и номинальный ток возбуждения* $I_{\text{в.ном}}$;
- *номинальная реактивная мощность генератора* $Q_{\text{р.ном}}$;
- *номинальный коэффициент мощности* $\cos \varphi_{\text{ном}}$;
- к. п. д. $\eta_{\text{ном}}$ и другие величины.

Номинальным напряжением трехфазного синхронного генератора является линейное напряжение статорной обмотки $U_{\text{ном}}$, значение которого выбирается по шкале, установленной государственным стандартом: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); 18,0; 20,0; 21,0; 24,0 кВ. Эти напряжения согласованы с напряжениями электроприемников с учётом потерь в электрических сетях.

Номинальные реактивные мощности генераторов не регламентируются ГОСТ, они определяются по значениям номинальной полной или активной мощности согласно выражениям

$$Q_{\text{р}} = S_{\text{н}} \sin \varphi; \quad (1.4)$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.5)$$

Турбогенераторы

В качестве примера далее будут рассмотрены конструкция и эксплуатационные особенности турбогенератора ТБВ-1000-2У3, получившего широкое применение на атомных станциях в качестве базовой модели.

Общий вид турбогенератора ТБВ-1000-2У3 в разрезе приведен на рисунке 1.1.

Конструктивно ТГ представляет собой горизонтальную неявнополюсную электрическую машину с двумя основными обмотками: одна из них создаёт поток магнитной индукции возбуждения и потому называется *обмоткой возбуждения* (ОВ), на зажимах второй обмотки под воздействием магнитного поля индуцируется электродвижущая сила (ЭДС).

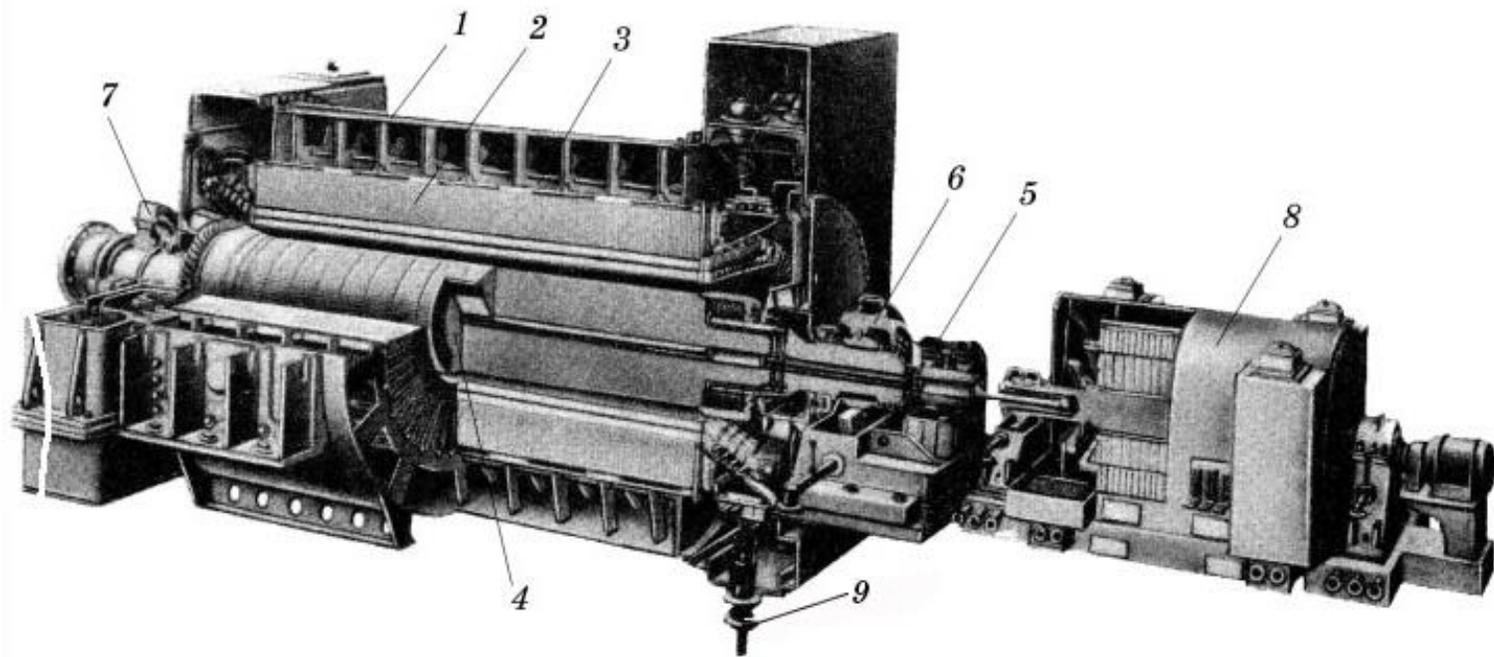


Рис. 1.1

Общий вид синхронного турбогенератора в разрезе:

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — ротор; 5 — контактные кольца и щеточный аппарат; 6, 7 — подшипники; 8 — возбудитель; 9 — вывод.

Любая электрическая машина *обратима*, поэтому неважно, где и как расположены обмотки, но в генераторах электростанций *обмотка возбуждения* обычно находится на вращающемся цилиндрическом роторе, а выходная обмотка — на неподвижном статоре.

В качестве магнитопровода в машинах небольшой мощности используется горячекатаная сталь, а в генераторах мощностью более 100 МВт — холоднокатаная электротехническая сталь. Последняя имеет повышенную магнитную проницаемость и пониженные удельные потери. Применение холоднокатаной стали позволяет также значительно уменьшить размеры сердечника и соответственно уменьшить расход меди для обмотки.

Конструктивное исполнение машины прежде всего зависит от необходимой частоты вращения, главным образом это сказывается на конструктивных особенностях ротора, он бывает двух основных видов — это *явнополюсный* (рис. 1.2а) и *невянополюсный* типы (рис. 1.2б).

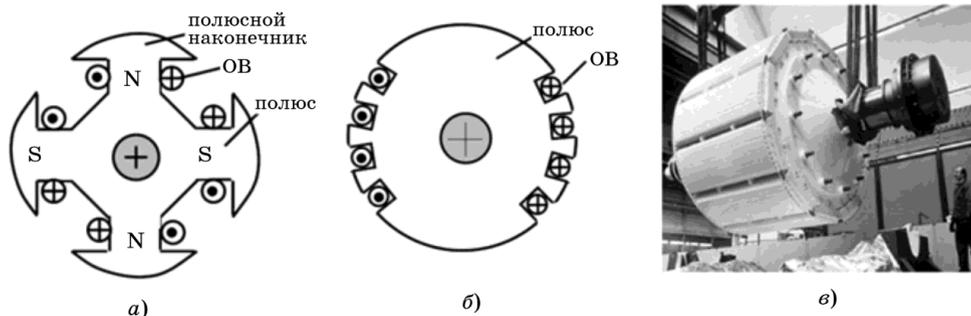


Рис. 1.2

Конструктивное исполнение неявнополюсного (а) и явнополюсного (б) ротора синхронного генератора

В первом случае, ротор имеет два или более явно выраженных *полюса*, он рассчитан на работу при относительно небольших скоростях вращения и применяется для конструкций синхронных гидрогенераторов. Стержни (катушки) выполняют функцию обмоток возбуждения, они одеваются на *полюсные наконечники* и крепятся в пазах сердечника с помощью клиньев из немагнитного изоляционного материала. В полюсных наконечниках могут располагаться также стержни обмотки, предназначенной для пуска, они выполняются из латуни, для которой характерно высокое удельное сопротивление. Сердечник изготавливается из электротехнической стали.

Несмотря на то, что явнополюсный ротор проще в изготовлении, обслуживании и ремонте, использование явнополюсного ротора в высокоскоростных машинах практически невозможно в связи с трудностью крепления полюсов и обмоток возбуждения при небольшом количестве пар полюсов. В материале ротора ввиду большой частоты вращения возникают значительные механические напряжения, и в машинах большой мощности и соответствующему этому диаметру бочки ротора скорость на окружности ротора настолько велика, что из соображений механической прочности и лучшего размещения и укрепления

обмотки возбуждения (обмотки ротора) ее приходится распределять по поверхности ротора, т. е. выполнять машину как неявнополюсную (рис. 1.2б).

Неявнополюсный ротор (рис. 1.3) рассчитан на работу при больших скоростях вращения и применяется для конструкций синхронных турбогенераторов большой мощности. Магнитопровод неявнополюсного ротора изготавливается из единой поковки и выполняется как единое целое с валом машины. Массивная бочка ротора и металлические клинья, закрывающие обмотку возбуждения в пазах турбогенератора выполняют роль успокоительной обмотки. Для повышенной термической стойкости в пазах осуществляется формирование обмотки из медных с серебряной присадкой проводников.

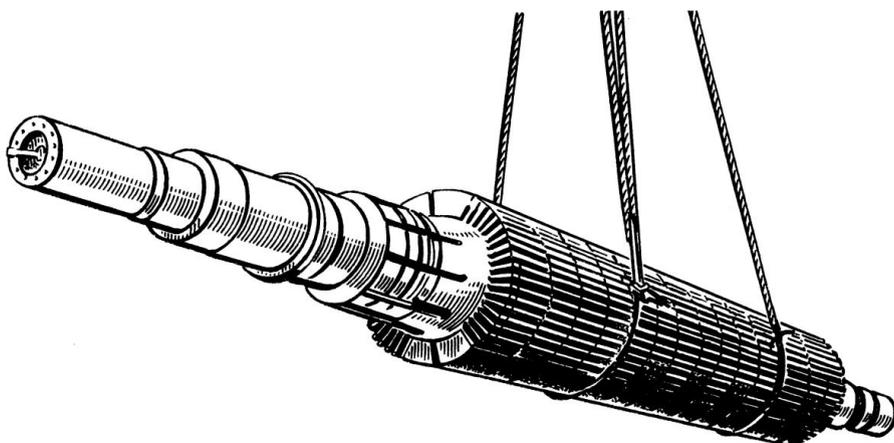


Рис. 1.3

Внешний вид ротора турбогенератора

Из цельной поковки углеродистой стали изготавливают неявнополюсные роторы турбогенераторов малой мощности, а роторы крупных турбогенераторов — из высоколегированной хромо-никелевой или хромо-никель-молибденовой стали, обладающей высокими механическими (и магнитными) свойствами.

Именно таков ротор генератора ТВВ-1000-2У3.

На поверхности бочки ротора фрезеруются пазы, в которые укладывают обмотку возбуждения. Пазы закрывают клиньями (рис. 1.4) из высокопрочных, немагнитных (для уменьшения потока рассеяния ротора) материалов: немагнитной стали, бронзы, дюралюминия.

Для обмотки ротора небольших турбогенераторов используется электролитическую медь, а крупных турбогенераторов — медь с присадкой серебра (0,03–0,1%), так как в чистой меди под действием больших центробежных сил и термических напряжений, возникающих при повышенных нагревах, частых пусках и остановках появляются остаточные деформации, которые могут привести к разрушению обмотки.

Стержни обмотки ротора набирают из отдельных проводников. В турбогенераторах с поверхностным охлаждением обмотки ротора проводники имеют

сплошное сечение (рис. 1.4б), а при непосредственном охлаждении обмотки ротора водородом или водой применяют проводники профильных сечений (рис. 1.4г); такие проводники образуют вентиляционные каналы, по которым циркулирует охлаждающая среда. Для изоляции обмотки ротора применяют миканит, а в последнее время и материалы с повышенными механическими и термическими свойствами: стекло, термореактивные лаки эпоксидные смолы.

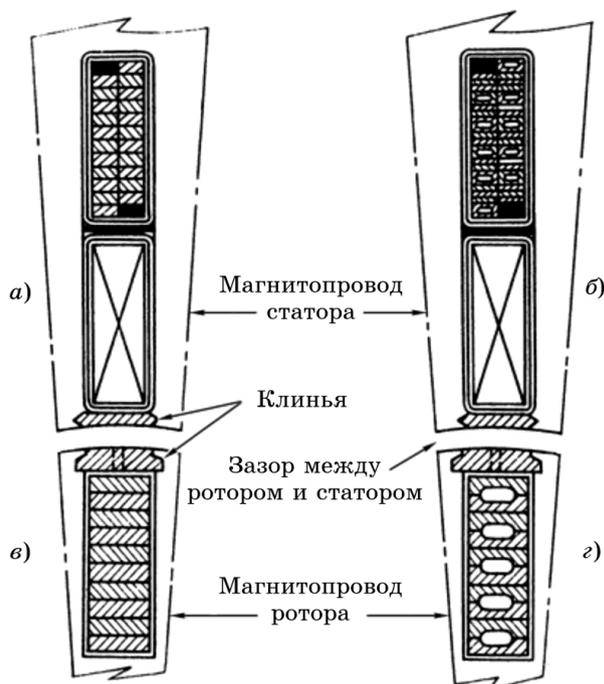


Рис. 1.4

Схематический разрез пазов турбогенератора:

а — паз статора при косвенном охлаждении; б — паз статора при непосредственном охлаждении; в — паз ротора при косвенном охлаждении; г — паз ротора при непосредственном охлаждении.

В генераторах с *щеточным аппаратом* обмотка ротора с помощью токопровода соединяется с *контактными кольцами* из износостойчивой стали. В крупных машинах ввиду больших токов возбуждения и необходимости размещения большого количества щеток применяются сдвоенные кольца со специальным воздушным охлаждением, а для уменьшения потерь на трение — кольца с уменьшенным диаметром.

В машинах с бесщеточной системой возбуждения кольца отсутствуют. Постоянный ток подается в обмотку возбуждения от возбудителя по токопроводу в полости вала генератора.

Лобовые части обмотки ротора удерживаются от смещения бандажными кольцами (*каптами*). В последних возникают еще большие механические напряжения, чем в теле ротора, так как диаметр бандажного кольца больше диаметра ротора.

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru