



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Ю.А. Макаричев
В.Н. Овсянников

СИНХРОННЫЕ МАШИНЫ

*Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия.*

Самара
Самарский государственный технический университет

2010

УДК 621.313
М 15

Р е ц е н з е н т ы: д-р техн. наук С.Я. Г а л и ц к о в,
канд. техн. наук А. А. В о р о н и н

Макаричев Ю.А., Овсянников В.Н.

М 15 **Синхронные машины:** учеб.пособ./ Ю.А. Макаричев, В.Н. Овсянников. –Самара. Самар.гос.техн.ун-т, 2010. - 156с.: ил.

Рассмотрены основные типы синхронных электрических машин, их конструкции и принцип действия. Приведены основные характеристики синхронных двигателей, компенсаторов и генераторов. Даны схемы подключения и защиты. Во второй части дана методика электромагнитных расчетов турбогенераторов и основы их проектирования.

Для студентов электротехнических специальностей высших учебных заведений. Может быть полезно инженерам-электромеханикам.

УДК 621.313
М 15

© Ю.А. Макаричев, В.Н. Овсянников, 2010
© Самарский государственный
технический университет, 2010

Предисловие

Для подготовки квалифицированных инженерных кадров из студентов электротехнических и электромеханических специальностей требуются специально ориентированные учебные и методические пособия. Имеющиеся руководства по проектированию турбогенераторов [1-5,7,9] достаточно полно отражают состояние проблемы, содержат большой объем справочной информации и могут быть рекомендованы для работы над курсовыми и дипломными проектами. Однако, в них и руководствах по проектированию [3,8,10] не содержится хотя бы краткая теория синхронных машин. В учебниках по электрическим машинам [2,6,11] наоборот, отсутствуют методики расчета машин переменного тока. В настоящем пособии ставится задача ознакомить обучающегося с основными разделами классической теории синхронных машин и методикой расчетов двухполюсных турбогенераторов в рамках курсового и дипломного проектирования. В связи с тем, что расчет и проектирование турбогенератора в полном объеме – задача разрешимая только для мощного научно – производственного коллектива – настоящая работа не претендует на исчерпывающую информацию по этому сложнейшему вопросу. Учебное пособие содержит в полном объеме проектировочный и проверочный электромагнитный расчеты двухполюсных турбогенераторов, но не включает тепловой и механический расчеты и расчет вентиляции. Расчет магнитной цепи представлен в сокращенном виде с использованием нормальной характеристики холостого хода. Существенно упрощены расчеты потерь и КПД генератора. Однако электромагнитные нагрузки и плотности тока выбираются из условия нагрева, а многие размеры (размеры зубцов ротора, диаметр ротора и др.) — из условия прочности конструктивных элементов.

В пособии принята система единиц СИ. В редких случаях применяются кратные и долевые значения единиц основной системы (мм, кВА, МВт), размерность величин при этом, как правило, специально указывается.

Во всех формулах по возможности устранены коэффициенты, полученные подстановкой численных значений различных констант (μ_0, π и т. п.), что придает формулам классический вид, какой они имеют в общепризнанных вузовских учебниках по электрическим машинам [2, 6]. Термины и определения, а также условные буквенные обозначения величин по возможности приняты такими же, как в указанных учебниках.

Краткая теория синхронных машин в пособии дополнена справочными материалами по сериям турбо и гидрогенераторов, синхронных двигателей, компенсаторов и возбuditелей различных типов. Приведены типовые схемы подключения синхронных двигателей и генераторов, а так же различных возбuditельных устройств и их защиты.

Настоящее пособие не ставит целью заменить полноформатные издания по теории и проектированию синхронных машин. Поэтому при работе над курсовыми и дипломными проектами мы рекомендуем студентам кроме него пользоваться справочной литературой из предлагаемого библиографического списка, специальными журналами и альбомами чертежей.

Авторы выражают благодарность за ценные замечания коллективу кафедры электромеханики и автомобильного электрооборудования СамГТУ и рецензентам профессору С.Я. Галицкову и кандидату технических наук А.А. Воронину за ценные замечания при работе над рукописью.

Отзывы и пожелания просим направлять по адресу: 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 242, СамГТУ, кафедра электромеханики и автомобильного электрооборудования.

Введение

Синхронные электрические машины относятся к машинам переменного тока, как правило, трехфазным. Как большинство электро-механических преобразователей они могут работать и в режиме *генератора*, и в режиме *двигателя*. Особым режимом работы синхронной машины является режим компенсации реактивной мощности. Специальные машины, предназначенные для этой цели называются *синхронными компенсаторами*. Несмотря на принципиальную обратимость синхронных двигателей и генераторов они имеют обычно конструктивные особенности, которые редко дают возможность использовать двигатели в качестве генераторов и наоборот.

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

$$n = 60 p / f ,$$

где p - число пар полюсов обмотки статора генератора.

Для выработки электроэнергии на электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Различают *турбогенераторы* (первичный двигатель - паровая или газовая турбина) и *гидрогенераторы* (первичный двигатель - гидротурбина).

Паровые и газовые турбины выпускают на большие частоты вращения (3000 и 1500 об/мин), так как при этом турбоагрегаты имеют наилучшие технико-экономические показатели. На тепловых электростанциях (ТЭС), сжигающих обычное топливо, частота вращения агрегатов, как правило, составляет 3000 об/мин, а синхронные турбогенераторы имеют два полюса. На атомных электростанциях (АЭС) применяют агрегаты с частотой вращения 1500 и 3000 об/мин.

Быстроходность турбогенератора определяет особенности его конструкции. Эти генераторы выполняются с горизонтальным валом. Ротор турбогенератора, работающий при больших механических и

тепловых нагрузках, изготавливается из цельной поковки специальной стали (хромоникелевой или хромоникельмолибденовой), обладающей высокими магнитными и механическими свойствами.

Ротор выполняется *неявнополюсным*. Вследствие значительной частоты вращения диаметр ротора ограничивается по соображениям механической прочности 1,1-1,2 м при 3000 об/мин. Длина бочки ротора также имеет предельное значение, равное 6-6,5 м. Определяется оно из условий допустимого статического прогиба вала и получения приемлемых вибрационных характеристик.

В активной части ротора, по которой проходит основной магнитный поток, фрезеруются пазы, заполняемые катушками обмотки возбуждения. В пазовой части обмотки закрепляются немагнитными легкими, но прочными клиньями из дюралюминия. Лобовая часть обмотки, не лежащая в пазах, предохраняется от смещения под действием центробежных сил с помощью бандажа. Бандажи являются наиболее напряженными в механическом отношении частями ротора и обычно выполняются из немагнитной высокопрочной стали. По обеим сторонам ротора на его валу устанавливаются вентиляторы (чаще всего пропеллерного типа), обеспечивающие циркуляцию охлаждающего газа в машине.

Статор турбогенератора состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным, с торцов он закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Листы набирают пакетами, между которыми оставляют вентиляционные каналы. В пазы, имеющиеся во внутренней расточке сердечника, укладывается трехфазная обмотка, обычно двухслойная.

Гидравлические турбины имеют обычно относительно малую частоту вращения (60-600 об/мин). Частота вращения тем меньше, чем меньше напор воды и чем больше мощность турбины. Гидрогенераторы поэтому являются тихоходными машинами и имеют большие размеры и массы, а также большое число полюсов.

Гидрогенераторы выполняют с *явнополюсными* роторами и пре-

имущественно с вертикальным расположением вала. Диаметры роторов мощных гидрогенераторов достигают 14 -16 м, а диаметры статоров - 20-22 м.

В машинах с большим диаметром ротора сердечником служит обод, собираемый на ступицах, которые крепятся на втулке ротора. Полюсы, как и обод, делают наборными из стальных листов и монтируют на ободке ротора с помощью Т-образных выступов. На полюсах помимо обмотки возбуждения размещается демпферная обмотка, которая изготавливается из медных стержней, закладываемых в пазы на полюсных наконечниках и замыкаемых с торцов ротора кольцами. Эта обмотка предназначена для успокоения колебаний ротора агрегата, которые возникают при всяком возмущении, связанном с резким изменением нагрузки генератора.

В турбогенераторах роль успокоительной обмотки выполняют массивная бочка ротора и металлические клинья, закрывающие обмотку возбуждения в пазах.

Статор гидрогенератора имеет принципиально такую же конструкцию, как и статор турбогенератора, но в отличие от последнего выполняется разъемным. Он делится по окружности на две - шесть равных частей, что значительно облегчает его транспортировку и монтаж.

В последние годы начинают находить применение так называемые капсульные гидрогенераторы, имеющие горизонтальный вал. Такие генераторы заключаются в водонепроницаемую оболочку (капсулу), которая с внешней стороны обтекается потоком воды, проходящим через турбину. Капсульные генераторы изготавливают на мощность несколько десятков мегавольт-ампер. Это сравнительно тихоходные генераторы ($n = 60 \div 150$ об/мин) с явнополюсным ротором.

Среди других типов синхронных генераторов, применяемых на электростанциях, надо отметить так называемые дизель-генераторы, соединяемые с дизельным двигателем внутреннего сгорания. Это явнополюсные машины с горизонтальным валом. Дизель, как поршневая машина имеет неравномерный крутящий момент, поэтому ди-

зель-генератор снабжается маховиком или его ротор выполняется с повышенным маховым моментом.

Номинальные параметры генераторов. Завод-изготовитель предназначает генератор для определенного длительно допустимого режима работы, который называют номинальным. Этот режим работы характеризуется параметрами, которые носят название *номинальных данных генератора* и указываются на его табличке, а также в паспорте машины.

Номинальное напряжение генератора - это линейное (междуфазное) напряжение обмотки статора в номинальном режиме.

Номинальным током статора генератора называется то значение тока, при котором допускается длительная нормальная работа генератора при нормальных параметрах охлаждения (температура, давление и расход охлаждающего газа и жидкости) и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

Номинальная полная мощность генератора определяется по следующей формуле, кВ•А:

$$S_{НОМ} = \sqrt{3}U_{НОМ}I_{НОМ}$$

Номинальная активная мощность генератора – это наибольшая активная мощность, для длительной работы с которой он предназначен в комплекте с турбиной.

Номинальная активная мощность генератора определяется следующим выражением:

$$P_{НОМ} = S_{НОМ} \cos \varphi_{НОМ}$$

Номинальные мощности турбогенераторов должны соответствовать ряду мощностей согласно ГОСТ 533-85Е. Шкала номинальных мощностей крупных гидрогенераторов не стандартизирована.

Номинальный ток ротора - это наибольший ток возбуждения генератора, при котором обеспечивается отдача генератором его номи-

нальной мощности при отклонении напряжения статора в пределах $\pm 5\%$ номинального значения и при номинальном коэффициенте мощности.

Номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{НОМ}$ согласно ГОСТ принимается равным 0,8 для генераторов мощностью до 125 МВ•А, 0,85 для турбогенераторов мощностью до 588 МВ•А и гидрогенераторов до 360 МВ•А, 0,9 для более мощных машин. Для капсульных гидрогенераторов обычно $\cos \varphi_{НОМ} \approx 1$.

Каждый генератор характеризуется также КПД при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности. Для современных генераторов номинальный коэффициент полезного действия колеблется в пределах 96,3 - 98,8 %.

Основные технические данные и характеристики дизельных и гидрогенераторов приведены в табл. 1.2...1.4 (гл.1).

В табл. 1.5 и 1.6 даны технические параметры турбогенераторов, установленных на отечественных тепловых и атомных электростанциях.

Системы охлаждения генераторов.

Во время работы синхронного генератора его обмотки и активная сталь за счет потерь мощности нагреваются.

Допустимые температуры нагрева обмоток статора и ротора зависят в первую очередь от применяемых изоляционных материалов и температуры охлаждающей среды. По ГОСТ 533 - 76 для изоляции класса В (на асфальтобитумных лаках) допустимая температура нагрева обмотки статора должна находиться в пределах 105°C , а ротора 130°C . При более теплостойкой изоляции обмоток статора и ротора, например, классов F и H, пределы допустимой температуры нагрева увеличиваются[2].

В процессе эксплуатации генераторов изоляция обмоток постепенно стареет. Причиной этого являются загрязнение, увлажнение, окисление кислородом воздуха, воздействие электрического поля и электрических нагрузок и т.д. Однако главной причиной старения

изоляции является ее нагрев. Чем выше температура нагрева изоляции, тем быстрее она изнашивается, тем меньше срок ее службы. Срок службы изоляции класса В при температуре нагрева ее до 120⁰С составляет около 15 лет, а при нагреве до 140⁰С - сокращается почти до 2 лет. Та же изоляция при температуре нагрева 105⁰С (т. е. в пределах ГОСТ) стареет значительно медленнее, и срок службы ее увеличивается до 30 лет. Поэтому во время эксплуатации при любых режимах работы генератора нельзя допускать нагрева его обмоток выше допустимых температур. Для того чтобы температура нагрева не превышала допустимых значений, все генераторы выполняют с искусственным охлаждением. По способу отвода тепла от нагретых обмоток статора и ротора различают *косвенное* и *непосредственное* охлаждение.

При косвенном охлаждении охлаждающий газ (воздух или водород) с помощью вентиляторов, встроенных в торцы ротора, подается внутрь генератора и прогоняется через немагнитный зазор и вентиляционные каналы. При этом охлаждающий газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора и тепло, выделяемое ими, передается газу через значительный тепловой барьер - изоляцию обмоток.

При непосредственном охлаждении охлаждающее вещество (газ или жидкость) соприкасается с проводниками обмоток генератора, минуя изоляцию и сталь зубцов, т. е. непосредственно.

Отечественные заводы изготавливают турбогенераторы с воздушным, водородным и жидкостным охлаждением, а также гидрогенераторы с воздушным и жидкостным охлаждением (табл. 1.2...1.6).

Воздушное охлаждение. Существуют две системы воздушного охлаждения - проточная и замкнутая.

Проточную систему охлаждения применяют редко и лишь в турбогенераторах мощностью до 2 МВ•А, а также в гидрогенераторах до 4 МВ•А. При этом через генератор прогоняется воздух из машинного зала, который быстро загрязняет изоляцию обмоток статора и ротора, что в конечном счете сокращает срок службы генератора.

При замкнутой системе охлаждения один и тот же объем воздуха

циркулирует по замкнутому контуру. Схематично циркуляция воздуха при таком охлаждении для турбогенератора представлена на рис. В-1. Для охлаждения воздуха служит *воздухоохладитель 1*, по трубкам которого непрерывно циркулирует вода. Нагретый в машине воздух выходит через *патрубок 2* в *камеру горячего воздуха 3*, проходит через воздухоохладитель и через *камеру холодного воздуха 4* снова возвращается в машину. Холодный воздух нагнетается в машину *встроенными вентиляторами 5*. В генераторах с большой длиной активной части холодный воздух подают с обоих торцов машины, как это показано на рис. В.1.

В целях повышения эффективности охлаждения турбогенераторов, длина активной части которых особенно велика, а воздушный зазор мал, используют многоструйную радиальную систему вентиляции. Для этого *вертикальными плоскостями 6* делят систему охлаждения турбогенераторов на ряд секций. В каждую секцию воздух поступает из воздушного зазора (I и III секции) или из специального *осевого канала 7* (II секция).

Для увеличения поверхности соприкосновения нагретых частей с охлаждающим воздухом в активной стали машины выполняют систему вентиляционных каналов. Пройдя через радиальные вентиляционные каналы в стали, нагретый воздух уходит в *отводящие камеры 8*. Многоструйная вентиляция обеспечивает равномерное охлаждение турбогенератора по всей длине. Для восполнения потерь в результате утечек предусмотрен дополнительный забор воздуха через *двойные масляные фильтры 9*, установленные в камере холодного воздуха.

Отечественные заводы изготавливают турбогенераторы с замкнутой системой воздушного охлаждения мощностью до 12 МВт включительно.

Замкнутая система косвенного охлаждения воздухом у гидрогенераторов применяется значительно шире. Наиболее крупный генератор с косвенным воздушным охлаждением серии СВ мощностью 264,7 МВ. А выпущен ПО «Электросила» для Братской ГЭС. Схема вентиляции гидрогенератора показана на рис. В-2.

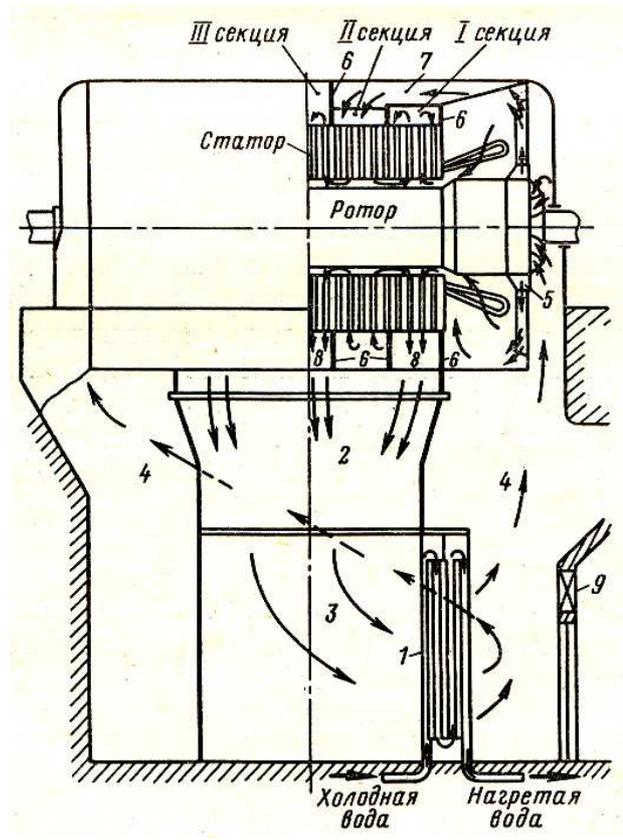


Рис. В.1. Замкнутая система воздушного охлаждения турбогенератора

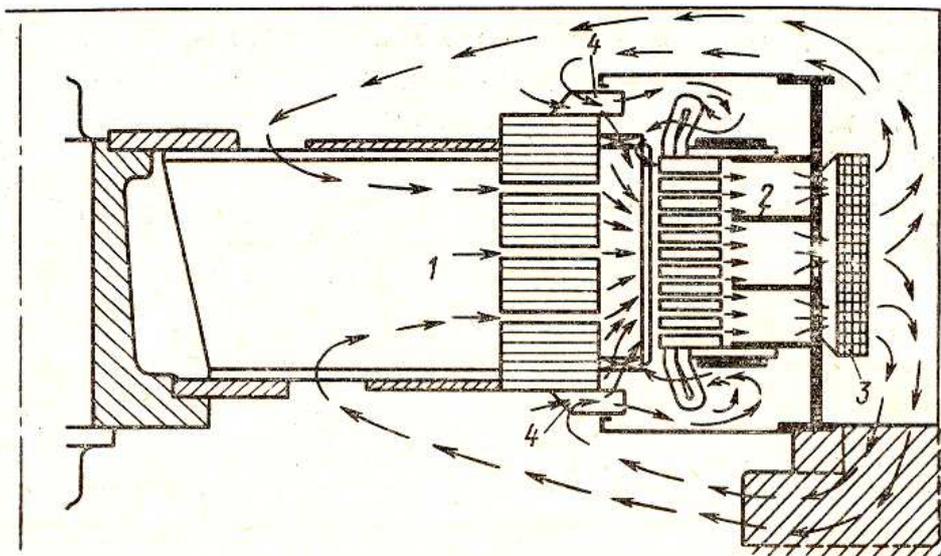


Рис. В.2. Замкнутая система вентиляции генератора:
 1 – ротор; 2 – статор; 3 – воздухоохладитель; 4 – лопатки вентилятора

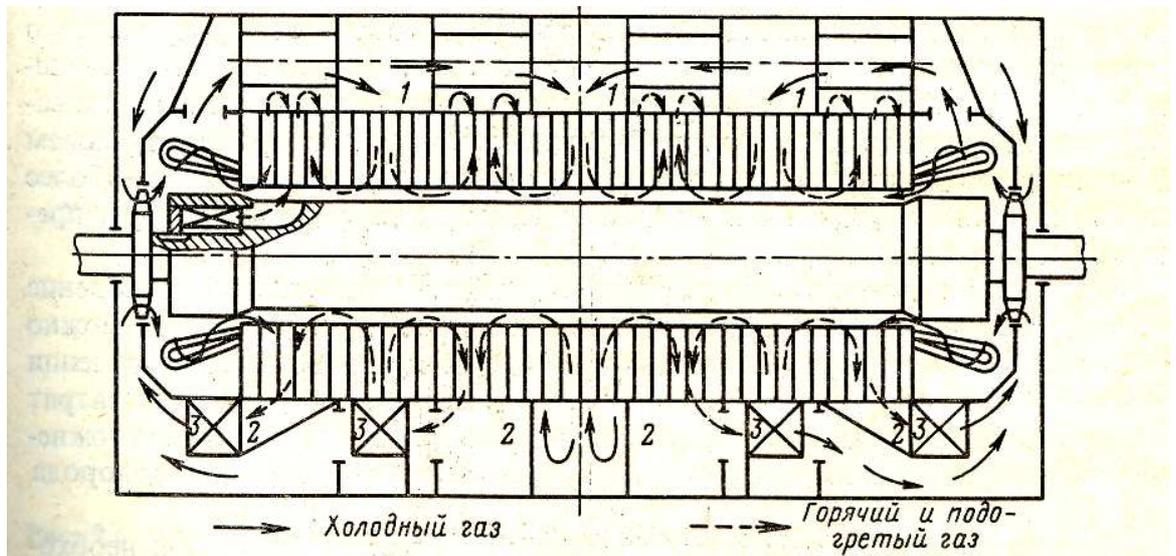


Рис. В-3. Схема многоструйной радиальной вентиляции в турбогенераторах:

1 – камера холодного газа; 2 – камера горячего газа; 3 – газоохладители.

В гидрогенераторах охлаждение явнополюсных роторов облегчается благодаря наличию межполюсных промежутков и большей поверхности охлаждения ротора.

Охлаждение гладкого ротора турбогенератора менее эффективно, так как в рассматриваемом случае он охлаждается только со стороны воздушного зазора. Последнее обстоятельство в значительной мере определяет ограниченные возможности воздушного охлаждения для турбогенераторов. У генераторов с воздушным охлаждением предусматривается устройство для тушения пожаров водой.

Косвенное водородное охлаждение турбогенераторов. Турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением имеют в принципе такую же схему вентиляции, как и при воздушном охлаждении. Отличие состоит в том, что объем охлаждающего водорода ограничивается корпусом генератора, в связи с чем охладители встраиваются непосредственно в корпус.

Водородное охлаждение эффективнее воздушного, так как водород как охлаждающий газ по сравнению с воздухом имеет ряд существенных преимуществ. Он имеет в 1,7 раза больший коэффициент теплоемкости, в 7 раз более высокую теплопроводность. Последнее обстоятельство предопределяет малое тепловое сопротивление прослоек водорода в изоляции и зазорах пазов.

Значительно меньшая плотность водорода по сравнению с воздухом позволяет уменьшить вентиляционные потери в 8-10 раз, в результате чего КПД генератора увеличивается на 0,8 - 1 % .

Отсутствие окисления изоляции в среде водорода по сравнению с воздушной средой повышает надежность работы генератора и увеличивает срок службы изоляции обмоток. К достоинствам водорода относится и то, что он не поддерживает горения, поэтому в генераторах с водородным охлаждением можно отказаться от устройства пожаротушения.

Водород, заполняющий генератор в смеси с воздухом (от 4,1 до 74%, а в присутствии паров масла - от 3,3 до 81,5%), образует взрывоопасную смесь. Поэтому у машин с водородным охлаждением должна быть обеспечена высокая газоплотность корпуса статора масляными уплотнениями вала, уплотнением токопроводов к обмоткам статора и ротора, уплотнением крышек газоохладителей, лючков и съемных торцевых щитов. Наиболее сложно выполнить надежные масляные уплотнения вала генератора, препятствующие утечке газа.

Чем выше избыточное давление водорода, тем эффективнее охлаждение генератора, следовательно, при одних и тех же размерах генератора можно увеличить его номинальную мощность. Однако при избыточном давлении более 0,4-0,6 МПа прирост мощности генератора не оправдывает затрат на преодоление возникающих при этом технических трудностей (усложнение работы уплотнений и изоляции обмоток). Поэтому давление водорода в современных генераторах более 0,6 МПа не применяется.

Генераторы с косвенным водородным охлаждением могут при необходимости работать и с воздушным охлаждением, но при этом

их мощность соответственно уменьшается.

Источником водорода на современных ТЭС являются электролизерные установки, в которых водород получают путем электролиза воды. В отдельных случаях водород доставляется в баллонах с электролизерных заводов.

На рис. В-4 показана принципиальная схема газового хозяйства системы водородного охлаждения.

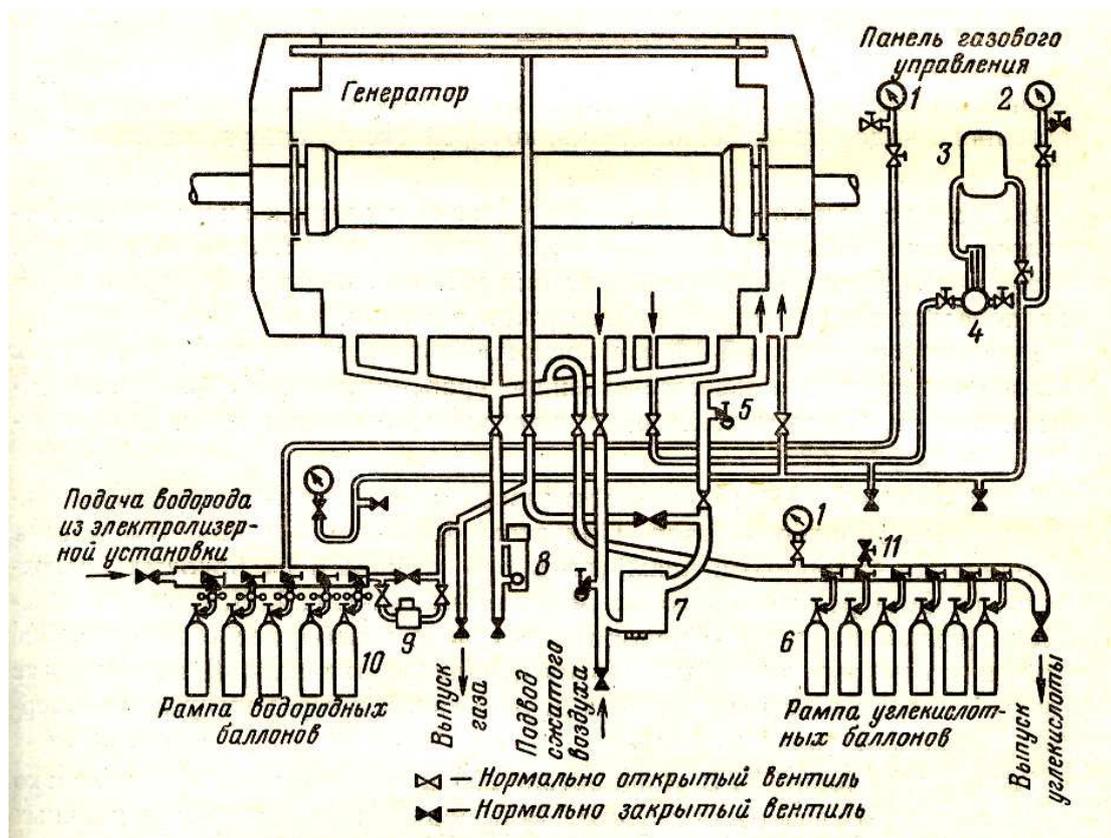


Рис. В-4. Принципиальная схема газового хозяйства водородного охлаждения

1 – манометр; 2 – электроконтактный манометр; 3 – газоанализатор; 4 – блок регулирования и фильтрации; 5 – вентиль; 6 – углекислородный баллон; 7 – осушитель водорода; 8 – указатель жидкости; 9 – клапан давления водорода; 10 – водородный баллон; 11 – предохранительный клапан

При заполнении корпуса генератора водородом воздух сначала вытесняется инертным газом (обычно углекислотой) во избежание образования гремучей смеси. Углекислота под давлением из баллона 6 подается в нижний коллектор, при этом более легкий воздух вытесняется через верхний коллектор и открываемый на это время вентиль

Выпуск газа. В результате смешивания газов при вытеснении расход углекислоты на данную операцию составляет два-три объема корпуса генератора. После того как весь объем будет заполнен углекислотой при концентрации около 90%, в верхний коллектор подают под давлением водород, который вытесняет углекислоту через нижний коллектор и открываемый клапан *Выпуск углекислоты*.

Как только чистота водорода в корпусе достигнет заданного уровня, клапан *Выпуск углекислоты* закрывают и доводят давление водорода в корпусе до нормального. Вытеснение водорода производят углекислотой, которая затем вытесняется сжатым воздухом.

Автоматическое поддержание давления водорода в корпусе генератора осуществляется *клапаном давления 9*. Контроль максимального и минимального давления водорода производится взрывобезопасным *электроконтактным манометром 2*, установленным на панели газового управления. Автоматический контроль чистоты водорода осуществляется *газоанализатором 3*, и, кроме того, через определенные промежутки времени водород берут на химический анализ в лабораторию.

При снижении процентного содержания водорода ниже допустимого восстановление чистоты его осуществляется путем выпуска из генератора загрязненного водорода и добавления чистого водорода. Эта операция называется продувкой.

В целях осушки водорода, находящегося в генераторе, предусмотрен *осушитель 7*, заполняемый хлористым кальцием или силикагелем.

Для современных турбогенераторов с целью осаждения влаги из охлаждающего газа применяют специальные фреоновые холодильные машины. *Указатель наличия жидкости 8* служит для подачи сигнала о появлении воды или масла в корпусе генератора.

Электромашиностроительные заводы в СССР выпустили серию генераторов ТВ (ТВ2) мощностью до 150 МВт включительно с использованием косвенного водородного охлаждения, которые эксплуатируются на многих ТЭС.

Непосредственное водородное охлаждение турбогенераторов.

Еще больший эффект по сравнению с косвенным водородным охлаждением дает непосредственное (внутреннее) охлаждение, когда водород подается внутрь полых проводников обмотки.

В генераторах серии ТВФ применяется косвенное охлаждение обмоток статора водородом и непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора. Система вентиляции роторов генераторов серии ТВФ представлена на рис. В-5.

Охлаждающий газ забирается из зазора с последующим выбросом нагретого газа обратно в зазор. При этом *проводники 1* обмотки ротора выполняются сплошными прямоугольного сечения, а на боковых поверхностях их фрезеруются косые *вентиляционные каналы 2*. При работе генератора (вращении ротора) водород поступает в *заборное отверстие 3* и, проходя по косому вентиляционному каналу до *дна паза 4*, выходит уже с другой стороны паза (катушки) в другой канал и через выпускное *отверстие 5* попадает снова в зазор.

Генераторы серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт имеют несколько иную систему охлаждения ротора. Водород циркулирует в аксиальных прямоугольных каналах, которые образуются корытообразными проводниками обмотки возбуждения.

В генераторах этого типа выполнено также непосредственное охлаждение обмоток статора. Водород подается в тонкостенные трубки из немагнитной стали, заложенные внутри стержней обмотки и открытые в лобовых частях.

В обоих типах генераторов (ТГВ и ТВФ) давление водорода в корпусе поддерживается 0,2 - 0,4 МПа.

Генераторы с непосредственным водородным охлаждением на воздушном охлаждении работать не могут, так как обмотка, рассчитанная на форсированное охлаждение водородом, при работе на воздушном охлаждении перегреется и выйдет из строя. Поэтому при появлении больших утечек водорода из генератора, сопровождающихся глубоким и быстрым снижением давления водорода, генератор с непосредственным охлаждением должен быть аварийно разгружен и

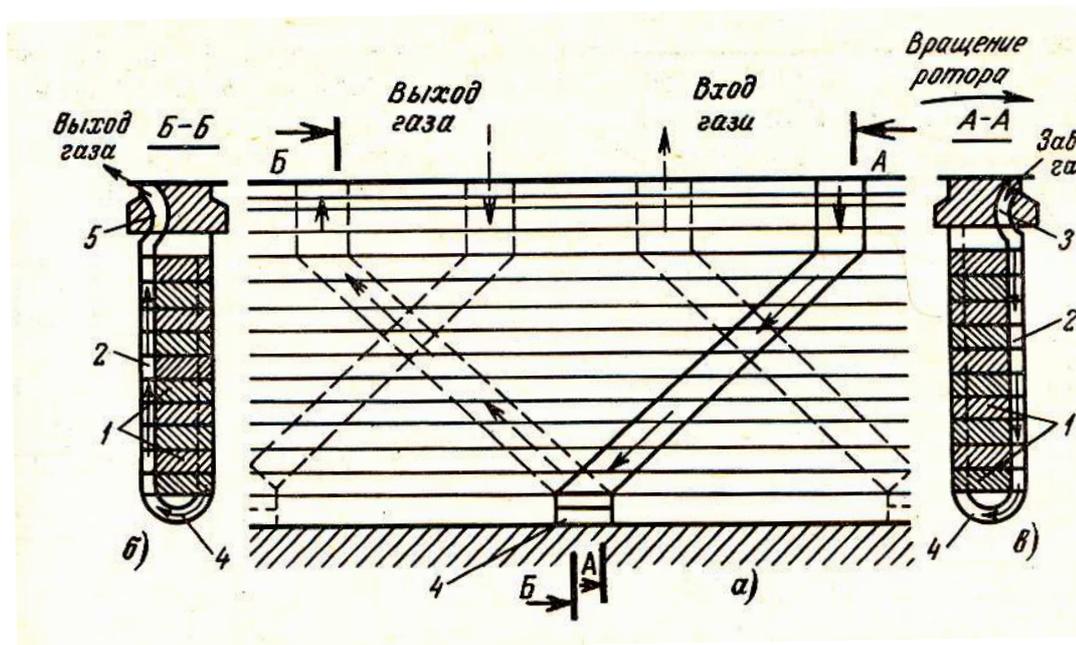


Рис. В.5. Конструкция вентиляционного канала в обмотке ротора с непосредственным охлаждением:
a – продольный разрез; *б* и *в* – поперечные косые разрезы по пазу ротора.

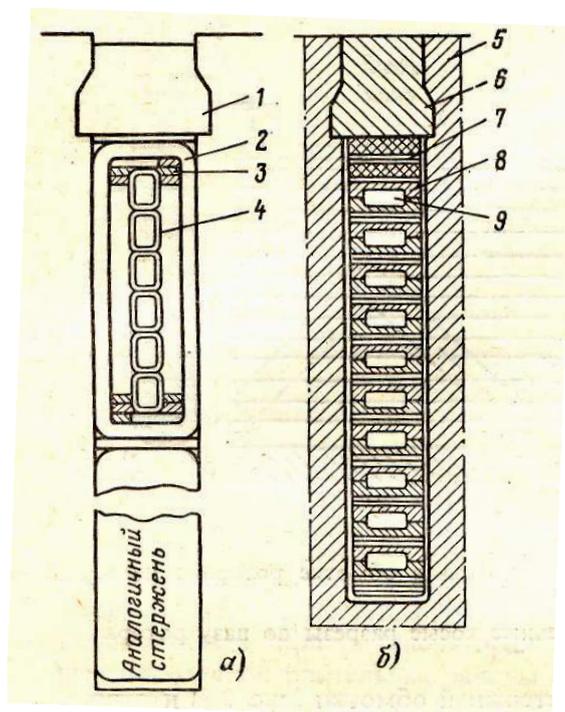


Рис. В.6. Разрез паза (*a*) и ротора (*б*) генератора типа ТГВ:
1 – пазовый клин; *2* – корпусная изоляция; *3* – сплошной элементарный проводник; *4* – газовые трубки; *5* – бочка ротора; *6* – дюралюминивый клин; *7* – подклиновья изоляция; *8* – полувитки обмотки; *9* – горизонтальный вентиляционный канал

отключен от сети. Включение в сеть отключенного генератора может быть произведено лишь после устранения утечек и перевода его на водород, если для отыскания утечек он был переведен на воздух.

Непосредственное жидкостное охлаждение генераторов. При выполнении непосредственного жидкостного охлаждения генераторов в качестве охлаждающей жидкости применяют дистиллированную воду или масло, которые обладают более высокой теплоотводящей способностью по сравнению с водородом и, следовательно, позволяют еще больше увеличить единичные мощности генераторов при сохранении их размеров.

Дистиллированная вода как охлаждающее вещество по сравнению с маслом имеет значительно больше достоинств: более высокие теплоотводящие свойства, пожаробезопасность. Поэтому в большинстве случаев в мощные генераторы, выпускаемые в СССР, выполняют с водяным охлаждением.

На рис. В.7 показана конструкция гидравлических соединений обмотки статора с водяным охлаждением и дан разрез обмотки по одной параллельной ветви. Как видно из разреза, обмотка статора выполнена из сплошных и полых медных элементарных проводников прямоугольного сечения, по которым циркулирует вода.

Питание обмотки водой осуществляется путем подвода ее к каждой параллельной ветви с помощью шлангов из пластмассы, обладающей высокой электрической прочностью и необходимой эластичностью (например, фторопласт-4).

Охлаждение обмотки статора водой в сочетании с непосредственным охлаждением обмотки ротора и активной стали водородом применяется в турбогенераторах типа ТВФ мощностью 160-800 МВт.

Опыт эксплуатации турбогенераторов серии ТВФ показал, что они имеют значительные резервы в системе охлаждения. В результате была предложена новая единая серия генераторов ТВФ и одновременно ТВФ, которые также используют систему форсированного охлаждения ротора.

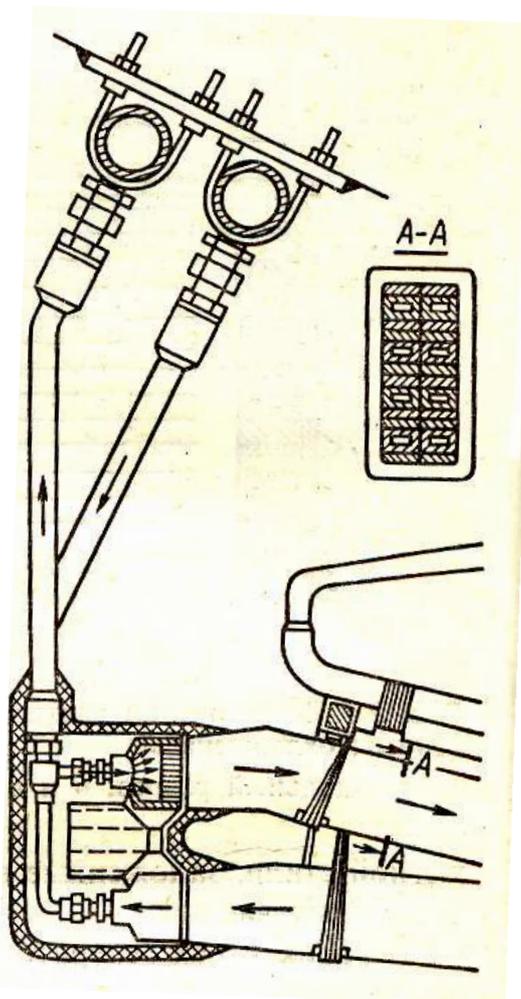


Рис. В.7. Устройство ввода и вывода для охлаждения обмотки статора

Новые машины за счет использования более высоких электромагнитных нагрузок (в основном линейной токовой нагрузки и плотностей тока), улучшения конструкции системы охлаждения получили легче и надежнее своих предшественников. Расход материалов на изготовление новой серии генераторов ТВВ-160-2ЕУЗ на 20 % меньше, чем ранее выпускавшихся генераторов ТВВ-165-2УЗ. Новые генераторы имеют также лучшие температурные характеристики по сравнению с ранее выпускавшимся генератором ТВВ-165-2УЗ (см. табл. 1.6).

Водяное охлаждение статорной обмотки по аналогичной схеме применяется также в мощных вертикальных гидрогенераторах типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь таких генераторов имеют не-

посредственное воздушное охлаждение.

Выполнение непосредственного охлаждения ротора генератора связано с большими трудностями, особенно в отношении подвода воды к вращающемуся ротору.

Эти трудности решены для турбогенератора ТГВ-500 мощностью 500 МВт, в котором обмотки статора и ротора охлаждаются водой, а сталь магнитопровода - водородом. В результате высокоэффективной системы охлаждения турбогенератор ТГВ-500 имеет размеры и массу даже несколько меньшие, чем ТГВ-300. Водяное охлаждение обмоток ротора и статора находит применение в капсульных гидрогенераторах типа СГКВ.

В нашей стране выпущена серия турбогенераторов ТВМ, которые имеют комбинированную систему охлаждения: ротор охлаждается водой, а статор (обмотка, активная сталь и конструктивные элементы) - кабельным маслом. В турбогенераторе ТВМ применена для изоляции обмоток статора сравнительно дешевая и надежная бумажно-масляная изоляция кабельного типа. Это позволило сократить расходы на изоляцию обмоток генератора, например, ТВМ-300 в 4 раза по сравнению с расходами на изоляцию обмоток генераторов ТВВ и ТГВ такой же мощности.

Бумажно-масляная изоляция позволяет применять более высокие номинальные напряжения для генераторов без значительного увеличения затрат. Так, например, генератор ТВМ-500 спроектирован на напряжение 36, 75 кВ, в то время как обычно для генераторов такой мощности применяется напряжение 20 кВ. Увеличение номинального напряжения позволило уменьшить ток статора почти в 2 раза и облегчить токоведущие части.

Применение масляного охлаждения статоров гидрогенераторов дало возможность увеличить напряжение обмотки до 110 кВ (генератор 15 МВ•А Сходненской ГЭС), что позволяет включать генератор в сеть без промежуточной трансформации.

На рис. В.8 показан разрез по пазу статора такого генератора.

Принудительная циркуляция масла внутри аксиальных каналов в обмотке и стали статора обеспечивает достаточно интенсивный отвод тепла. Пространство, в котором вращается ротор генератора, отделяется от статора, заполненного маслом, изоляционным цилиндром. Сравнительная эффективность различных способов охлаждения генераторов может быть показана путем сопоставления мощностей при одних и тех же габаритах генератора (табл. В.1). В табл. В.1 показана эффективность использования воды для охлаждения активных элементов генератора. В полной мере эти преимущества реализованы в

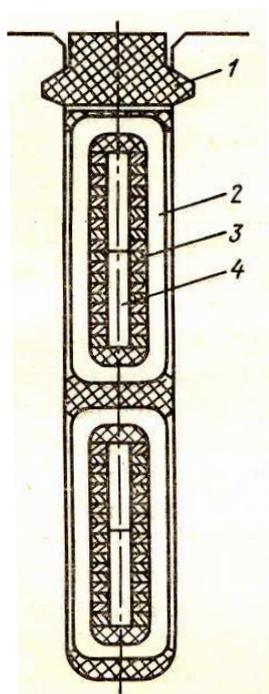


Рис. В.8. Разрез паза генератора типа ТВМ:

1 – клин обмотки статора; 2 – изоляционная теплостойкая бумага; 3 – элементарные проводники обмотки статора; 4 – канал охлаждающего масла

генераторах ТЗВ-800-2. В них водой охлаждаются не только обмотки, но и сталь статора и его конструкционные элементы. Здесь исчезает необходимость использования охлаждающего газа - водорода. Во избежание образования химически активного озона корпус генератора должен быть заполнен нейтральным азотом. Однако эксплуатация головных генераторов на воздухе показала достаточную надежность работы и в этом случае.

Эффективность различных систем охлаждения.

Охлаждение турбогенераторов	Увеличение мощности, отн. ед.
Воздушное	1
Косвенное водородное при избыточном давлении, МПа:	
0,005	1,25
0,2	1,7
Непосредственное (внутреннее) охлаждение статора и ротора водородом	2,7
Непосредственное охлаждение обмотки статора маслом и обмотки ротора водой	3,6
Непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора водой	4

Дальнейшим шагом в направлении развития систем охлаждения является разработка криогенных генераторов с охлаждением жидким гелием. Естественно, что в первую очередь речь идет об охлаждении обмотки возбуждения (обмотки ротора), которая имеет наибольшие электромагнитные нагрузки. В настоящее время разрабатывается рабочий проект криогенератора мощностью 300 МВт. Характерно, что общая его масса не превышает 150 т, а серийного ТВВ-320-2 - 305 т.

Синхронные генераторы на тепловых электрических станциях

Турбогенераторы приводятся во вращение паровой или газовой турбиной. В нашей стране турбогенераторами вырабатывается около 84 % всей электрической энергии. Использование пара позволяет получать высокую частоту вращения турбины и генератора, что умень-

шает их габариты и удешевляет изготовление. По частоте вращения различают двухполюсные турбогенераторы на 3000 об/мин и четырехполюсные — на 1500 об/мин при частоте напряжения сети 50 Гц.

Паровая турбина и генератор образуют турбоагрегат. Турбоагрегаты могут быть одновальными и двухвальными. В России наиболее широкое распространение получили одновальные турбоагрегаты, у которых роторы всех цилиндров турбины и ротор генератора образуют единый вал. На рис. В.9 показана принципиальная схема одновального турбоагрегата, в которой пар из парогенератора 1 поступает в пароперегреватель 2, а затем в цилиндр высокого давления турбины 4. Из цилиндра высокого давления пар поступает в промежуточный пароперегреватель 3, после чего вновь направляется в цилиндр низкого давления 5 турбины. Целью промежуточного перегрева пара является повышение его температуры и увеличение КПД паротурбинной установки.

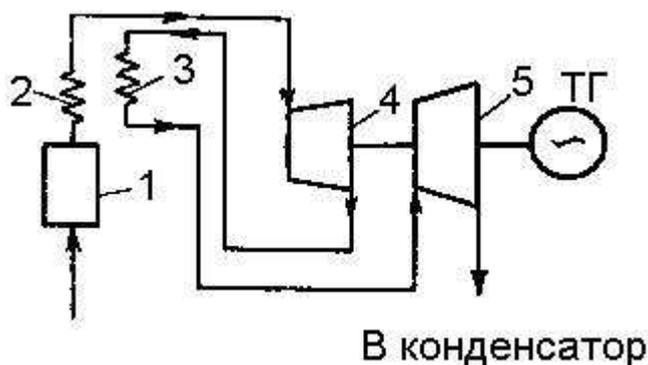


Рис. В.9 Тепловая схема одновального генератора.

Обычно применяется однократный промежуточный перегрев пара. После выхода из турбины пар поступает в конденсатор и образовавшийся конденсат насосами вновь подается в парогенератор.

Создание крупных турбоагрегатов дает значительную экономию стоимости оборудования и сооружения электростанций. Поэтому на современных электростанциях устанавливают турбоагрегаты мощностью 200, 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт. Однако выполнение таких

турбоагрегатов связано с трудностями при конструировании последних цилиндров турбин, которые приходится рассчитывать на расходы пара порядка 2500 т/ч и более. В этих условиях известные преимущества дает разделение проточной части турбины на два вала. Двухвальные турбоагрегаты имеют два отдельных вала с двумя турбогенераторами.

На рис. В.10 показаны две схемы размещения цилиндров паровой турбины двухвального агрегата. В схеме рис. В. 10, а пар из парогенератора 1 после пароперегревателя 2 поступает в цилиндр высокого давления турбины первого вала 4, а затем через промежуточный пароперегреватель 3 двумя потоками проходит через цилиндры среднего 5 и низкого 6 давлений каждого вала и направляется в конденсаторы. Такая схема позволяет получать

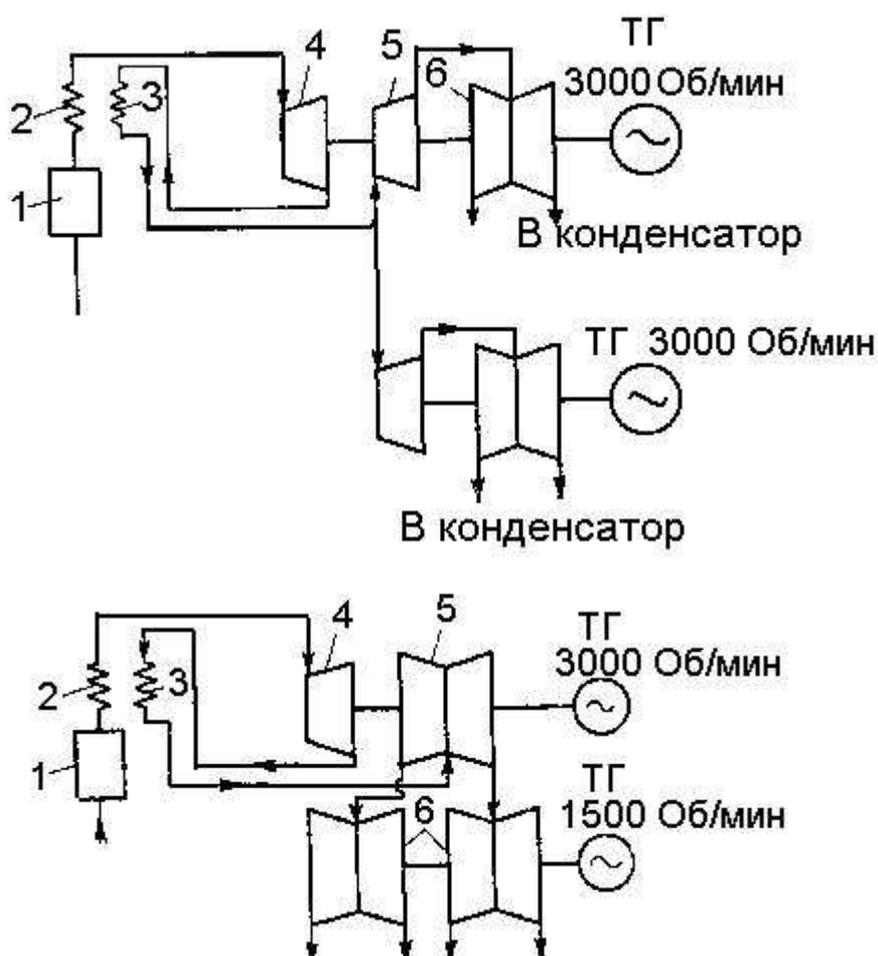


Рис.В.10 Тепловые схемы двухвальных турбогенераторов

частоты вращения обоих валов, равные 3000 об/мин. В схеме на рис. В.10, б частоты вращения валов различны. Быстроходный вал (3000 об/мин) образован цилиндрами высокого 4 и среднего 5 давлений, а цилиндры низкого давления 6 образуют тихоходный вал (1500 об/мин). Давление пара на выходе цилиндра среднего давления значительно меньше давления свежего пара, поэтому скорость, с которой пар поступает на лопатки турбины цилиндра низкого давления, также ниже, чем в цилиндре высокого давления. Снижение быстроходности вала части низкого давления позволяет за счет увеличения диаметра последних ступеней турбины примерно в два раза увеличить ее пропускную способность, а, следовательно, примерно в четыре раза увеличить мощность. Распределение мощности между быстроходным и тихоходным валами может быть различным к обычно составляет 1/3, 2/3 или 1/1. Применение двухвальной схемы несколько сокращает осевую длину агрегата и дает экономию топлива. Однако двухвальные турбоагрегаты значительно дороже и эксплуатация их сложнее, чем одновальных. В частности, существенно усложняется пуск двух генераторов одновременно. Следует отметить и увеличение размеров четырехполюсного турбогенератора по сравнению с двухполюсным той же мощности. Поэтому технически оправдано применение двухвальных турбоагрегатов или только большой мощности, или в районах с дорогим топливом.

На атомных электрических станциях (АЭС) тепловая энергия генерируется в атомных реакторах водно-графитового и водно-водяного типов. В реакторах первого типа замедлитель—графит, в реакторах второго типа — вода. В качестве радиоактивного ядерного топлива используются уран, плутоний и др. Рабочим телом обычно является сухой насыщенный или перегретый пар. На рис.В.11.а,б показаны типичные схемы АЭС: двухконтурная и частично двухконтурная. В двухконтурной схеме теплоноситель и рабочее тело разделены. Контур теплоносителя, состоящий из реактора 1, компенсатора объема 2, парогенератора 3 и циркуляционного насоса 7, является радиоактивным и должен быть хорошо изолирован от внеш-

ней среды.

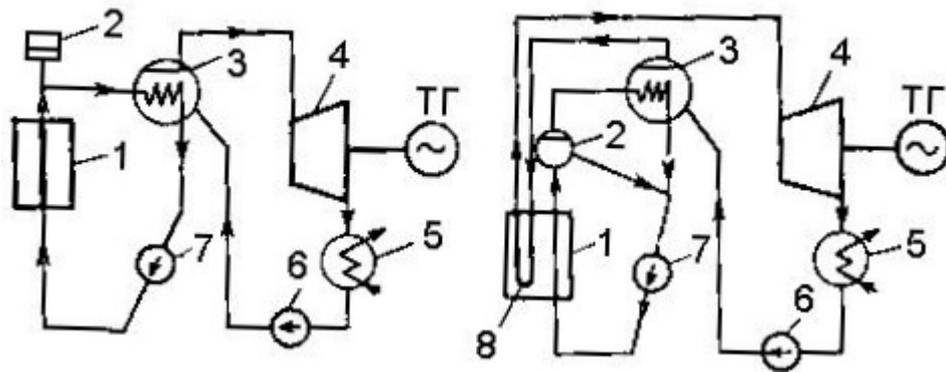


Рис. В.11. Тепловые схемы турбогенераторов атомных электрических станций:

а - двухконтурная; б - частично двухконтурная

Компенсатор объема введен в первый контур, так как объем теплоносителя зависит от его температуры. Контур рабочего тела включает в себя парогенератор 3, турбину 4, конденсатор 5 и питательный насос 6. Рабочим телом является сухой насыщенный пар. Парогенераторы средней мощности вырабатывают сухой насыщенный пар с относительно низкими параметрами. Так, в турбине мощностью 500 МВт свежий пар имеет температуру 280°C , и давление 6,5 МПа. Частично двухконтурная схема позволяет вырабатывать перегретый пар, имеющий температуру около 500°C и давление около 8—13,7 МПа. В первом контуре пар высокого давления после реактора 1 поступает в сепаратор 2 и далее в трубки парогенератора 3. Во втором контуре вторичный насыщенный пар из парогенератора направляется в пароперегревательные каналы реактора 8, в которых нагревается до заданной температуры. Таким образом, перегретый пар является не только рабочим телом, но и теплоносителем, а вторичный контур оказывается совмещенным с первым, но только в его паровой, наименее радиоактивной части. Поэтому оборудование второго контура работает в условиях слабой радиоактивности, что упрощает его эксплуатацию. Двухконтурные АЭС получили распространение как в России, так и в других странах. Существуют также и трехконтурные

АЭС, в которых имеется дополнительный промежуточный контур, служащий для того, чтобы даже в аварийных ситуациях исключить контакт радиоактивного теплоносителя первого контура (натрия) с паром третьего контура. Атомной электростанции мощностью 1000 МВт с обычным реактором в год требуется около 200 т урана, а тепловой станции той же мощности — около $3 \cdot 10^6$ т условного топлива, т. е. в 15 тыс. раз больше. Однако даже такое потребление ядерного топлива обычными реакторами считается большим из-за относительно малых запасов урана. Эту проблему во многом решает создание реакторов на быстрых нейтронах. В этих реакторах ядерное топливо используется в 20—30 раз эффективнее, так как в процессе распада часть ядерного топлива воспроизводится. Поэтому предполагается, что в дальнейшем все вновь сооружаемые АЭС будут иметь реакторы на быстрых нейтронах, хотя это требует больших капитальных затрат из-за повышенных требований к защите. На АЭС в настоящее время устанавливают как двух-, так и четырехполюсные турбогенераторы. Однако, поскольку при использовании реакторов получается пар с более низкими параметрами, чем в парогенераторах на тепловых станциях, то для АЭС экономически предпочтительнее установка четырехполюсных турбогенераторов.

Для экономичной работы в пиковой и полупиковой зонах графика суточной нагрузки в последние годы используются газотурбинные и парогазовые установки. В газотурбинной установке (ГТУ) рабочее тело на всем протяжении кругового цикла не изменяет своего агрегатного состояния, оставаясь, все время газом. Вид топлива и состав рабочего газа могут быть любыми. В отличие от паротурбинных установок газотурбинный двигатель непосредственно потребляет топливо и вырабатывает механическую энергию для преобразования ее в электрическую с помощью турбогенератора. Газотурбинные установки значительно проще и дешевле паротурбинных, так как не требуют создания котельных агрегатов и ряда вспомогательных систем. Следует отметить повышенную эксплуатационную маневренность ГТУ, обеспечивающую возможность быстрых запусков и приема на-

грузки в пиковых режимах и аварийных ситуациях. Однако тепловая экономичность ГТУ невелика — КПД современных установок составляет 30—33%. На рис. В.12 приведена схема ГТУ мощностью 100 МВт, установленной на Красноярской ТЭЦ. В этой установке происходит двухступенчатое сжатие воздуха компрессорами низкого 6 и высокого 1 давления, приводимыми во вращение турбинами 5 и 3. Сжигание топлива (природного газа) производится в двух камерах сгорания 2 и 4 на входе в турбину высокого и низкого давления. Для генерирования газа повышенного давления используют также турбореактивные двигатели, например авиационные.

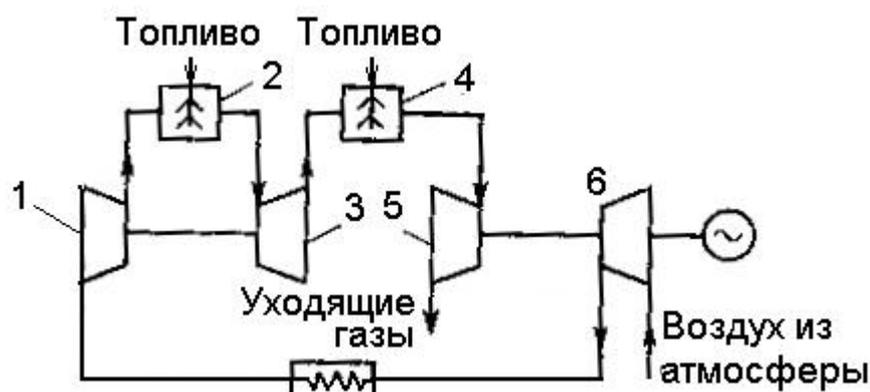


Рис. В.12 Тепловая схема газотурбинной установки

Парогазовые установки (ПГУ) представляют собой объединение паротурбинных и газотурбинных установок. Такое объединение дает возможность увеличить КПД ТЭС до 50—55 %, тогда как КПД ТЭС, выполненной по классической схеме, не превосходит 42 %. Кроме того, при этом на 20—25 % уменьшаются затраты на единицу установленной мощности. В нашей стране создана ПГУ мощностью 220 МВт для Невинномысской ГРЭС.

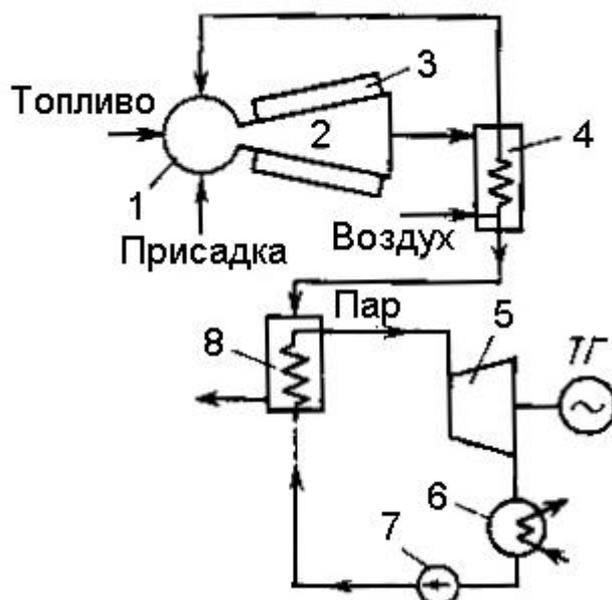


Рис. В.13. Схема энергетической установки с МГД-генератором и турбогенератором

Другой путь увеличения КПД ТЭС до 60% - применение магнито-гидродинамических генераторов (МГД-генераторов). Схема энергетической установки показана на рис. В.13. Поток горячего ионизированного газа температурой 2000—3000°С и выше из камеры сгорания 1 через сопло подается в канал 2. В канале, имеющем форму диффузора, тепловая энергия газа преобразуется в кинетическую энергию направленного движения. Канал расположен в межполюсном пространстве мощных электромагнитов 3. При движении в магнитном поле ионизированного газа, в который для увеличения электропроводности добавляют специальные присадки, возникает ЭДС и электрическая энергия постоянного тока отводится во внешнюю цепь с помощью электродов, установленных в плоскости рисунка по всей длине канала. Поток газа на выходе из канала имеет температуру 1500—2000°С и используется в паротурбинной установке, состоящей из парогенератора 8, турбины 5, турбогенератора ТГ, конденсатора 6 и насоса 7. Этот же газ подогревает в теплообменнике 4 воздух, который подается в камеру сгорания. Источником теплоты для получения высокотемпературного газового потока может быть органическое или ядерное топливо. До 80% всей электрической энергии установки про-

изводится в МГД-генераторе. В России создана установка с МГД-генератором мощностью 25 МВт и завершается строительство станции с МГД-генератором мощностью 500 МВт.

Ч А С Т Ь 1

КРАТКАЯ ТЕОРИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН

Г л а в а 1. Синхронные генераторы.

1.1. Принцип действия синхронного генератора.

Отличительным признаком синхронной машины является жёсткая связь между частотой f_1 переменной ЭДС, наведённой в обмотке статора, и частотой вращения ротора n_1 , называемой синхронной частотой вращения:

$$n_1 = \frac{f_1}{p}, \quad c^{-1}, \quad (1.1)$$

где p – число пар полюсов обмотки статора и ротора.

Синхронные машины эксплуатируются как в генераторном, так и в двигательном режимах. Синхронные генераторы составляют основу электроэнергетики, так как практически вся электроэнергия во всём мире вырабатывается посредством синхронных генераторов – турбо- или гидрогенераторами. При этом единичная мощность таких генераторов составляет тысячи и даже миллионы киловатт.

Синхронные двигатели – это обычно двигатели большой мощности, так как именно они по своим технико-экономическим показателям превосходят двигатели других типов. Это объясняется их способностью работать с коэффициентом мощности, близким к единице. Исключение составляют синхронные двигатели малой мощности (обычно до 1 кВт), в которых используется их способность работать с неизменной синхронной частотой вращения.

Синхронные машины получили применение также в качестве синхронных компенсаторов – генераторов реактивной мощности, позволяющих повышать коэффициент мощности крупных потребителей электроэнергии до весьма высоких значений и способствовать этим энергосбережению.

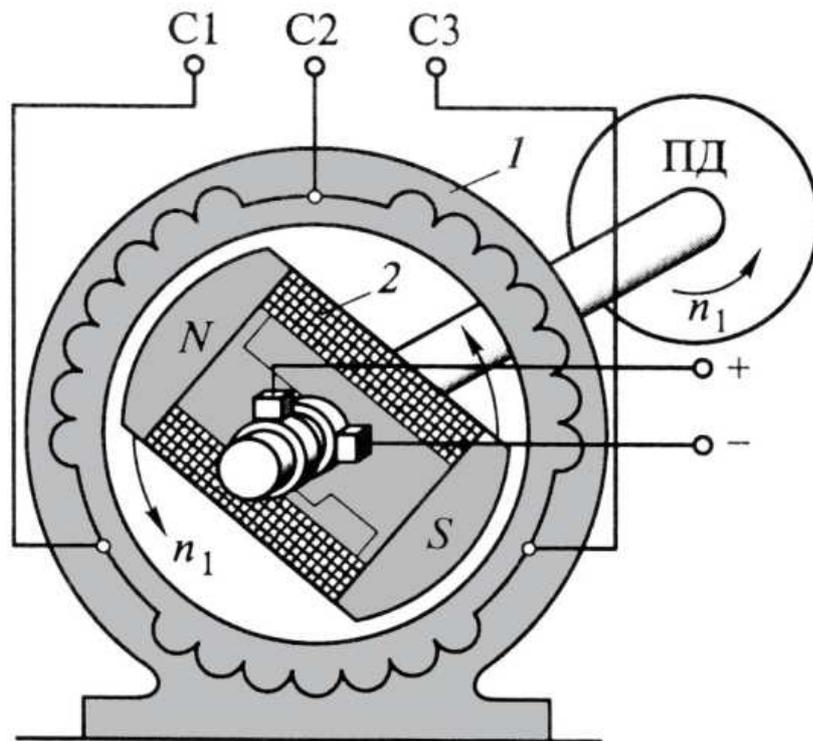


Рис. 1.1. Функциональная схема синхронного генератора

На рис. 1.1 представлена функциональная схема синхронного генератора. На статоре *1* расположена трёхфазная обмотка, принципиально не отличающаяся от аналогичной обмотки асинхронной машины. На роторе расположен электромагнит с обмоткой возбуждения *2*, получающей питание постоянным током, как правило, через скользящие контакты, осуществляемые посредством двух контактных колец, расположенных на роторе, и двух неподвижных щёток.

Приводным двигателем (ПД), в качестве которого используется турбина, двигатель внутреннего сгорания либо другой источник механической энергии, ротор генератора приводится во вращение с синхронной скоростью. При этом магнитное поле электромагнита ротора также вращается с синхронной скоростью и индуцирует в трёхфазной обмотке статора переменные ЭДС E_A , E_B и E_C , которые будут одинаковыми по значению и сдвинутыми по фазе относительно друг друга на $1/3$ периода (120 эл. град), образуют симметричную трёхфазную систему ЭДС.

С подключением нагрузки к зажимам обмотки статора C_1 , C_2 и

C_3 в фазах обмотки статора появляются токи I_A, I_B, I_C , которые создают вращающееся магнитное поле. Частота вращения этого поля равна частоте вращения ротора генератора. Таким образом, в синхронной машине магнитное поле статора и ротор вращаются синхронно.

Мгновенное значение ЭДС обмотки статора в рассматриваемом синхронном генераторе

$$e = B_{\delta} \cdot 2lw_1v = 2\pi B_{\delta}lw_1D_1n_1, \quad (1.2)$$

где B_{δ} – магнитная индукция в воздушном зазоре между сердечником статора и полюсами ротора, Тл; l – активная длина одной пазовой стороны обмотки статора, т.е. длина сердечника статора, м; $v = \pi D_1 n_1$ – линейная скорость движения полюсов ротора относительно статора, м/с; D_1 – внутренний диаметр сердечника статора, м.

Формула ЭДС показывает, что при неизменной частоте вращения ротора n_1 форма графика переменной ЭДС обмотки якоря (статора) определяется исключительно законом распределения магнитной индукции в зазоре между статором и полюсами ротора B_{δ} . Если график магнитной индукции в зазоре представляет собой *синусоиду* $B_{\delta} = B_{\max} \sin \alpha$, то ЭДС генератора также будет *синусоидальной*. В синхронных машинах всегда стремятся получить распределение индукции в зазоре как можно ближе к синусоидальному.

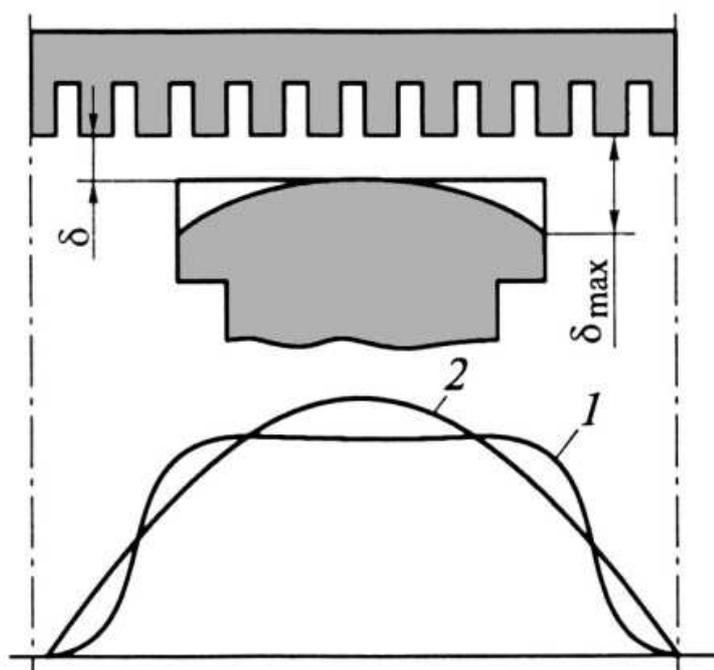


Рис. 1.2. Графики распределения магнитной индукции в воздушном зазоре явнополюсного синхронного генератора.

Так, если воздушный зазор δ постоянен (рис. 1.2), то магнитная индукция B_δ в воздушном зазоре распределяется по трапецеидальному закону (график 1). Если же края полюсов ротора «скосить» так, чтобы зазор на краях полюсных наконечников был равен δ_{\max} (как это показано на рис. 1.2), то график распределения магнитной индукции в зазоре приблизится к синусоиде (график 2), а, следовательно, и график ЭДС, индуцированной в обмотке генератора, приблизится к синусоиде.

Частота ЭДС синхронного генератора f_1 (Гц) пропорциональна *синхронной частоте вращения* ротора n_1 (об/с)

$$f_1 = pn,$$

где p – число пар полюсов; в рассматриваемом генераторе (см. рис. 1.1) два полюса, т.е. $p = 1$.

Для получения ЭДС промышленной частоты (50 Гц) в таком генераторе ротор необходимо вращать с частотой $n_1 = 50$ об/с ($n_1 = 3000$ об/мин).

1.2. Способы возбуждения синхронных машин.

Самым распространенным способом создания основного магнитного потока синхронных машин является *электромагнитное возбуждение*, состоящее в том, что на полюсах ротора располагают обмотку возбуждения, при прохождении по которой постоянного тока возникает МДС, создающая в машине магнитное поле.

До последнего времени для питания обмотки возбуждения применялись преимущественно специальные генераторы постоянного тока независимого возбуждения, называемые возбудителями B (рис. 1.3, a). Обмотка возбуждения (OB) получает питание от другого генератора (параллельного возбуждения), называемого подвозбудителем ($ПВ$). Ротор синхронной машины, возбудителя и подвозбудителя располагаются на общем валу и вращаются одновременно. При этом ток в обмотку возбуждения синхронной машины поступает через контактные кольца и щётки. Для регулирования тока возбуждения применяют регулировочные реостаты, включаемые в цепи возбуждения возбудителя r_1 и подвозбудителя r_2 .

В синхронных генераторах средней и большой мощности процесс регулирования тока возбуждения автоматизируют.

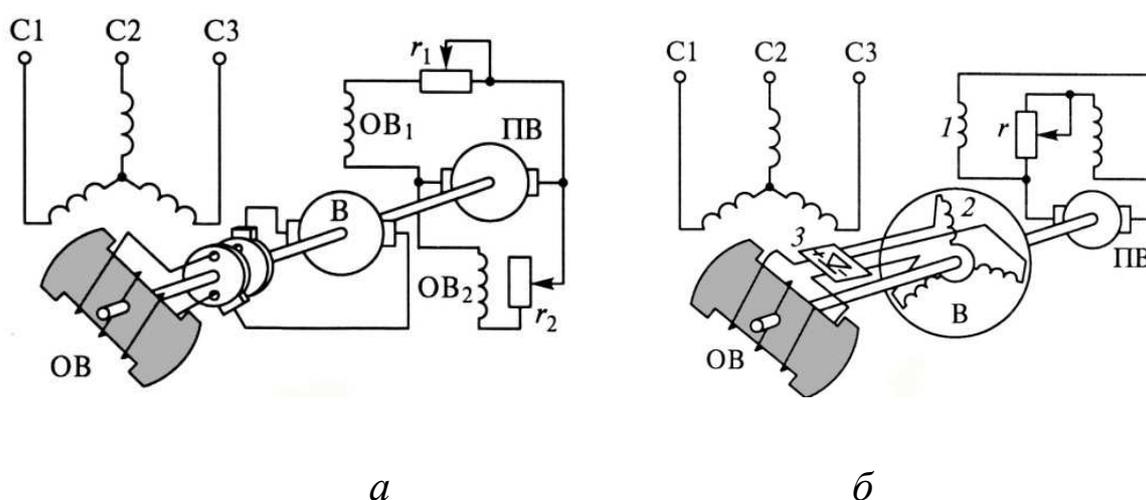


Рис. 1.3. Контактная (а) и бесконтактная (б) системы электромагнитного возбуждения синхронных генераторов.

В синхронных машинах получила применение также *бесконтактная система электромагнитного возбуждения*, при которой синхронный генератор не имеет контактных колец на роторе. В качестве возбудителя в этом случае применяют обращенный синхронный генератор переменного тока B (рис. 1.3, б). Трехфазная обмотка 2 возбудителя, в которой наводится переменная ЭДС, расположена на роторе и вращается вместе с обмоткой возбуждения синхронной машины и их электрическое соединение осуществляется через вращающийся выпрямитель 3 непосредственно, без контактных колец и щёток. Питание постоянным током обмотки возбуждения 1 возбудителя B осуществляется от подвозбудителя $ПВ$ – генератора постоянного тока. Отсутствие скользящих контактов в цепи возбуждения синхронной машины позволяет повысить её эксплуатационную надёжность и увеличить КПД.

В синхронных генераторах, в этом числе гидрогенераторах, получил распространение принцип *самовозбуждения* (рис. 1.4, а), когда энергия переменного тока, необходимая для возбуждения, отбирается от обмотки статора синхронного генератора и через понижающий трансформатор и выпрямительный полупроводниковый преобразователь $ПП$ преобразуется в энергию постоянного тока. Принцип самовозбуждения основан на том, что первоначальное возбуждение генератора происходит за счёт остаточного магнетизма машины.

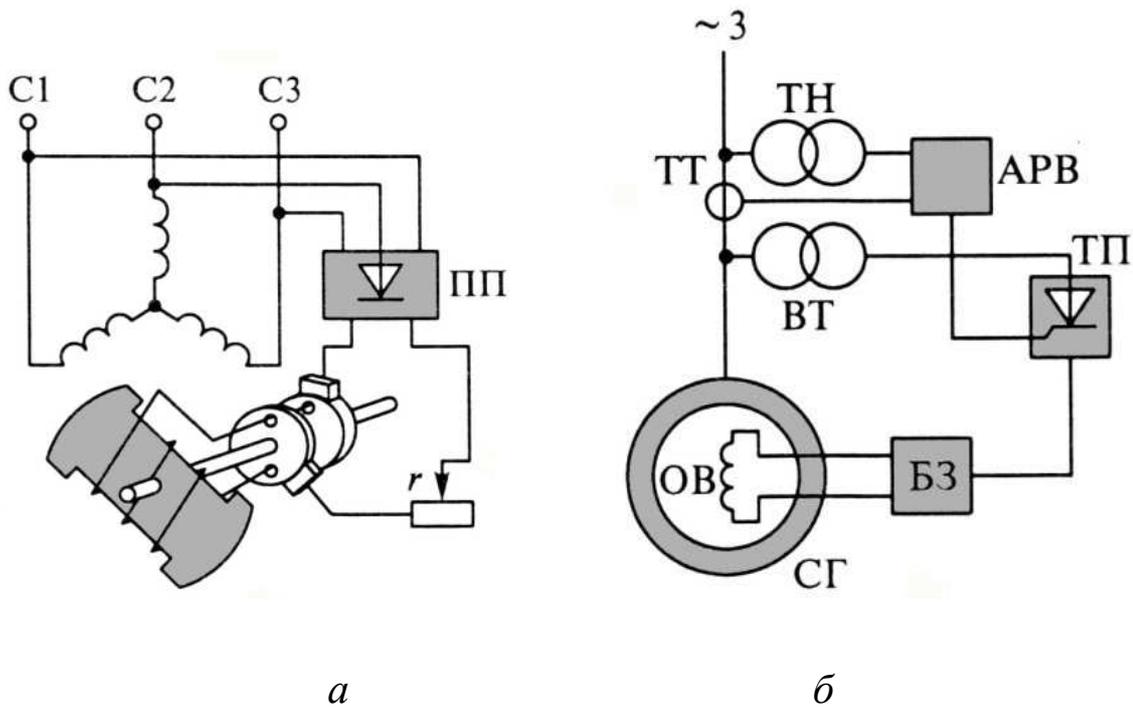


Рис. 1.4. Принцип самовозбуждения синхронных генераторов

На рис. 1.4, б представлена структурная схема *автоматической системы самовозбуждения* синхронного генератора *СГ* с выпрямительным трансформатором *ВТ* и тиристорным преобразователем *ТП*, через которые электроэнергия переменного тока из цепи статора *СГ* после преобразования в постоянный ток подаётся в обмотку возбуждения. Управление тиристорным преобразователем осуществляется посредством автоматического регулятора возбуждения *АРВ*, на вход которого поступают сигналы напряжения на входе *СГ* (через трансформатор напряжения *ТН*) и тока нагрузки *СГ* (от трансформатора тока *ТТ*). Схема содержит блок защиты *БЗ*, обеспечивающий защиту обмотки возбуждения *ОВ* от перенапряжения и токовой перегрузки.

Мощность, затрачиваемая на возбуждение, обычно составляет от 0,2 до 5 % полезной мощности машины (меньшее значение относится к машинам большой мощности). В синхронных машинах малой мощности находит применение принцип *возбуждения постоянными магнитами*, когда на роторе машины располагаются постоянные магниты. Такой способ возбуждения даёт возможность избавить машину от обмотки возбуждения. В результате конструкция машины упроща-

ется, становится более экономичной и надёжной. Однако из-за высокой стоимости материалов для изготовления постоянных магнитов с большим запасом магнитной энергии и сложности их обработки применение возбуждения постоянными магнитами ограничено машинами мощностью не более нескольких киловатт.

Более подробно системы возбуждения синхронных машин описаны в третьей главе аособия.

1.3. Типы синхронных машин и их конструктивные особенности.

Синхронная машина состоит из неподвижной части – статора и вращающейся части – ротора. Статоры синхронных машин в принципе не отличаются от статоров асинхронных двигателей, т.е. состоят из корпуса, сердечника и обмотки.

Конструктивное исполнение статора синхронной машины может быть различным в зависимости от назначения и габаритов машины. Так, в многополюсных машинах большой мощности при наружном диаметре сердечника статора более 900 мм пластины сердечника делают из отдельных сегментов, которые при сборке образуют цилиндр сердечника статора. Для удобства транспортировки и монтажа корпуса статоров крупногабаритных синхронных машин делают разъёмными. Роторы синхронных машин могут иметь две принципиально различающиеся конструкции: явнополюсную и неявнополюсную (рис. 1.5).

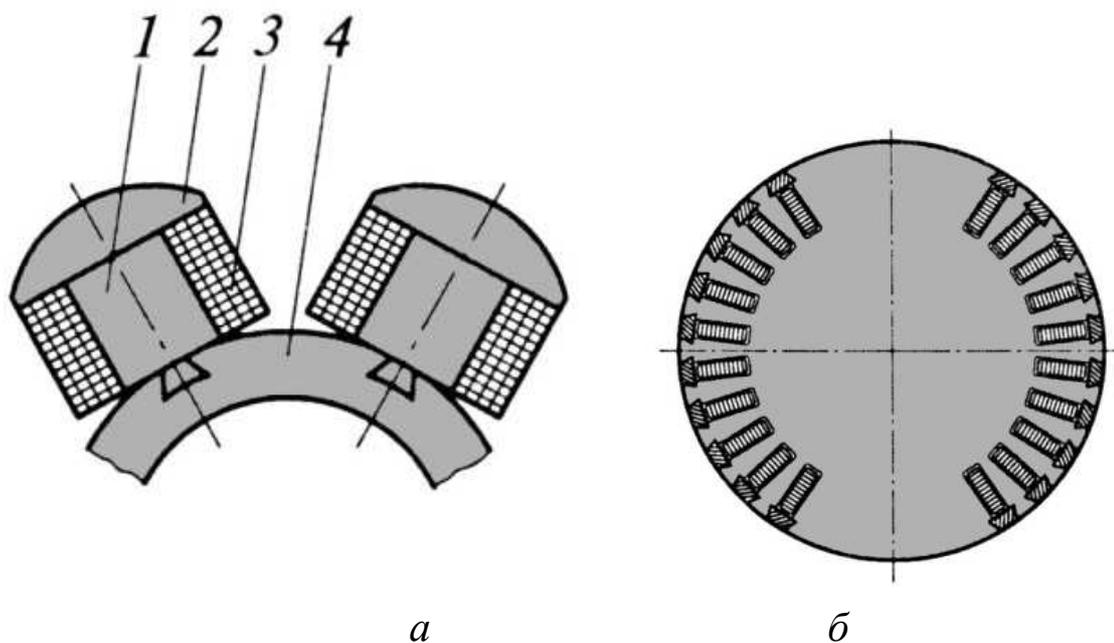


Рис. 1.5. Роторы синхронных машин:
а – явнополюсный; *б* – неявнополюсный

В энергетических установках по производству электроэнергии переменного тока в качестве первичных (приводных) двигателей синхронных генераторов применяют в основном три вида двигателей: паровые турбины, гидравлические турбины либо двигатели внутреннего сгорания – дизельные или бензиновые. Применение любого из перечисленных типов приводных двигателей влияет на конструкцию синхронного генератора.

Если приводным двигателем является *гидравлическая турбина*, то синхронный генератор называют **гидрогенератором**. Гидравлическая турбина обычно развивает небольшую частоту вращения (60 – 500 об/мин), поэтому для получения переменного тока промышленной частоты (50 Гц) в гидрогенераторе применяют ротор с большим числом полюсов. Роторы гидрогенераторов имеют *явнополюсную* конструкцию, при которой каждый полюс выполняют в виде отдельного узла, состоящего из сердечника *1*, полюсного наконечника *2* и полюсной катушки *3* (рис. 1.5, *а*). Все полюсы ротора закреплены на ободке *4*, являющемся также ярмом магнитной системы машины, в котором замыкаются потоки полюсов. Гидрогенераторы обычно изго-

тавливают с вертикальным расположением вала. При таком расположении ротора синхронной машины на его подшипники действуют значительные осевые силы, создаваемые массой ротора генератора и колесом гидротурбины. Поэтому неизменным элементом вертикальных гидрогенераторов является *подпятник*.

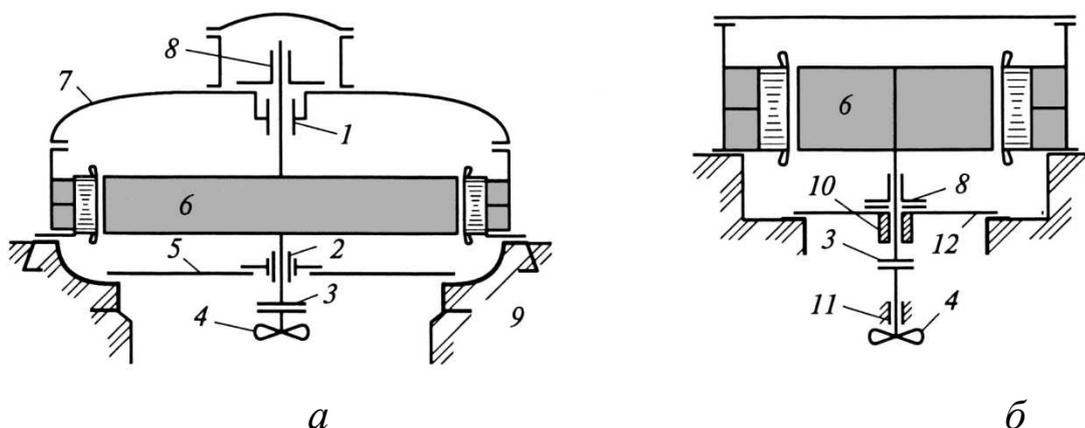


Рис. 1.6. Конструктивные схемы вертикальных гидрогенераторов подвесного (а) и зонтичного (б) исполнений:

1 – верхний направляющий подшипник; 2 – нижний направляющий подшипник; 3 – фланец вала; 4 – гидротурбина; 5 – нижняя крестовина; 6 – ротор; 7 – верхняя крестовина; 8 – подпятник; 9 – фундамент; 10 – направляющий подшипник; 11 – направляющий подшипник турбины; 12 – нижняя крестовина

По своей конструкции вертикальные гидрогенераторы подразделяются на **подвесные** и **зонтичные**. В первом случае (рис. 1.6, а) подпятник 8 расположен в верхней части агрегата, на верхней крестовине 7, и весь агрегат «подвешен» к этой крестовине и к подпятнику (подвесное исполнение). Во втором случае (рис. 1.6, б) подпятник 8 находится на нижней крестовине 12 генератора или на крышке гидротурбины, и генератор в виде «зонты» расположен над подпятником (зонтичное исполнение).

Достоинствами гидрогенераторов подвесного исполнения являются:

- уменьшение потерь на трение в подпятнике благодаря более низкой окружной скорости на нём (из-за его меньшего диаметра);
- возможность обслуживания подпятника посредством крана

машинного зала ГЭС;

■ более надёжную защиту обмоток от масляных паров, поступающих из масляной ванны подпятника, распложенной выше статора и ротора.

Достоинства зонтичной конструкции – уменьшение высоты генератора и машинного зала, массы генератора и расхода материалов.

Однако гидрогенераторы зонтичного исполнения не могут быть применены при малом диаметре гидротурбины (в шахте оказывается невозможным разместить подпятник).

Сердечник статора генератора ввиду его значительного диаметра набирается из сегментов (рис. 1.7),

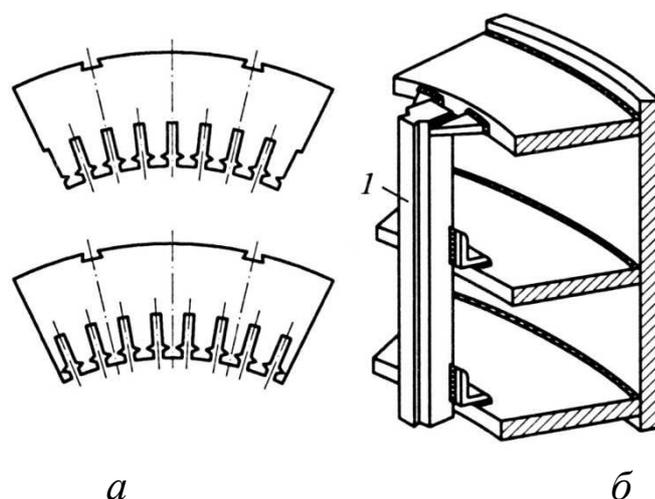


Рис. 1.7. Сегменты сердечника статора (*a*) и клинья (*1*) для их крепления (*б*)

с наружной стороны которых имеются выемки в форме «ласточкиного хвоста». Посредством этих выемок сегменты статора крепятся на клиньях, приваренных к кольцам станины.

Полюсы ротора крепятся на ободке посредством Т-образных хвостов и фиксируются в пазах ротора встречными клиньями (рис. 1.8).

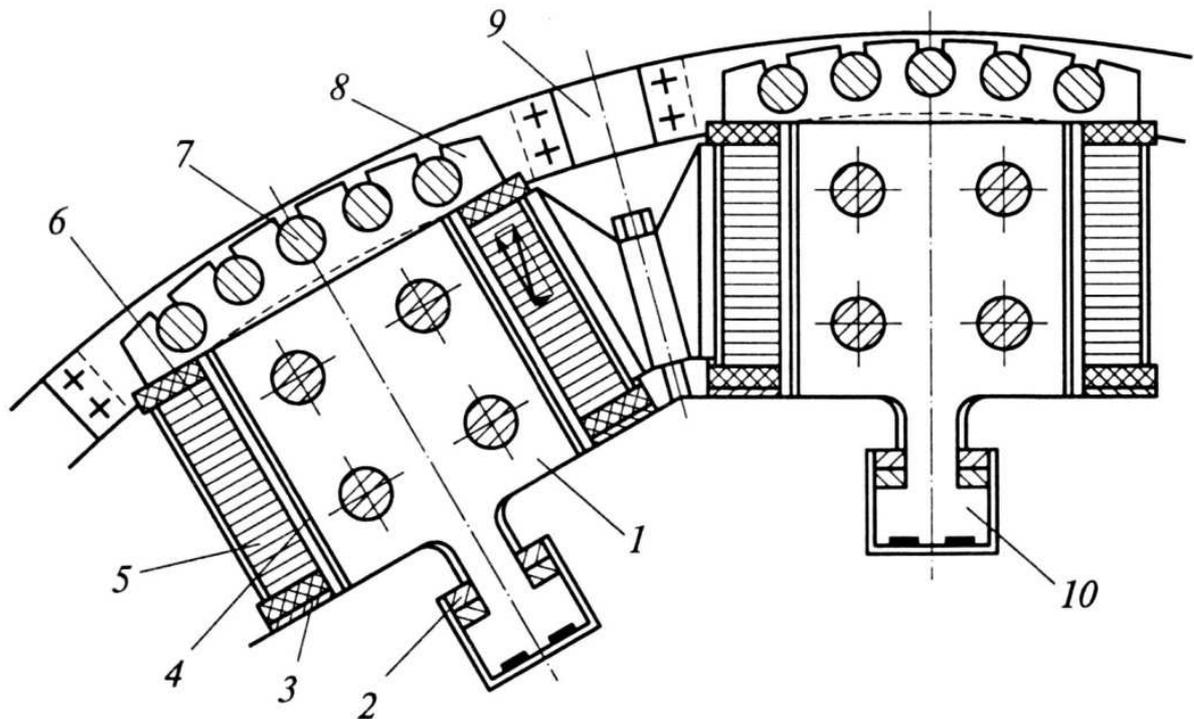


Рис. 1.8. Конструкция полюсов ротора и катушек возбуждения явнополюсного ротора:

1 – сердечник полюса; 2 – встречные клинья хвостового крепления полюса; 3 – изоляционная шайба; 4 – корпусная изоляция полюса; 5 – проводник катушки возбуждения; 6 – витковая изоляция катушки; 7 – стержень успокоительной обмотки; 8 – сегмент успокоительной обмотки; 9 – гибкое соединение сегментов; 10 – хвост сердечника полюса

Необходимость прочного закрепления полюсов ротора вызвано действием на них центробежных сил, возникающих при вращении ротора. Эти силы достигают наибольших значений при аварийных отключениях генератора от сети, когда частота вращения ротора резко возрастает, превышая номинальное значение в 2-2,5 раза («угонная скорость»).

В рассматриваемых гидрогенераторах применено воздушное охлаждение по принципу самовентиляции по замкнутой системе. С этой целью на сердечнике ротора расположены лопасти вентилятора, которые при вращении ротора создают требуемый аэродинамический напор. Возникшие при этом потоки воздуха омывают сердечники и обмотки ротора и статора. Нагревшийся воздух далее посту-

пает в воздухоохладитель, где, проходя сквозь систему трубок, охлаждается до необходимой температуры и вновь поступает для охлаждения ротора и статора. Для охлаждения воздуха до требуемой температуры через трубки воздухоохладителя пропускают проточную воду.

На некоторых ГЭС получили применение гидрогенераторы с горизонтальным расположением вала, заключённые в водонепроницаемую оболочку, называемые **капсульными** генераторами (рис. 1.9).

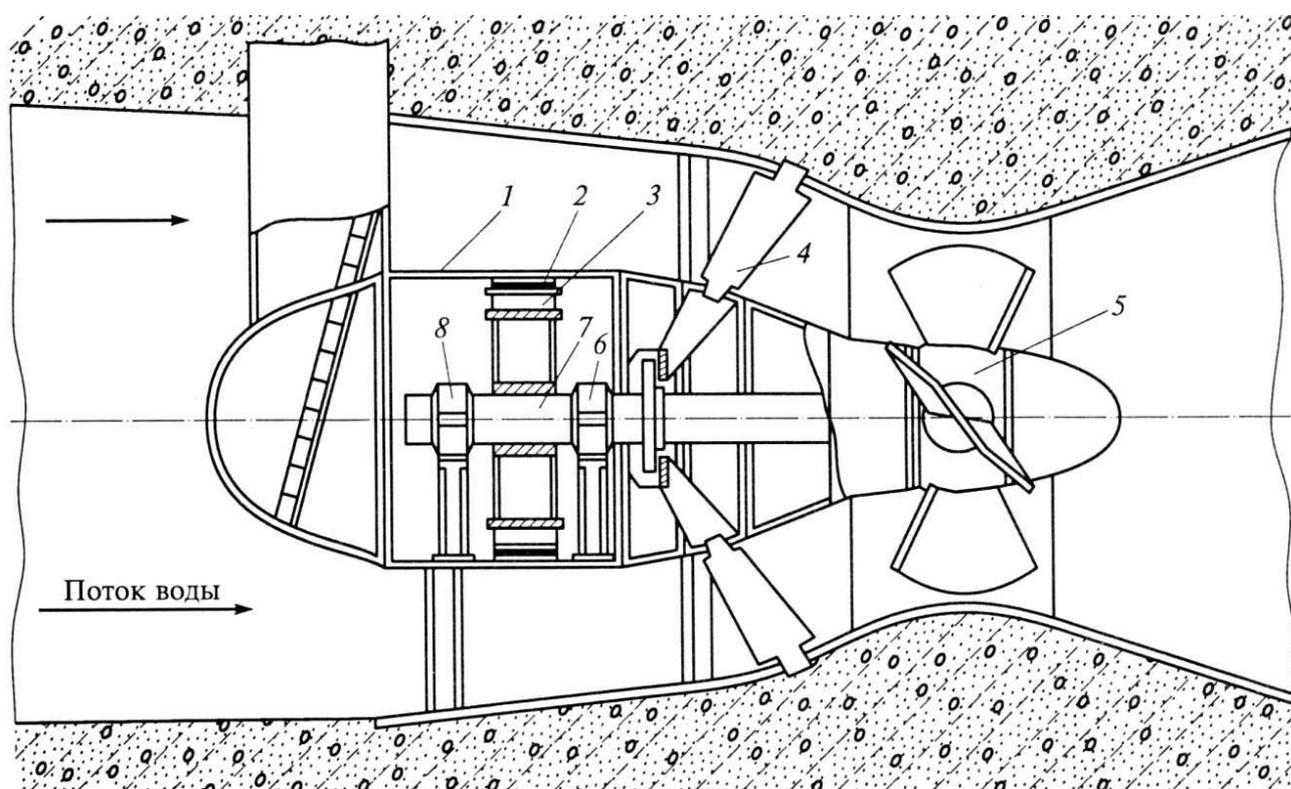


Рис. 1.9. Капсульный (погружной) гидрогенератор:

1 – капсула (оболочка); 2 – статор; 3 – полюс ротора; 4 – устройство, ориентирующее генератор встречно движению потока воды; 5 – гидротурбина; 6 и 8 – подшипники; 7 – вал

Генератор вместе с гидротурбиной размещается непосредственно в водном потоке. Такие генераторы применяют на низконапорных ГЭС. При этом не требуется машинный зал и ГЭС получается более компактной и дешёвой по сравнению с ГЭС традиционного устройства. Капсульные гидрогенераторы изготавливают мощностью до нескольких десятков мегаватт.

Паровая турбина работает при большой частоте вращения, поэтому приводимый ею во вращение генератор, называемый **турбогенератором**, является быстроходной синхронной машиной. Роторы такого генератора выполняют либо двухполюсными ($n_1 = 3000$ об/мин), либо четырёхполюсными ($n_1 = 1500$ об/мин).

В процессе работы турбогенератора на его ротор действуют значительные центробежные силы. Поэтому по условиям механической прочности в турбогенераторах применяют неявнополюсный ротор, имеющий вид удлинённого стального цилиндра с профрезерованными на поверхности продольными пазами для обмотки возбуждения (см. рис. 1.5, б). Сердечник неявнополюсного ротора изготавливают в виде цельной стальной поковки. Обмотка возбуждения неявнополюсного ротора занимает лишь $2/3$ его поверхности (по примеру). Оставшаяся $1/3$ часть поверхности образует полюсы. Для защиты лобовых частей обмотки ротора от разрушения действием центробежных сил ротор с двух сторон прикрывают стальными бандажными кольцами (каппами), изготавливаемыми обычно из немагнитной стали.

На рис. 1.10 показано устройство турбогенератора с обозначением его основных элементов.

Рассмотренные синхронные генераторы – гидрогенераторы и турбогенераторы – характеризуются значительной мощностью (от 30 до 1200 МВ·А) и высоким напряжением на выходе (до 30 кВ). Эти генераторы применяют на крупных электростанциях, соединённых в единую энергетическую систему России. Для автономного электроснабжения небольших населённых пунктов и предприятий, удалённых от промышленных установок применяют СГ малой мощности. Основным видом приводного двигателя в таких агрегатах являются *дизельные двигатели*, а при небольшой мощности агрегата возможно применение бензиновых двигателей. Диапазон мощности синхронных генераторов для автономного электроснабжения от 5 до 800 кВт. Такие синхронные генераторы обычно рассчитаны на частоты вращения 1500, 1000, 750, 500 и 375 об/мин. На рис. 1.11 показано устройство синхронного дизельгенератора.

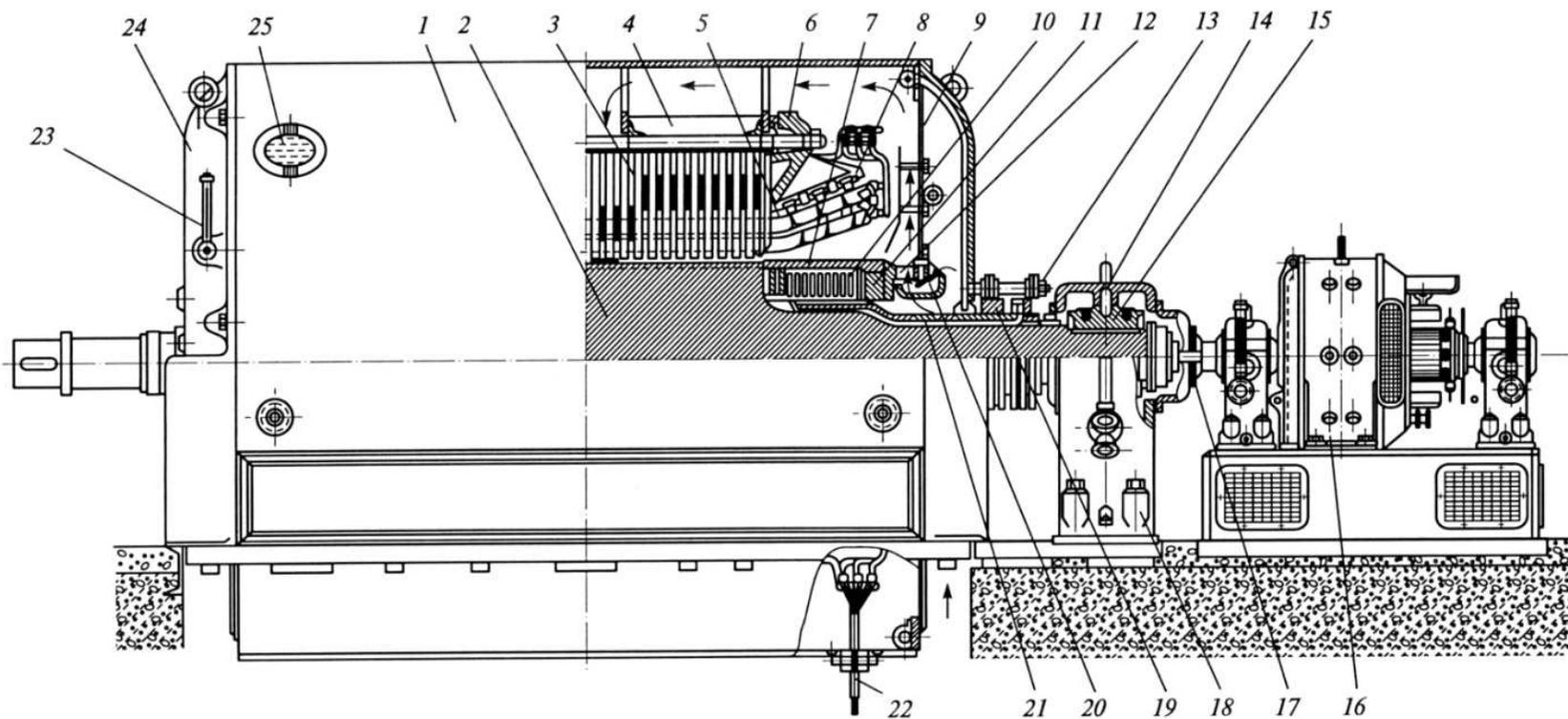


Рис. 1.10. Неявнополюсная синхронная машина (турбогенератор) с косвенным воздушным охлаждением:
 1 – корпус статора; 2 – магнитопровод ротора; 3 – пакет магнитопровода статора; 4 – стяжная шпилька; 5 – стержень обмотки статора; 6 – нажимное кольцо; 7 – бандажное кольцо ротора; 8 – кронштейн для крепления лобовых частей обмотки статора; 9 – воздухоразделительная перегородка с диффузором; 10 – катушка обмотки возбуждения; 11 – центрирующее кольцо; 12 – центробежный вентилятор; 13 – траверса с щёточным устройством; 14 – крышка подшипника; 15 – вкладыш подшипника; 16 – электромашинный возбудитель; 17 – гибкая соединительная муфта; 18 – стоек подшипника; 19 – контактное кольцо; 20 – направляющий узел вентилятора; 21 – соединение между контактными кольцами и обмоткой возбуждения; 22 – выводы обмотки статора; 23 – термометр охлаждённого воздуха; 24 – торцевой щит; 25 – смотровой люк

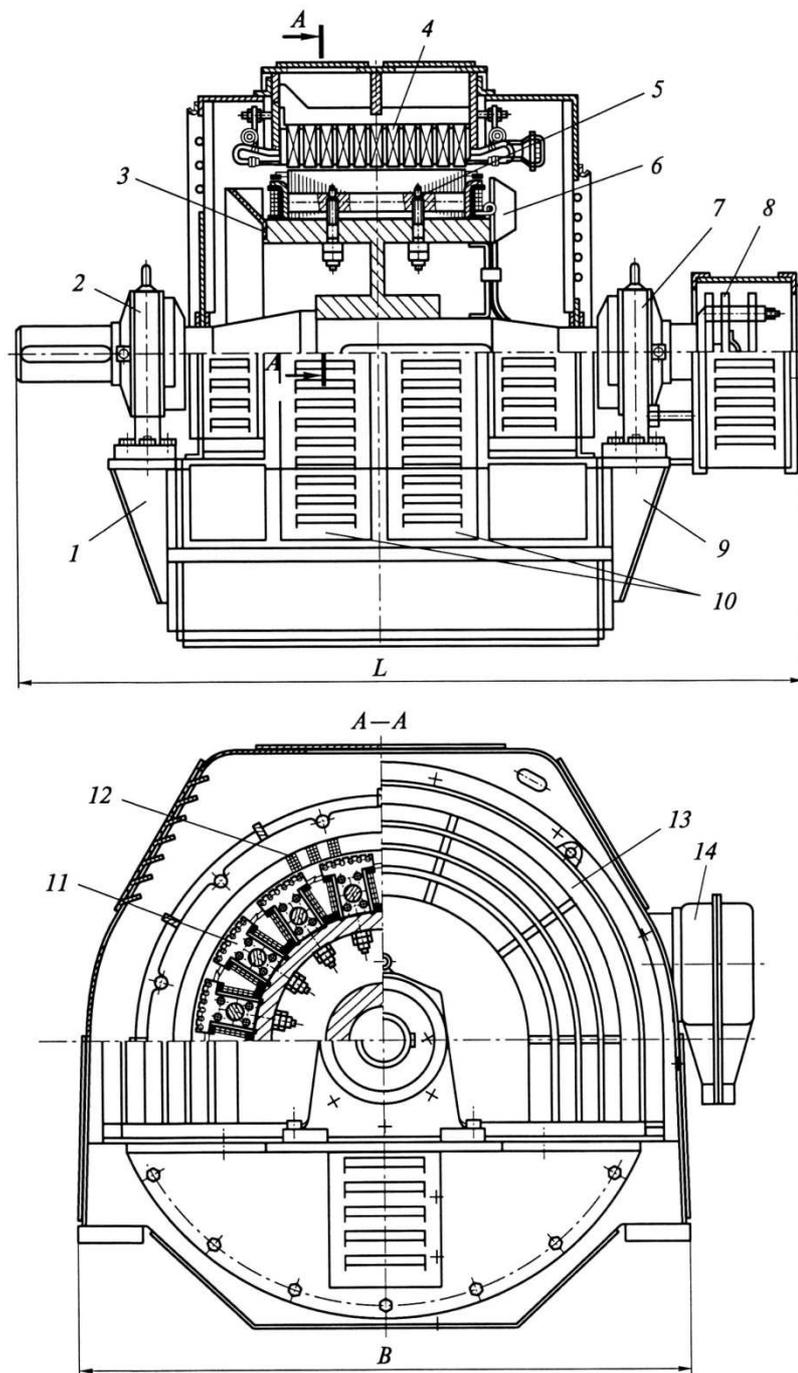


Рис. 1.11. Синхронный генератор автономного питания (дизель-генератор):
 1 и 9 – подшипниковые полушлиты; 2 и 7 – стояковые подшипники скольжения;
 3 – остов ротора; 4 – пакеты сердечника статора, разделённые радиальными
 вентиляционными каналами; 5 – шпильки для крепления полюсов ротора; 6 –
 лопасть вентилятора; 8 – контактные кольца; 10 – жалюзи вентиляционных
 окон; 11 – полюса ротора; 12 – обмотка статора; 13 – торцевой щит; 14 – короб-
 ка выводов

1.4. Охлаждение крупных синхронных машин

В крупных электрических машинах иногда применяют систему охлаждения с использованием водорода в качестве охлаждающего газа. Особые свойства водорода обеспечивают водородному охлаждению ряд преимуществ.

1. Плотность технического водорода более чем в десять раз меньше плотности воздуха, что способствует снижению потерь на вентиляцию, а, следовательно, повышает КПД машины. Например, в турбогенераторе мощностью 150 тыс. кВт потери на вентиляцию при воздушном охлаждении составляют 1000 кВт, а при водородном охлаждении турбогенератора такой же мощности эти потери составляют всего лишь 140 кВт, т.е. более чем в семь раз меньше.

2. Благодаря повышенной теплопроводности водорода, которая в 6 – 7 раз больше, чем у воздуха, он интенсивнее охлаждает машину. Это даёт возможность при заданных габаритах изготовить машину с водородным охлаждением мощностью на 20 – 25 % больше, чем при воздушном охлаждении.

3. Водородное охлаждение снижает опасность возникновения пожара в машине, так как водород не поддерживает горения. (Конечно, при условии отсутствия внутри машины кислорода (воздуха)).

4. Водородное охлаждение увеличивает срок службы изоляции обмоток, так как при явлении короны, благодаря отсутствию азота, в машине не образуются нитраты – соединения, разъедающие органические составляющие изоляционных материалов.

Эффективность водородного охлаждения повышается ростом давления водорода в машине. Но наряду с перечисленными достоинствами водородного охлаждения имеет и недостатки, сущность которых сводится к тому, что водородное охлаждение ведёт к усложнению и удорожанию как самой машины, так и её эксплуатации. Объясняется это, в первую очередь, необходимостью содержания целого комплекса устройств водородного хозяйства, обеспечивающего подпитку, очистку и поддержание требуемого давления водорода в системе охлаждения машины. Однако в машинах большой единичной мощности (турбогенераторах, гидрогенераторах, синхронных ком-

пенсаторах) водородное охлаждение оправдано и даёт большой экономический эффект.

Рассмотренные способы охлаждения машин являются косвенными, так как происходят без непосредственного контакта охлаждающего вещества с наиболее нагретыми элементами машины – обмотками. Отбор теплоты от обмоток при этих способах охлаждения происходит через электрическую изоляцию (в лобовых частях) и сталь магнитопровода, что снижает эффективность процесса охлаждения. Поэтому более эффективным является непосредственное охлаждение обмоток и других нагреваемых элементов машины. Для осуществления этого способа охлаждения в проводниках обмотки и сердечниках делают внутренние каналы, по которым циркулирует охлаждающее вещество – водород, вода, масло.

Непосредственный контакт охлаждающего вещества с проводниками обмоток и внутренними слоями магнитопроводов усиливает интенсивность теплоотвода и позволяет существенно повысить удельные электромагнитные нагрузки электрических машин: плотность тока, магнитную индукцию.

Более подробно вопросы непосредственного охлаждения рассмотрены во второй части пособия.

1.5. Основные уравнения и характеристики синхронных генераторов.

В процессе работы машин в обмотке статора индуцируются ЭДС и протекают токи, создающие магнитодвижущую силу (МДС), максимальное значение которой

$$F_1 = \frac{0,45m_1 I_1 w_1 k_{об1}}{p}. \quad (1.3)$$

Эта МДС создаёт вращающееся магнитное поле, а в воздушном зазоре δ машины создаётся магнитная индукция, график распределения которой в пределах каждого полюсного деления τ зависит от

конструкции ротора (рис. 1.12).

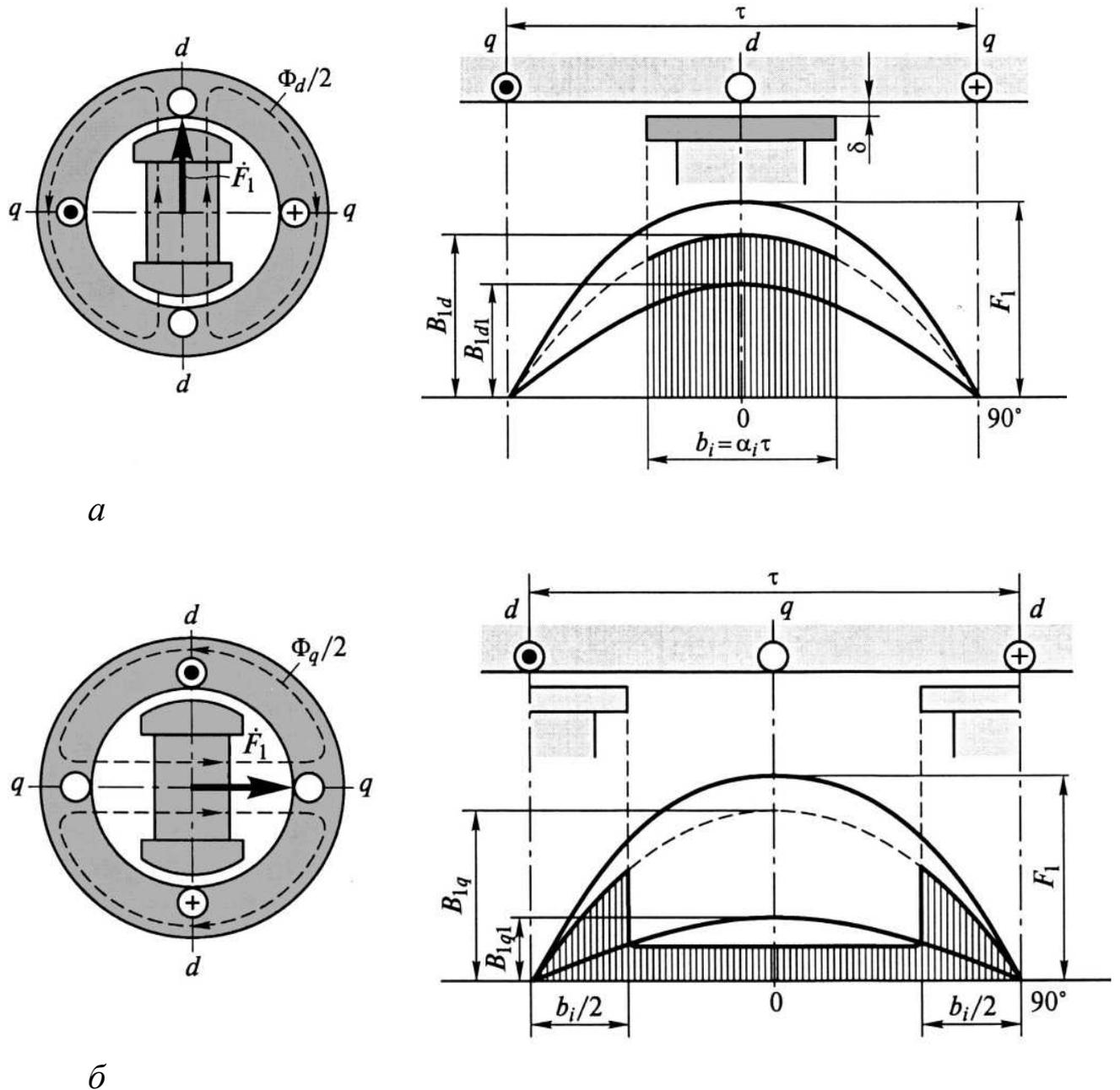


Рис. 1.12. Графики распределения магнитной индукции поля статора по продольной (а) и поперечной (б) осям явнополюсной синхронной машины

Для синхронных машин справедливы уравнения напряжений:
для явнополюсной машины

$$\dot{U}_1 = \dot{E}_0 + \dot{E}_{1d} + \dot{E}_{1q} + \dot{E}_{\sigma 1} - \dot{I}_1 r_1, \quad (1.4)$$

где E_0 – основная ЭДС синхронной машины, пропорциональная основному магнитному потоку Φ_0 ;

\dot{E}_{1d} – ЭДС реакции якоря синхронной машины по продольной оси, пропорциональная МДС реакции якоря по продольной оси;

\dot{E}_{1q} – ЭДС реакции якоря по поперечной оси \dot{E}_{1q} ;

$\dot{E}_{\sigma 1}$ – ЭДС рассеяния, обусловленная наличием магнитного потока рассеяния Φ_{σ} , величина этой ЭДС пропорциональна индуктивному сопротивлению рассеяния обмотки статора x_1 $\dot{E}_{\sigma 1} = -j\dot{I}_1 x_1$;

$\dot{I}_1 r_1$ – активное падение напряжения в фазной обмотке статора;
для неявнополюсной машины

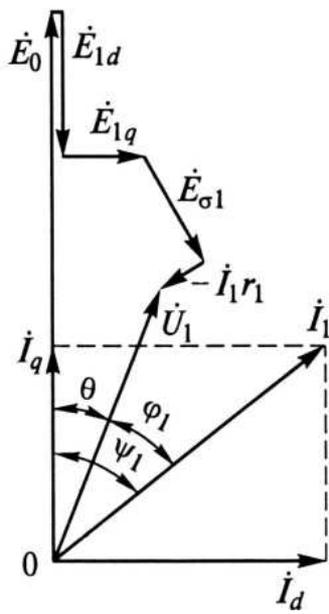
$$\dot{U}_1 = \dot{E}_0 + \dot{E}_c - \dot{I}_1 r_1. \quad (1.5)$$

Здесь

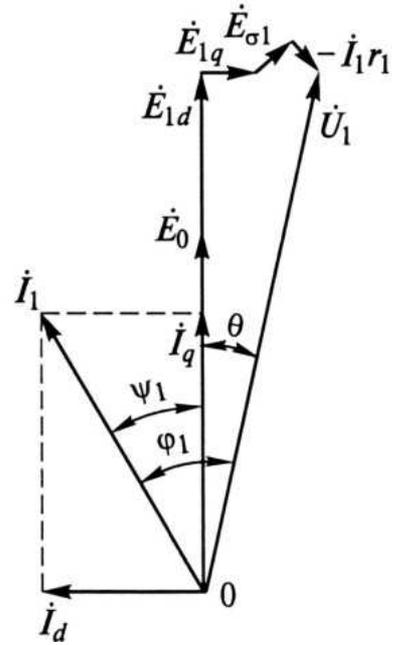
$$\dot{E}_c = \dot{E}_1 + \dot{E}_{\sigma 1},$$

где \dot{E}_c – синхронная ЭДС неявнополюсной синхронной машины; \dot{E}_1 – ЭДС реакции якоря неявнополюсной синхронной машины.

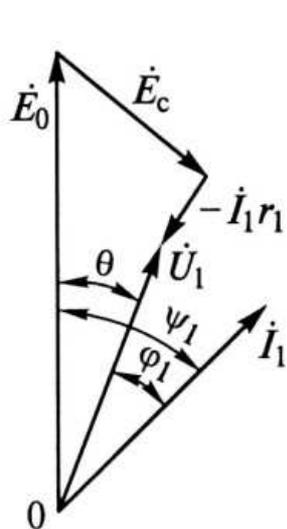
Рассмотренным уравнениям напряжений соответствуют векторные диаграммы напряжений (рис. 1.13). Из этих диаграмм видно, что на величину напряжения синхронного генератора влияет не только величина подключённой нагрузки, но и её характер: при активно индуктивной нагрузке напряжение на выходе синхронного генератора уменьшается (рис. 1.13, а, в), а при реактивно-ёмкостной – увеличивается (рис. 1.13, б, г).



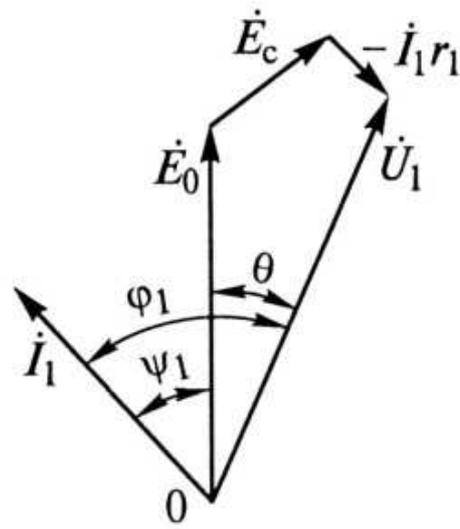
a



б



в



г

Рис. 1.13. Векторные диаграммы явнополюсного (*a, б*) и неявнополюсного (*в, г*) синхронных генераторов при активно-индуктивной (*a, в*) и активно-емкостной (*б, г*) видах нагрузки

Следует иметь в виду, что уравнения напряжений и соответствующие им векторные диаграммы не учитывают магнитного насыщения магнитопровода синхронной машины, которое, как известно, влияет на величину индуктивных сопротивлений, вызывая их уменьшение. Учёт этого насыщения представляет сложную задачу, поэтому при расчётах ЭДС и напряжений синхронных машин обычно пользуются **практической диаграммой ЭДС (диаграмма Потье)**, которая учитывает состояние насыщения магнитной системы, вызванное действием реакции якоря при нагрузке синхронной машины. При построении практической диаграммы ЭДС намагничивающую силу реакции якоря не разлагают на продольную и поперечную составляющие, поэтому эта диаграмма может быть применена как при расчётах явнополюсных машин, так и при расчётах неявнополюсных машин.

Практическую диаграмму ЭДС синхронного генератора строят на основании характеристик холостого хода $E^* = f(I_e^*)$ и короткого замыкания $I_{1к}^* = f(I_e^*)$. Обычно используют *нормальную* характеристику холостого хода, построенную в относительных единицах.

Таблица 1.1

Нормальная характеристика холостого хода.

$E^* = E_0 / U_{1ном}$	0,58	1,00	1,21	1,33	1,40	1,46	1,51
$I_e^* = I_e / I_{e0ном}$	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50

Здесь $I_{e0ном}$ – ток возбуждения в режиме холостого хода, соответствующий ЭДС холостого хода $E_0 = U_{1ном}$.

Характеристику трёхфазного короткого замыкания $I_{1к}^* = f(I_e^*)$ получают по результатам опыта короткого замыкания, когда частота вращения ротора равна синхронной, а ток в обмотке возбуждения постепенно увеличивают от нуля до значения, при котором ток корот-

кого замыкания в обмотке статора не достигнет $I_{1к} = 1,25I_{1ном}$. Ток возбуждения $I_{в.к.} = I_{в.к.ном}$ соответствует номинальному значению тока статора в режиме короткого замыкания. Отношение тока возбуждения $I_{в0ном}$ к току возбуждения $I_{в.к.ном}$ представляет величину, называемую отношением короткого замыкания ОКЗ, которое является важным параметром, определяющий свойство синхронных машин:

$$ОКЗ = \frac{I_{в0ном}}{I_{в.к.ном}}. \quad (1.6)$$

Для неявнополюсных синхронных машин $ОКЗ = 0,4 - 1,0$; для явнополюсных машин $ОКЗ = 0,8 - 1,8$.

На рис. 1.14 представлена практическая диаграмма ЭДС синхронного генератора, позволяющая определить изменение напряжения на выходе генератора $\Delta U_{ном}$ при сбросе нагрузки от номинальной $I_1 = I_{1ном}$ до нулевой $I_1 = 0$:

$$\Delta U_{ном} = \frac{NP - NR}{NR} = \frac{E_0 - U_{1ном}}{U_{1ном}}. \quad (1.7)$$

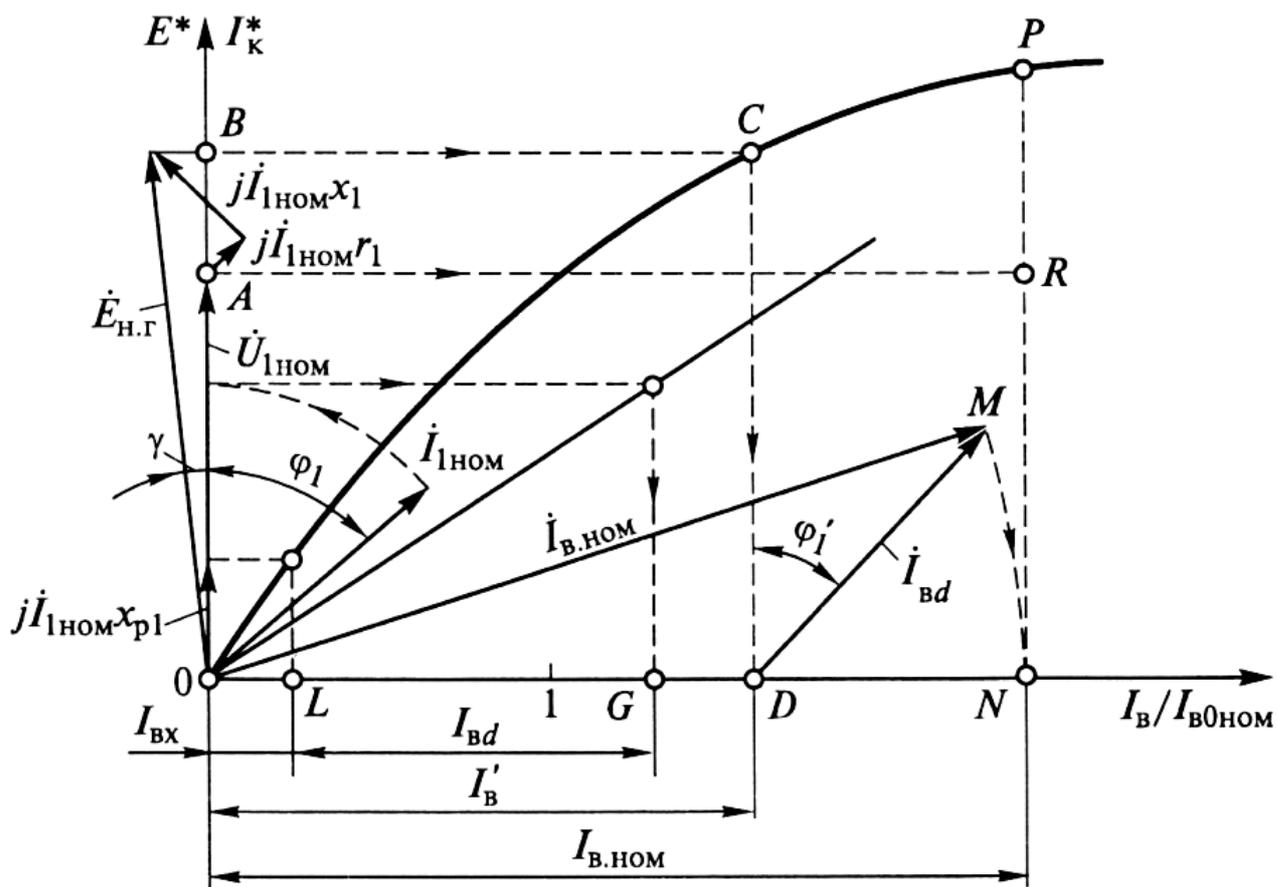


Рис. 1.14. Практическая диаграмма ЭДС синхронного генератора

Графически выраженная зависимость напряжения на выходе генератора U_1 от тока нагрузки I_1 при неизменном токе возбуждения представлена внешними характеристиками, построенными для разного вида нагрузок (рис. 1.15, а).

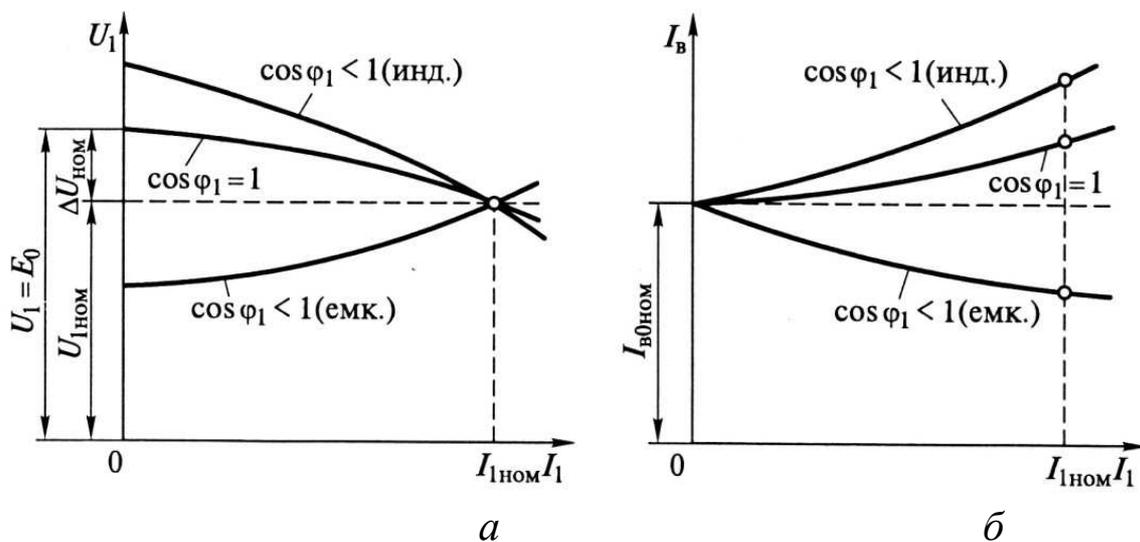


Рис. 1.15. Внешние (а) и регулировочные (б) характеристики синхронного генератора

Величина $\Delta U_{ном}$ не должна превышать 50 %. Напряжение на выходе синхронного генератора при колебаниях нагрузки поддерживается неизменным быстродействующими автоматическими регуляторами тока в обмотке возбуждения, работающими в соответствии с регулировочными характеристиками генератора (рис. 1.15, б). В этом случае ток возбуждения при колебаниях нагрузки генератора от нулевой до номинальной изменяется таким образом, что напряжение на выходе сохраняется равным номинальному значению.

Электромагнитные моменты синхронных машин (Н · м):

Неявнополюсной

$$M_{н} = \frac{P_{эм}}{\omega_1} = \frac{m_1 U_1 E_0}{\omega_1 x_c} \sin \theta, \quad (1.7)$$

явнополюсной

$$M_{я} = \frac{P_{эм}}{\omega_1} = \frac{m_1 U_1 E_0}{\omega_1 x_d} \sin \theta + \frac{m_1 U_1^2}{2\omega_1} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta, \quad (1.8)$$

где x_d и x_q – синхронные индуктивные сопротивления явнополюсной синхронной машины по продольной и поперечной осям соответственно, Ом; θ – угол нагрузки синхронной машины, град.

Первое слагаемое выражения (1.7) представляет собой *основную* составляющую электромагнитного момента

$$M_{осн} = \frac{m_1 U_1 E_0}{\omega_1 x_d} \sin \theta, \quad (1.9)$$

которая имеет место в любой синхронной машине независимо от конструкции ротора. Непременным условием возникновения этой составляющей является наличие возбуждения машины, так как она

пропорциональна основной ЭДС машины

$$E_0 = 4,44\Phi f_1 w_1 k_{об1}.$$

Другая составляющая представляет собой реактивную составляющую электромагнитного момента

$$M_p = \frac{m_1 U_1^2}{2\omega_1} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta. \quad (1.10)$$

Реактивная составляющая момента возникает и в невозбуждённой машине ($E_0 = 0$), лишь бы к обмотке статора было подведено напряжение U_1 . Но непременным условием возникновения этого момента является явнополюсность ротора, так как только в этом случае синхронные индуктивные сопротивления по поперечной и продольной осям не равны, т.е. $x_q < x_d$. Из этого следует, что в явнополюсной синхронной машине реактивная составляющая $M_p = 0$ и электромагнитный момент M_n определяется лишь его основной составляющей, т.е. $M_n = M_{осн}$.

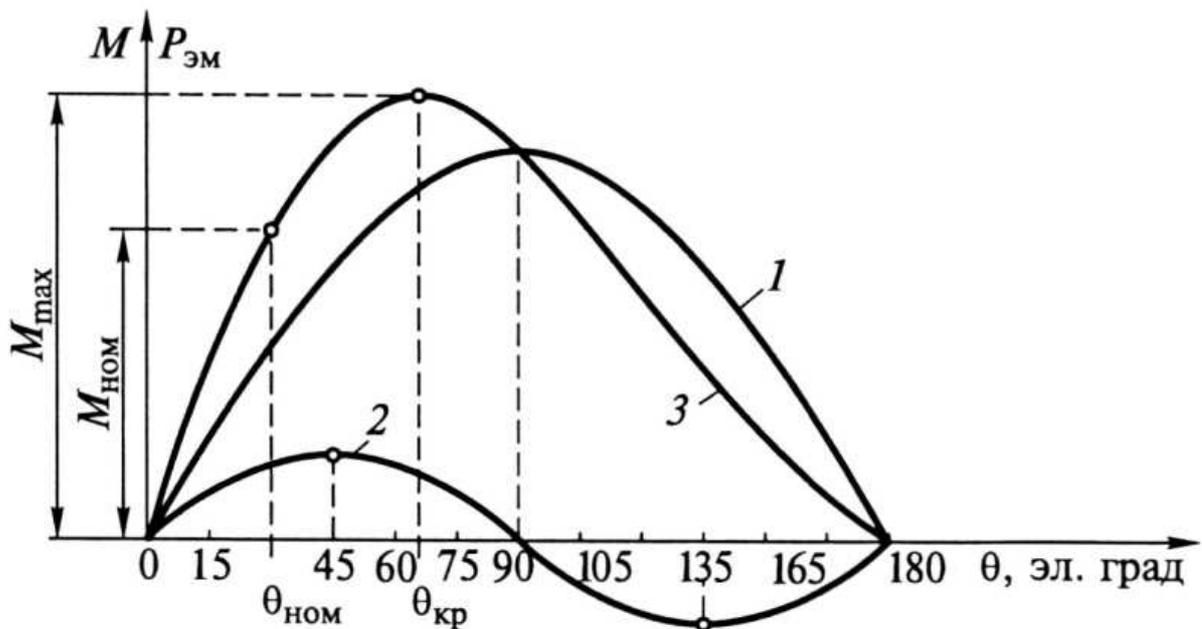


Рис. 1.16. Угловые характеристики синхронного генератора

На рис. 1.16 графики зависимости электромагнитного момента и его составляющих от нагрузки синхронной машины: 1 – график основной составляющей $M_{осн} = f(\theta)$, он же является графиком момента M_n неявнополюсной синхронной машины; 2 – график реактивной составляющей $M_p = f(\theta)$; 3 – график результирующего момента явнополюсной машины $M_y = f(\theta)$.

Угол нагрузки $\theta_{ном}$ соответствует номинальному моменту $M_{ном}$. Максимальный момент синхронной машины определяет её перегрузочную способность – понятие важное как для синхронных генераторов, работающих параллельно с сетью, так и для синхронных двигателей. В неявнополюсных синхронных машинах максимальный момент соответствует углу нагрузки $\theta = 90^\circ$ эл. град, в явнополюсных машинах максимальный момент соответствует углу нагрузки $\theta < 90^\circ$ эл. град и обычно составляет 60 – 80 эл. град в зависимости от соотношения основного и реактивного электромагнитных моментов этой машины. Для расчёта критического угла нагрузки явнополюсных синхронных машин можно воспользоваться выражением:

$$\cos \theta_{кр} = \sqrt{\beta^2 + 0,5} - \beta.$$

Здесь

$$\beta = \frac{E_0}{4U_1(x_d / x_q - 1)}.$$

Синхронный генератор включённый на параллельную работу, обладает *синхронизирующей способностью*. Это обусловлено тем, что при отклонении угла θ от своего устойчивого установившегося значения на некоторую величину $\Delta\theta$ возникает разность между подводимой к машине мощностью и отдаваемой ею мощностью, под воздействием которой устойчивое состояние работы восстанавливается. Мощность поэтому называется *синхронизирующей мощностью*. Этой мощности соответствует *синхронизирующий момент*

1.

При $\theta > \theta_{кр}$ синхронизирующего момента становится недостаточно для удержания ротора и машина выходит из синхронизма.

Для количественной оценки синхронизирующей способности синхронной машины вводят понятие *удельной синхронизирующей мощности* p_c и *удельного синхронизирующего момента* m_c . Удельная синхронизирующая мощность определяется отношением приращения электромагнитной мощности $\Delta P_{эм}$ к соответствующему приращению угла $\Delta\theta$ (рис. 1.17):

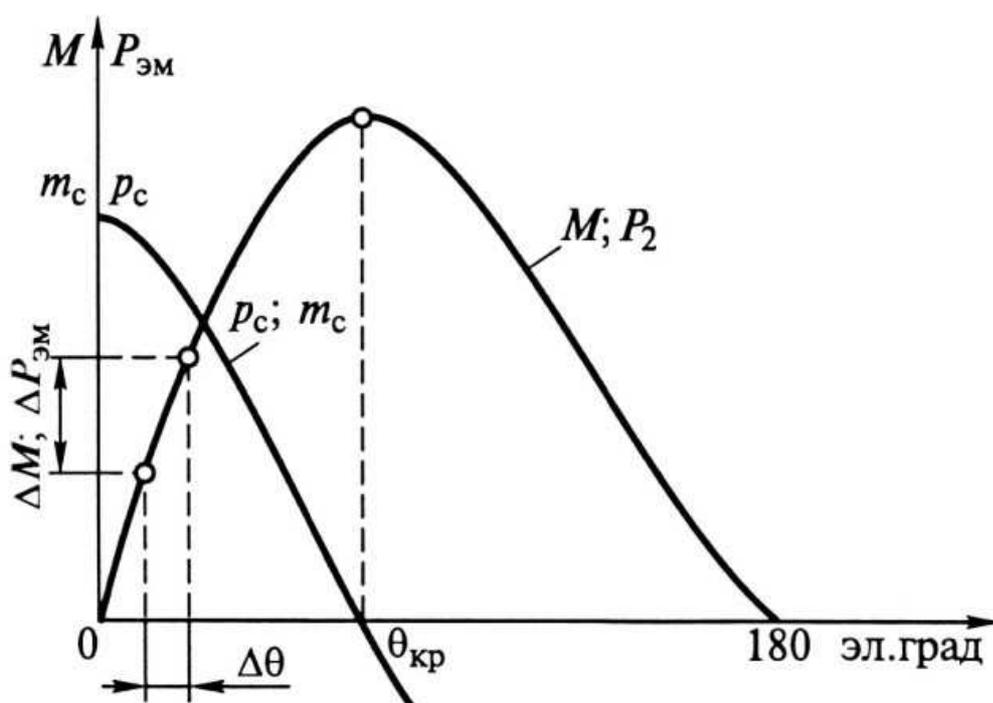


Рис. 1.17. К понятию о синхронизирующей способности синхронной машины

$$p_c = \frac{\Delta P_{эм}}{\Delta\theta};$$

удельный синхронизирующий момент

$$m_c = \frac{\Delta M}{\Delta\theta}. \quad (1.11)$$

Величины p_c и m_c тем больше, чем круче подъём угловой характеристики на участке, соответствующем изменению угла нагрузки $\Delta\theta$. В неустойчивой области угловой характеристики при $\theta > \theta_{кр}$ значе-

ния p_c и m_c отрицательны, т.е. *устойчивая работа синхронной машины соответствует положительным значениям p_c и m_c .*

При изменениях нагрузки генератора нарушается равенство между мощностью приводного двигателя и мощностью генератора. Возникающий при этом небаланс мощностей $\Delta P_{эм}$ представляет собой синхронизирующую мощность $\Delta P_{эм} = p_c \Delta \theta$. Синхронизирующей мощности соответствует *синхронизирующий момент*

$$\Delta M = \frac{\Delta P_{эм}}{\omega_1} = m_c \Delta \theta. \quad (1.12)$$

Этот момент обусловлен разностью электромагнитного момента генератора и вращающего момента приводного двигателя и оказывает на ротор генератора действие, предотвращающее выход машины из синхронизма.

Наибольшей синхронизирующей способностью синхронная машина обладает при $\theta = 0$. С ростом угла θ синхронизирующая способность машины снижается и при $\theta = \theta_{кр}$ исчезает ($p_c = 0$, $m_c = 0$). Синхронизирующей способностью обладают не только синхронные генераторы, но и синхронные двигатели.

При определении параметров синхронных машин пользуются *U-образными характеристиками*, представляющими собой зависимость тока статора I_1 от тока в обмотке возбуждения I_g при неизменной нагрузке P_2 (рис. 1.18).

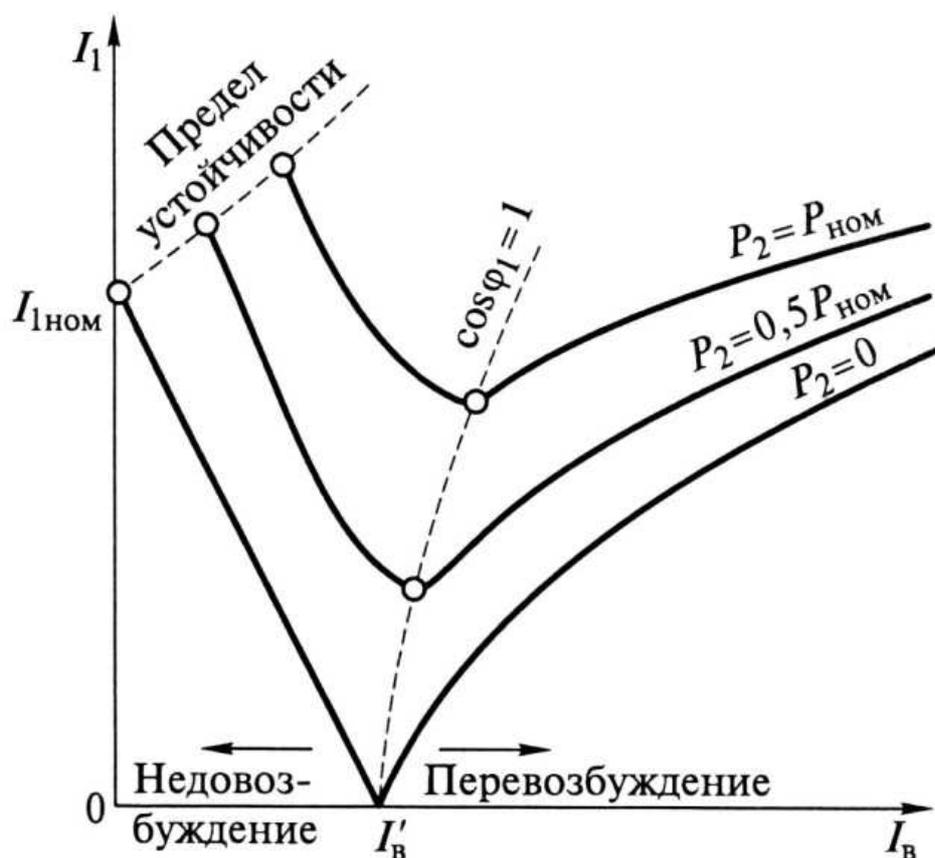


Рис. 1.18. U-образные характеристики синхронного генератора

Из этих характеристик следует, что, изменяя величину тока возбуждения, появляется возможность регулировать коэффициент мощности генератора, так как изменения тока возбуждения вызывают изменения тока в цепи статора лишь за счёт его реактивной составляющей. Активная составляющая тока статора при этом остаётся неизменной. Ток возбуждения $I'_в$ соответствует работе генератора с коэффициентом мощности $\cos \varphi_1 = 1$. Создавая режим *перевозбуждения* $I_в > I'_в$, вызывает опережение по фазе тока сети $\dot{I}_с$ относительно напряжения \dot{U}_1 , что способствует повышению коэффициента мощности в сети. Необходимо иметь в виду, что при чрезмерном уменьшении тока возбуждения может наступить такое размагничивание генератора, при котором он выпадает из синхронизма, т.е. нарушится магнитная связь между намагниченными полюсами ротора и вращающимся полем статора. С ростом нагрузки генератора предельное значение тока возбуждения, обеспечивающее устойчивую работу, увеличивается (см. рис. 1.18).

1.6. Серии синхронные генераторов

1.6.1. Синхронные явнополюсные генераторы СГД2, СГД2М

Синхронные явнополюсные генераторы СГД2, СГД2М со статической системой возбуждения предназначено для комплектации дизельных и газо-поршневых электрических агрегатов, используемых на стационарных электростанциях в качестве основных, резервных и аварийных источников электроэнергии трёхфазного тока частотой 50 Гц. Генераторы имеют 16 полюсов, синхронная частота вращения 375 об/мин (табл. 1.2).

Таблица 1.2.

Технические данные синхронных генераторов серии СГД2 и СГДМ 17-го габарита

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, В	$I_{1ном}$, А	$U_{в}$, В	$I_{в}$, А	ОКЗ	$\eta_{ном}$, %	J , кг · м ²
СГД2-17-36-16УХЛ4	630	400	1140	47	205	0,84	93,8	424
СГД2-17-44-16УХЛ4	800	400	1443	57	235	0,88	94,1	512
СГД2-17-44-16-О4 СГД2-17-44-16УВ-О4	630	400	1140	50	186	1,14	94,4	512
СГД2-17-36-16УХЛ4	630	6300	72	58	225	0,84	93,7	400
СГД2-17-44-16УХЛ4	800	6300	92	64	245	0,89	93,8	487
СГД2-17-44-16-О4	630	6300	72	56	205	1,11	94,0	487
СГД2-17-50-16-О4	800	6300	92	64	219	1,27	94,5	549

Генераторы поставляются комплектно с возбудительным устройством КУВМ. Виды климатического исполнения: УХЛ4, О4. Конструктивное исполнение по способу монтажа ИМ 7115. Степень защиты: генераторов – IP11, коробок выводов – IP21, возбудительных устройств – IP00 (со стороны обслуживания – IP20). Способы охлаждения: генераторов – ICA01, возбудительных устройств и щитов – естественный воздушный. В генераторах используются подшипники скольжения с принудительной системой смазки, объединённой с системой приводного двигателя.

Структура обозначения синхронных генераторов серии СГД2 и СГД2М:

$\frac{СГД}{1}$	$\frac{X}{2}$	$\frac{X}{3}$	$\frac{X}{4}$	$\frac{X}{5}$	$\frac{X}{6}$	$\frac{X}{7}$	$\frac{X}{8}$
-----------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

1 – СГД – синхронные генераторы дизельные;

2 – номер серии 2;

3 – исполнение модернизированное М;

4 – условное обозначение габарита 17;

5 – длина сердечника статора (см): 36, 44, 50;

6 – число явно выраженных полюсов 16;

7 – УВ усиленное исполнение фланца;

8 – климатическое исполнение и место расположения при эксплуатации.

1.6.2. Синхронные явнополюсные генераторы серии ЕСС и ЕСС5

Синхронные явнополюсные трёхфазные генераторы серии ЕСС и ЕСС5 со статической системой возбуждения и автоматическим регулированием напряжения используются в автономных источниках переменного тока. Генераторы серии ЕСС выпускаются на номинальное напряжение 230 и 400 В частотой переменного тока 50 Гц при частоте вращения 1000 или 1500 об/мин, а генераторы серии ЕСС5 выпускаются с номинальным напряжением 230, 400, 440 В при частоте переменного тока 50 Гц на частоту вращения 1000 и 1500 об/мин или при частоте переменного тока 60 Гц на частоту вращения 1200 и

1800 об/мин. Генераторы снабжены аппаратурой для автоматического регулирования напряжения по заданной уставке с точностью $\pm 2\%$ для генераторов ЕСС и $\pm 5\%$ – генераторов ЕСС5 (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Технические характеристики синхронных явнополюсных генераторов серии ЕСС и ЕСС5

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$S_{ном}$, кВ · А	$I_{1ном}$, А*	$n_{ном}$, об/мин	$\eta_{ном}$, %	h (габарит), мм	Масса, кг
ЕСС-52-4	5	6,25	15,7/9,0	1500	80,2	180	125
ЕСС-62-4	12	15,0	37,7/21,7	1500	86,0	200	238
ЕСС-81-4	20	25,0	62,8/36,0	1500	87,0	250	349
ЕСС-82-4	30	31,5	94,0/54,0	1500	88,0	250	420
ЕСС-91-4	50	62,5	157,0/90,3	1500	90,0	315	590
ЕСС5-61-4	8	10,0	25,2/14,5	1500	84,7	200	160
ЕСС5-62-4	12	15,0	31,5/21,7	1500	85,0	200	189
ЕСС5-81-4	20	25,0	62,8/36,0	1500	86,0	250	300
ЕСС5-81-4	20	25,0	62,8/36,0	1000	86,0	250	300
ЕСС5-82-4	30	37,5	-/54,0	1800	88,2	250	340
ЕСС5-82-4	30	37,5	94,0/54,0	1500	88,2	250	340

ECC5-83-4	30	37,5	94,0/54,0	1000	88,2	250	360
ECC5-91-4	50	62,5	157,0/90,0	1500	89,3	315	490
ECC5-92-6	50	62,5	157,0/90,0	1200	89,6	315	540
ECC5-92-4	50	62,5	157,0/90,0	1000	89,6	315	540
ECC-92-4	60	75,0	188,5/108,0	1500	90,5	315	540
ECC5-93-4	75	93,7	-/123,0	1800	91,0	315	605
ECC5-93-4	75	93,7	235,0/135,0	1500	91,0	315	605

* В числителе указаны значения тока $I_{1ном}$ при $U_{ном} = 230$ В, в знаменателе – при $U_{ном} = 400$ В.

Синхронные генераторы серии ECC и ECC5 применяются в передвижных и стационарных агрегатах автономного электропитания и не предназначены для включения на параллельную работу, режим работы продолжительный S1.

1.6.3. Гидрогенераторы серии СВ

Гидрогенераторы серии СВ предназначены для выработки электроэнергии переменного тока частотой 50 Гц, их устанавливают в закрытом помещении машинного зала. Привод осуществляется от гидротурбины поворотно-лопастного типа.

Структура обозначения гидрогенератора серии СВ:

СВ 1/2 3 4

СВ – синхронный вертикальный;

1/2 – отношение наружного диаметра сердечника статора к его длине, см;

3 – количество полюсов;

4 – климатическое исполнение и категория размещения.

Условия эксплуатации: температура охлаждающего воздуха не выше +35 °С. Температура воды, поступающей в воздухоохладители и маслоохладители, не выше +20 °С.

По согласованию с заказчиком гидрогенераторы могут быть изготовлены с электромашинными возбудителями или с системой возбуждения на управляемых выпрямителях. Регулирование возбуждения автоматическое по отклонениям напряжения, тока или частоты, а также, в случае необходимости, по производным этих величин.

Конструкция гидрогенераторов.

Гидрогенераторы зонтичного или подвесного исполнений. Статор разъемный, состоящий из пяти секторов. Сердечник статора набран из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, лакированных с обеих сторон. Сердечник статора по высоте состоит из пакетов, между которыми по вентиляционным каналам проходит охлаждающий воздух. Нажимные элементы сердечника выполнены из немагнитной стали.

Обмотка статора стержневая, волновая, двухслойная. Корпусная изоляция стержней обмотки, перемычек и шин терморезистивная, по нагревостойкости соответствует классу F.

Конструкция ротора разъемная, состоит из остова, обода и полюсов. На торцах обода ротора встроены центробежные вентиляторы. Образованные пакетами вентиляционные каналы и центробежные вентиляторы обеспечивают эффективное охлаждение активных частей гидрогенератора. Полюса крепят к ободу ротора с помощью двух Т-образных хвостов каждый. Сердечники полюсов шихтованы из стали толщиной 1 мм. Катушки полюсов выполнены из голой шинной меди специального профиля. Полюса ротора снабжены продольно-поперечной демпферной обмоткой.

Система вентиляции гидрогенератора радиальная, замкнутая с охлаждением воздуха в воздухоохладителях, размещённых на обшивке корпуса статора.

Гидрогенератор оснащён системами водо- и маслоснабжения, пожаротушения, теплового контроля защиты подпятника и подшипника.

В табл. 1.4 приведены технические данные некоторых типоразмеров гидрогенераторов серии СВ.

Таблица 1.4

Технические данные некоторых типоразмеров гидрогенераторов серии СВ

Типоразмер	$S_{ном}$, МВ · А	$U_{ном}$, кВ	$I_{1ном}$, А	$\cos \varphi_{ном}$	$n_{1ном}$, об/мин	$n_{ном}$, %	x_1	x_d	x_q	Масса, т	Испол- нение
СВ1130/220-44	253,00	15,75	9280	0,85	136,4	97,10	0,137	1,05	0,60	1295	Зонтич- ное
СВ1260/235-60	206,00	15,75	7560	0,85	100,0	98,05	0,143	1,01	0,67	1350	
СВ1500/175-84	190,00	15,75	6960	0,90	71,5	98,20	0,174	1,09	0,73	1295	
СВ1420/190-80	150,00	13,80	6280	0,90	75,0	98,39	0,131	0,85	0,56	1230	
СВ1500/200-88	133,33	13,80	5580	0,90	68,2	97,77	0,093	0,54	0,36	1420	
СВ710/235-20	203,50	13,80	8515	0,85	300,0	98,00	0,109	1,05	0,69	770	Под- весное
СВ800/230-32	144,44	10,50	7940	0,90	187,5	98,10	0,143	1,16	0,78	790	
СВ627/230-20	127,70	11,00	6700	0,90	300,0	98,00	0,097	0,86	0,54	600	

1.6.4. Гидрогенератор – двигатель типа ВГДС1025/245-40УХЛ4

Гидрогенератор-двигатель синхронный, трёхфазного тока, вертикальный, с воздушной системой охлаждения, с тиристорной системой возбуждения по схеме самовозбуждения. Предназначен для работы на гидроаккумулирующей электростанции: выработки электрической энергии в режиме генератора и привода насоса для закачивания воды в водохранилище в режиме двигателя.

Структура обозначения гидрогенератора-двигателя ВГДС1025/245-40УХЛ4:

ВГДС – вертикальный гидрогенератор-двигатель синхронный;

1025 – наружный диаметр сердечника статора, см;

245 – длина сердечника статора, см;

40 – число полюсов;

УХЛ4 – климатическое исполнение и категория размещения.

Технические характеристики гидрогенератора-двигателя:

Номинальное напряжение 15,75 кВ

Частота переменного тока 50 Гц

Номинальная мощность 236 МВ · А

Номинальный ток статора 8650 А

Номинальная частота вращения ... 150 об/мин

Конструкция гидрогенератора-двигателя. Исполнение вертикальное, зонтичное, с одним направляющим подшипником, расположенным в крестовине, с опорой подпятника на крышку насоса-турбины.

Направление вращения ротора в генераторном режиме – левое, в двигательном – правое.

Система возбуждения тиристорная с питанием двух параллельно включённых преобразователей от выпрямительного трансформатора без вольтодобавочного трансформатора.

Конструкция гидрогенератора допускает разборку и замену стержней обмотки статора, полюсов ротора без выема ротора и сня-

тия верхней крестовины.

Подпятник однорядный на гидравлической опоре с автоматическим выравниванием нагрузки между сегментами допускает работу в обоих направлениях вращения.

Сегменты подпятника выполнены с эластичными металлопласт-массовыми накладками с фторопластовым покрытием.

Система смазки подпятника и подшипника замкнутая внутри масляных ванн без внешней циркуляции.

Для защиты гидрогенератора-двигателя типа ВГДС1025/245-40УХЛ4 от масляных паров предусмотрен поддув воздуха от системы вентиляции в камеры уплотнения масляной ванны подпятника.

Конструкция направляющего подшипника и подпятника обеспечивает возможность контроля их состояния в процессе эксплуатации без разборки.

1.6.5. Турбогенераторы серии Т, ТВФ и ТВВ

Турбогенераторы предназначены для выработки электроэнергии в продолжительном номинальном режиме работы при непосредственном механическом соединении с паровыми или газовыми турбинами на тепловых или атомных электростанциях.

Турбогенераторы серии Т с воздушным охлаждением изготавливают мощностью от 2,5 до 20 МВт. При этом генераторы мощностью 2,5; 4; 6 и 12 МВт имеют воздушное *косвенное* охлаждение активных частей, когда охлаждающая среда (воздух) «омывает» наружную поверхность катушек, обмоток и сердечников. Генераторы мощностью 20 МВт имеют *непосредственное* воздушное охлаждение обмотки ротора, когда воздух циркулирует в каналах внутри обмотки и «омывает» непосредственно провода этой обмотки, и воздушное *косвенное* охлаждение других активных частей (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Технические данные турбогенераторов серии Т
(частота вращения 3000 об/мин, частота тока 50 Гц, $\cos \varphi_{1ном} = 0,8$)

Типо- размер	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, В	$I_{1ном}$, А	$\eta_{ном}$, %	$U_{в}$, В	$I_{в}$, А	Мас- са, кг
Т-2,5-2	2500	3150	572	97,2	83	243	12500
Т-2,5-2	2500	6300	286	97,2	83	243	12500
Т-4-2	4000	3150	916	97,4	113	274	15000
Т-4-2	4000	6300	458	97,4	113	274	15000
Т-6-2	6000	6300	687	97,6	140	248	20000
Т-6-2	6000	10500	412	97,6	139	246	20000
Т-6-2	6000	6300	1376	97,6	230	291	20000
Т-12-2	12000	10500	825	97,6	230	289	27000
Т-20-2	20000	6300	2295	97,6	190	545	60000
Т-20-2	20000	10500	1375	97,6	192	548	60000

Турбогенераторы имеют закрытое исполнение и самовентиляцию по замкнутому циклу. При этом воздух охлаждается специальными газоохладителями. В генераторах мощностью от 2,5 до 12 МВт таких газоохладителей два и расположены они горизонтально по бокам статора, а в генераторе мощностью 20 МВт их шесть и установлены они вертикально. Циркуляция охлаждающего воздуха создаётся двумя внутренними вентиляторами, расположенными по краям ротора.

Сердечник статора состоит из пакетов, разделённых вентиляционными каналами. Обмотка статора двухслойная с укороченным шагом.

Контроль за температурой нагрева обмоток генератора осуществляется термометрами сопротивления, установленными в местах наибольшего нагрева. Ротор генератора выполнен в виде цельной сталь-

ной поковки. В продольных пазах ротора размещена обмотка возбуждения. Изоляция обмоток имеет класс нагревостойкости F. Лобовые части обмотки ротора закрыты немагнитными бандажами. Контактные кольца ротора выполнены из стальной поковки и насажены на вал с промежуточной изолирующей втулкой. Вал вращается в двух стояковых подшипниках скольжения с принудительной смазкой под давлением.

Турбогенераторы серии ТВФ мощностью 63, 100 и 110 МВт имеют водородное охлаждение. При этом обмотка ротора охлаждается водородом непосредственно, а обмотка статора охлаждается водородом косвенно. Корпус статора цилиндрический неразъёмный газонепроницаемый. Обмотка статора трёхфазная, двухслойная, стержневая, выводы обмотки статора выполнены через изоляторы. Ротор цельнокованный, обмотка возбуждения уложена в прямоугольные пазы.

Вентиляция генератора выполняется по замкнутому циклу, циркуляция водорода обеспечивается двумя вентиляторами, установленными на противоположных концах вала. В генераторе имеются устройства теплового контроля основных узлов.

Турбогенераторы серии ТВВ являются более мощными (до 1200 МВт), что привело к необходимости применения в этих гидрогенераторах наиболее интенсивного водородно-водного способа охлаждения: обмотка ротора охлаждается непосредственно водородом, а обмотка статора охлаждается непосредственно дистиллированной водой, при этом вся внутренняя полость генератора заполняется водородом. В обозначении типоразмеров буква E означает принадлежность к единой унифицированной серии; буква K – изготовление бандажных колец ротора из коррозионно-стойкой стали. Три типоразмера мощностью 1000 МВт выполнены четырёхполюсными на частоту вращения 1500 об/мин (табл. 1.6).

Таблица 1.6

Технические данные турбогенераторов серии ТВВ

Типоразмер	$P_{ном}$, МВт	$S_{ном}$, МВ · А	$\eta_{ном}$, %	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, об/мин	Общая масса, т	Масса рото- ра, т	Масса стато- ра, т
ТВВ-160-2ЕУЗ	160	188,2	98,50	18,00	3000	165	31,0	115
ТВВ-220-2ЕУЗ	220	259,0	98,60	15,75	3000	220	42,2	170
ТВВ-220-3600	220	259,0	98,40	15,75	3600	220	35,0	154
ТВВ-320-2ЕУЗ	320	376,0	98,75	20,00	3000	257	48,3	178
ТВВ-320-2ЕКУЗ	320	376,0	98,75	20,00	3000	257	48,3	178
ТВВ-350-2УЗ	350	411,8	98,75	20,00	3000	322	55,0	207
ТВВ-400-2УЗ	400	470,5	98,70	20,00	3000	322	55,0	207
ТВВ-500-2ЕУЗ	500	588,2	98,75	20,00	3000	340	62,7	211
ТВВ-500-2ЕКУЗ	500	588,2	98,75	20,00	3000	340	62,7	211
ТВВ-800-2ЕУЗ	800	889,0	98,80	24,00	3000	495	84,0	295
ТВВ-800-2ЕКУЗ	800	889,0	98,80	24,00	3000	495	84,0	295
ТВВ-1000-2УЗ	1000	1111,0	98,75	24,00	3000	540	86,5	330
ТВВ-1000-2КУЗ	1000	1111,0	98,75	24,00	3000	540	86,5	330
ТВВ-1000-4УЗ	1000	1111,0	98,75	24,00	1500	680	170,0	333
ТВВ-1000-4КУЗ	1000	1111,0	98,75	24,00	1500	680	170,0	333
ТВВ-1000-2/27ТЗ	1000	1176,4	98,71	27,00	3000	540	86,5	330
ТВВ-1000-2/27ТЗ	1000	1111,0	98,75	27,00	3000	540	86,5	330
ТВВ-1000-4/27ТЗ	1000	1111,0	98,75	27,00	1500	680	170,0	333
ТВВ-1200-2УЗ	1200	1333,0	98,80	24,00	3000	717	104,0	410

Глава 2. Синхронные двигатели и компенсаторы.

2.1. Принцип работы и пуск синхронного двигателя.

Принципиальных отличий в конструкции синхронного двигателя по сравнению с синхронным генератором нет. По сравнению с электродвигателями другого принципа действия (асинхронных и коллекторных) синхронные двигатели имеют два существенных отличия: их механическая характеристика абсолютно жёсткая (см. рис. 2.3), т.е. при изменениях нагрузочного момента (мощности) на валу синхронного двигателя в пределах допустимого значения его частота вращения остаётся неизменно равной синхронной частоте n_1 .

Выражения электромагнитных моментов, понятие об угле нагрузки, его номинальном и критическом значениях, а также угловые характеристики, приведенные в 1.5, применительно к синхронным генераторам, справедливы и для синхронных двигателей. Разница состоит лишь в том, что в генераторе электромагнитный момент тормозящий, а в синхронном двигателе вращающий.

Пуск синхронного двигателя. Основное отличие синхронного двигателя состоит в способе его пуска. Синхронный двигатель при подключении его обмоток статора к источнику питания не развивает пускового момента, поскольку ротор из-за своей инерционности не может мгновенно достичь частоты вращения, равной частоте вращения магнитного поля статора, которая устанавливается почти одновременно с включением обмотки статора в сеть. Поэтому между полюсами возбужденного ротора и вращающегося поля статора не возникает устойчивой магнитной связи, создающей синхронный вращающий момент.

Для пуска синхронного двигателя необходимо предварительно привести ротор во вращение с частотой, близкой частоте вращения поля статора. В этих условиях поле статора настолько медленно перемещается относительно полюсов вращающегося ротора, что при подключении обмотки возбуждения к источнику питания между полюсами ротора и вращающегося поля статора устанавливается маг-

нитная связь, обеспечивающая возникновение синхронного электромагнитного момента. Под действием этого момента ротор втягивается в синхронизм, т. е. начинает вращаться с синхронной частотой.

Существует несколько способов пуска синхронного двигателя, но практическое применение получил *асинхронный пуск*. Для его реализации в пазах полюсных наконечников ротора располагают стержни пусковой короткозамкнутой обмотки, выполненной аналогично обмотке короткозамкнутого ротора (см. рис. 2.1). Обычно стержни этой обмотки делают из латуни или меди и замыкают с двух сторон медными кольцами (рис. 2.1, б).

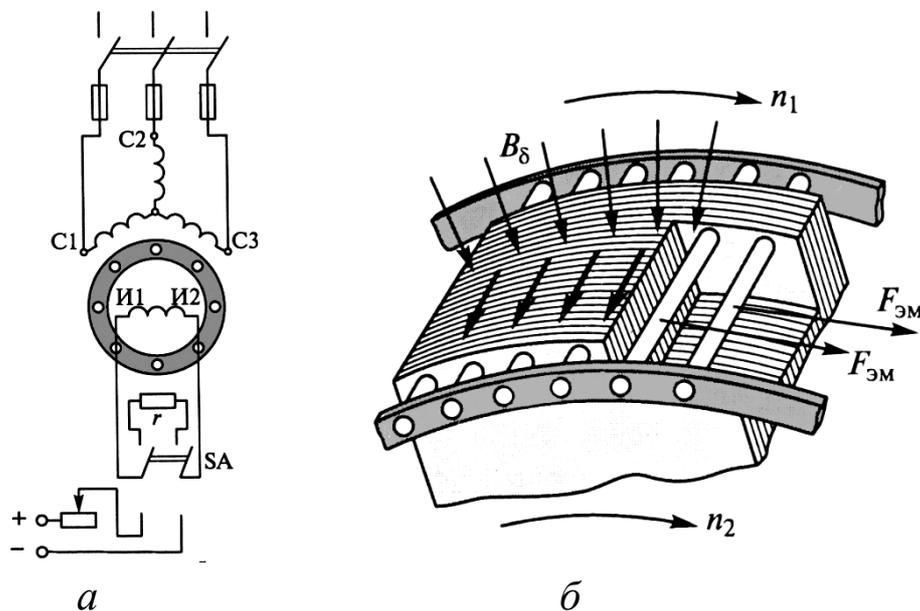


Рис. 2.1. Асинхронный пуск синхронного двигателя

Для пуска синхронного двигателя замыкают обмотку возбуждения ОВ на резистор r (рис. 2.1, а), включают в трёхфазную сеть обмотку статора. Вращающееся поле статора индуцирует в стержнях пусковой обмотки ЭДС и в этих стержнях возникают токи. В результате взаимодействия этих токов с вращающимся полем статора на каждый стержень ротора действует электромагнитная сила $F_{эм}$. Совокупность таких сил создает на роторе асинхронный электромагнитный момент M_a , под действием которого ротор начинает вращаться в ту же сторону, что и поле статора. После разгона ротора до частоты

вращения, близкой к синхронной ($n_2 \approx 0,95n_1$), обмотку возбуждения И1-И2 подключают к источнику постоянного тока. При этом двигатель возбуждается (полюса ротора намагничиваются), между вращающимся полем статора и полюсами ротора устанавливается устойчивая магнитная связь, создающая синхронный электромагнитный момент M , и двигатель втягивается в синхронизм, т.е. его ротор начинает вращаться синхронно с вращающимся магнитным полем. При этом в пусковой обмотке ротора больше не наводится ЭДС, поэтому асинхронный момент $M_a = 0$. Короткозамкнутая пусковая обмотка в режиме синхронного вращения ротора исполняет роль *демпферной* (успокоительной) обмотки, ограничивая возможные колебания (качания) ротора, вызванные изменениями нагрузки на валу двигателя.

С ростом нагрузки двигателя вхождение его в синхронизм затрудняется. При нагрузке, превышающей допустимую, вхождения в синхронизм не происходит. Наибольший нагрузочный момент, при котором ротор синхронного двигателя еще втягивается в синхронизм, называют *моментом входа двигателя в синхронизм* M_{ex} .

Величина асинхронного момента M_a при частоте вращения ротора $n_2 \approx 0,95n_1$ зависит от активного сопротивления пусковой клетки, т. е. от сечения стержней и удельного электрического сопротивления металла, из которого они изготовлены.

Следует обратить внимание, что выбор сопротивления пусковой клетки, соответствующего значительному пусковому моменту M''_{Π} , способствует уменьшению момента входа в синхронизм (M''_{ex}), наоборот, при сопротивлении пусковой клетки, соответствующем небольшому пусковому моменту (M'_{Π}), момент входа в синхронизм увеличивается ($M'_{ex} > M''_{ex}$) (рис. 2.2).

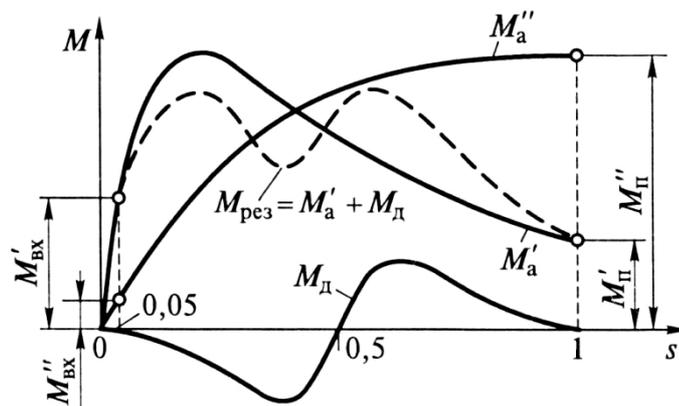


Рис. 2.2. Асинхронные моменты при пуске синхронного двигателя:
 M'_a – основной асинхронный момент; M'_d – дополнительный момент; $M'_{рез}$ – результирующий асинхронный момент; $M'_{вх}$ – момент входа в синхронизм.

В процессе асинхронного пуска обмотку возбуждения нельзя оставлять разомкнутой, так как магнитный поток статора, пересекающий ее в начальный период пуска с синхронной скоростью, индуцирует в ней ЭДС. Вследствие большого числа витков обмотки возбуждения эта ЭДС достигает значений, опасных как для обслуживающего персонала, так и для целостности изоляции обмотки. Для предотвращения этого опасного явления обмотку возбуждения на период разгона ротора замыкают на резистор с активным сопротивлением r , которое должно быть примерно в десять раз большим сопротивления обмотки возбуждения. Переключение зажимов И1 и И2 обмотки возбуждения с резистора r на клеммы возбуждителя осуществляют переключателем SA (см. рис. 2.1, а). Замыкание накоротко обмотки возбуждения на время пуска двигателя нежелательно, так как при этом обмотка ротора образует однофазный замкнутый контур, взаимодействие которого с вращающимся полем статора создает *дополнительный асинхронный момент* M'_d . При частоте вращения, равной половине синхронной, этот момент становится тормозящим (см. рис. 2.2) и создает «провал» в характеристике пускового (асинхронного) момента (пунктирная кривая). Это заметно ухудшает пусковые свойства синхронного двигателя.

При асинхронном пуске синхронного двигателя возникает зна-

чительный пусковой ток. Поэтому пуск синхронных двигателей непосредственным включением в сеть на номинальное напряжение применяют при достаточной мощности сети, способной выдерживать без чрезмерного падения напряжения броски пускового тока, в 5...7 раз превышающего номинальное значения. Если же мощность сети недостаточна, то можно использовать пуск двигателя при пониженном напряжении (автотрансформаторный или реакторный) или же применить электронное устройство «мягкого» пуска.

По своей конструкции синхронные двигатели в принципе не отличаются от синхронных генераторов, но всё же имеют некоторые особенности. Их изготавливают преимущественно явнополюсными с числом полюсов от 4 до 24. Воздушный зазор делают меньшим, чем в генераторах такой же мощности, что способствует улучшению ряда параметров двигателя, в частности уменьшению пускового тока. Демпферную (успокоительную) обмотку выполняют из стержней большого сечения, так как при пуске двигателя она является пусковой обмоткой. Из изложенного следует, что, несмотря на свойства обратимости, синхронные машины, выпускаемые промышленностью, имеют целевое назначение – либо это синхронные генераторы, либо синхронные двигатели.

2.2. Характеристики синхронных двигателей

U-образные характеристики. В процессе работы синхронного двигателя в обмотке статора наводятся ЭДС, сумма которых приблизительно равна подведенному к обмотке статора напряжению сети. Эта сумма ЭДС эквивалентна результирующему магнитному полю, вызванному действием двух магнитодвижущих сил: МДС обмотки возбуждения F_g и МДС обмотки статора F_l .

При стабильном напряжении сети результирующее магнитное поле постоянно. В связи с этим при изменении МДС возбуждения F_g (тока возбуждения I_g) МДС статора F_l изменяется таким образом, что их совместное действие остается стабильным, т. е. остается неиз-

менным результирующее магнитное поле синхронного двигателя.

Это изменение МДС F_1 может происходить только за счет значений и фазы тока статора I_1 , т. е. за счет изменения реактивной составляющей этого тока. Например, при увеличении тока возбуждения I_e , начиная от наименьшего его значения, возрастает МДС возбуждения (ротора), при этом МДС статора уменьшается. Это происходит за счет снижения индуктивной (по отношению к напряжению сети) составляющей тока статора I_d , которая оказывает на магнитную систему подмагничивающее влияние.

При этом полный ток статора $I_1 = I_q + jI_d$ уменьшается, а коэффициент мощности двигателя $\cos \varphi_1$ увеличивается. При некотором значении тока возбуждения I'_e индуктивная составляющая тока статора падает до нуля. При этом ток статора достигнет минимального (при данной нагрузке) значения $I_{1\min}$, так как станет чисто активным ($I_1 = I_q$), а коэффициент мощности $\cos \varphi_1 = 1$.

Увеличение тока возбуждения сверх значения I'_e , т. е. *перевозбуждение* двигателя, вызовет возрастание тока I_1 за счет его реактивной составляющей, но теперь этот ток будет опережающим (емкостным) по отношению к напряжению сети U_c . Таким образом, при *недовозбуждении* ($I_e < I'_e$) синхронный двигатель работает с отстающим током I_1 , а при *перевозбуждении* ($I_e > I'_e$) — с опережающим. Зависимость тока статора от тока возбуждения для синхронного двигателя представлена U-образными характеристиками (рис. 2.3, а). Ток возбуждения I'_e соответствует работе синхронного двигателя при коэффициенте мощности $\cos \varphi_1 = 1$. При перевозбуждении двигателя в цепи статора появляется опережающий ток. Иначе говоря, *синхронный двигатель является генератором реактивного тока: индуктивного по отношению к напряжению сети — при недовозбуждении и емкостного — при перевозбуждении*. Указанная способность синхронных двигателей является их ценным качеством, которое используют для повышения коэффициента мощности электрических устано-

вок, а, следовательно, для энергосбережения. Асинхронные двигатели, являющиеся наиболее распространенными потребителями электроэнергии, всегда работают при $\cos \varphi_1 < 1$, создавая в сетях значительные индуктивные токи. Индуктивные токи увеличиваются при наличии в электросети трансформаторов. Если же параллельно группе асинхронных двигателей включить один или несколько синхронных двигателей, работающих с перевозбуждением, то возникающая в сети емкостная составляющая тока будет частично или полностью компенсировать индуктивную составляющую тока. При этом электрическая система разгружается от реактивных токов, что способствует снижению величины тока в линии, а, следовательно, уменьшению потерь в ней, величина которых пропорциональна квадрату тока в линейных проводах. Необходимо, однако, отметить, что при перевозбуждении синхронный двигатель потребляет больший ток статора. Поэтому синхронные двигатели, предназначенные для работы с перевозбуждением, имеют несколько большие габариты, а их КПД меньше, чем у двигателей, предназначенных для работы при $\cos \varphi_1 = 1$, когда ток статора и потери двигателя имеют минимальные значения.

Рабочие характеристики. Эти характеристики синхронного двигателя представляют собой зависимость частоты вращения ротора n_2 , потребляемой мощности P_1 , полезного момента M_2 , коэффициента мощности $\cos \varphi_1$ и тока в обмотке статора I_1 от полезной мощности двигателя P_2 (рис. 2.3, б).

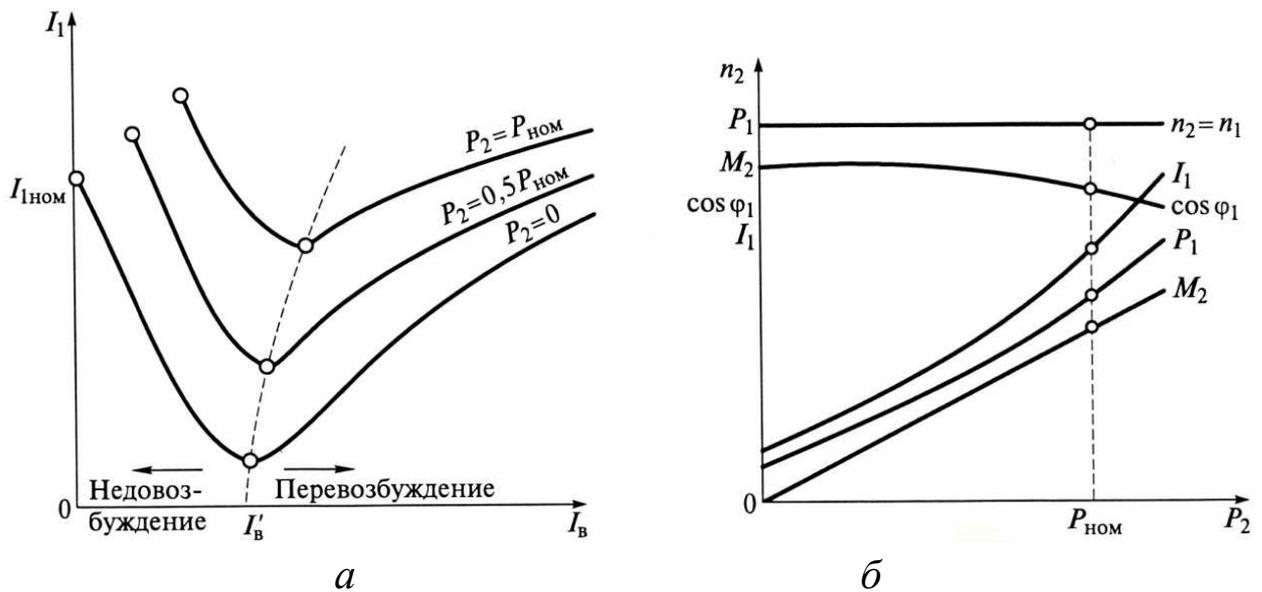


Рис. 2.3. Характеристики синхронного двигателя:
a – U-образные характеристики; *б* – рабочие характеристики

Частота вращения ротора всегда равна синхронной частоте $n_1 = f_1 60 / p$, поэтому график $n_2 = f(P_2)$ имеет вид прямой, параллельной оси абсцисс.

Полезный момент на валу синхронного двигателя $M_2 = P_2 / \omega_1$. Так как рабочие характеристики снимают при неизменной частоте вращения, то график $M_2 = f(P_2)$ имеет вид прямой, выходящей из начала координат.

Активная потребляемая мощность двигателя $P_1 = P_2 + \sum P$. С ростом нагрузки на валу двигателя увеличиваются потери $\sum P$, поэтому потребляемая мощность P_1 растет быстрее полезной мощности P_2 и график $P_1 = f(P_2)$ имеет несколько криволинейный вид.

График $\cos \varphi_1 = f(P_2)$ зависит от степени возбуждения двигателя в режиме холостого хода. Если при холостом ходе $\cos \varphi_1 = 1$, то при увеличении нагрузки он уменьшается (см. рис. 2.3, *a*).

Ток в обмотке статора двигателя определяется выражением

$$I_1 = \frac{P_1}{m_1 U_1 \cos \varphi_1}, \quad (2.1)$$

из которого видно, что ток I_1 с увеличением нагрузки на валу двига-

теля растёт быстрее, чем потребляемая мощность P_1 , вследствие уменьшения $\cos \varphi_1$.

Так как ротор синхронного двигателя вращается в ту же сторону, что и поле статора, то направление вращения ротора определяется порядком следования фаз линейных проводов, подведенных к обмотке статора, и порядком расположения фазных обмоток статора. Для изменения направления вращения трехфазного синхронного двигателя необходимо переключить два линейных провода, подведенных из сети к выводам обмотки статора.

2.3. Назначение и принцип работы синхронных компенсаторов

Синхронный компенсатор СК представляет собой синхронную машину, предназначенную для генерирования реактивной мощности. Синхронный компенсатор включают в электрическую систему с целью повышения ее коэффициента мощности. Принцип происходящих при этом явлений состоит в том, что необходимую для работы некоторых потребителей реактивную мощность вырабатывает не синхронный генератор электростанции, а синхронный компенсатор, установленный в непосредственной близости к потребителю и являющийся источником реактивной мощности. К числу потребителей переменного тока, требующих значительной реактивной мощности, в первую очередь относятся асинхронные двигатели.

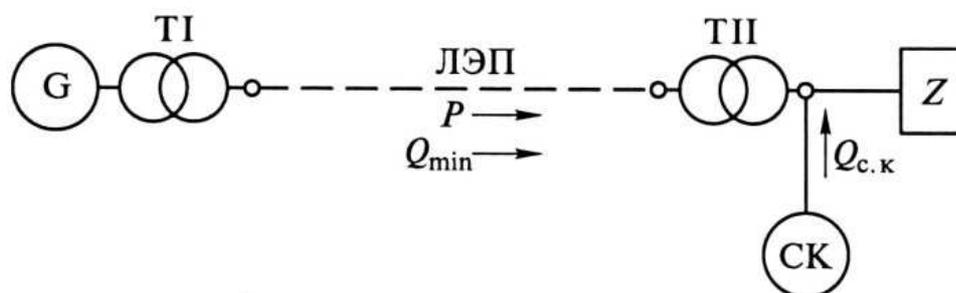


Рис. 2.4. Схема включения синхронного компенсатора СК в электрическую цепь

На рис. 2.4 показана энергетическая система, состоящая из синхрон-

ного генератора G , повышающего ТП и понижающего ТП трансформаторов, линии электропередачи ЛЭП, потребителя Z и синхронного компенсатора СК, включенного непосредственно на входе потребителя. Синхронный компенсатор, включенный в сеть, работает как синхронный двигатель при перевозбуждении в режиме холостого хода ($P_2 = 0$), т. е. без нагрузки на валу, и при этом вырабатывает реактивную мощность $Q_{с.к.}$, необходимую для работы потребителя Z , например, группы асинхронных двигателей. Благодаря этому реактивная мощность в синхронном генераторе G и ЛЭП доведена до минимального значения Q_{\min} , что способствует повышению экономических показателей всей электрической системы. Синхронный компенсатор представляет собой синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода с перевозбуждением. Мощность синхронного компенсатора $Q_{с.к.}$, необходимая для повышения коэффициента мощности на каком-либо участке электрической системы от значения $\cos \varphi_1$ до значения $\cos \varphi'_1$, с некоторым приближением можно рассчитать по формуле

$$Q_{с.к.} = S(\sin \varphi_1 - \sin \varphi'_1), \quad (2.2)$$

где S — полная мощность на данном участке энергосистемы, кВт·А,

$$S = m_1 I_1 U_1 \cdot 10^{-3}; \quad (2.3)$$

φ_1 и φ'_1 — углы фазового сдвига между током I_1 и напряжением U_1 до и после подключения синхронного компенсатора соответственно.

Обычно коэффициент мощности повышают до значений 0,92—0,95, так как экономия от повышения коэффициента мощности до большего значения не оправдывается возросшими капитальными расходами на установку синхронного компенсатора, мощность которого возрастет при $\cos \varphi'_1 = 1$ почти в два раза.

Иногда синхронные компенсаторы работают с недовозбуждением. Необходимость в этом возникает в том случае, если ток в энергосистеме содержит значительную емкостную составляющую, которая не компенсируется индуктивной составляющей тока, создаваемой потребителями данного участка энергосистемы.

Синхронные компенсаторы применяют также для стабилизации

напряжения в сети при передаче энергии по линиям большой протяженности. При больших индуктивных нагрузках напряжение в конце линии (у потребителей) оказывается намного меньше, чем в её начале; при малых нагрузках, наоборот, под влиянием емкостных сопротивлений линии электропередачи напряжение в конце линии может даже повышаться по сравнению с напряжением в начале. Если же в конце линии (у потребителей) включить синхронный компенсатор, работающий при больших нагрузках с перевозбуждением и при малых нагрузках с недовозбуждением, то это позволит поддерживать напряжение в конце линии практически неизменным.

Нагревание синхронного компенсатора при опережающем токе (при перевозбуждении) более интенсивное, чем при отстающем (при недовозбуждении), поэтому номинальной мощностью компенсатора считают его мощность при перевозбуждении.

Синхронные компенсаторы — это электрические машины большой реактивной мощности: от 10 до 160 тыс. кВАР. Выполняют их обычно с горизонтальным расположением вала на напряжение от 6,6 до 16 кВ при частоте 50 Гц. В синхронных компенсаторах современных серий применен асинхронный пуск, поэтому их роторы снабжены пусковыми клетками.

Вал компенсатора не передает вращающего момента, и поэтому при его расчете учитывают лишь силу тяжести ротора и силу магнитного притяжения. В итоге вал компенсатора по сравнению с валом синхронного двигателя имеет меньшее сечение, что способствует уменьшению габаритов и массы синхронных компенсаторов. Так как вал СК не имеет выступающего конца, то компенсаторы сравнительно легко герметизировать для применения в нем водородного охлаждения. Наиболее важными характеристиками синхронного компенсатора являются U-образные характеристики, определяющие основные параметры компенсатора: значения токов в обмотке статора и в обмотке возбуждения. Синхронный компенсатор не несет активной нагрузки (его электромагнитная мощность $P_{эм} \approx 0$) и работает при значении угла нагрузки $\theta = 0$, что обеспечивает ему большую перегрузочную способность.

2.4. Серии синхронных двигателей.

2.4.1. Явнополюсные двигатели серии СД2

Двигатели синхронные трёхфазные со статической системой возбуждения общего назначения серии СД2 предназначены для привода механизмов, не требующих регулирования частоты вращения (насосы, вентиляторы и др.).

Структура обозначения двигателя серии СД2:

$\frac{СД2}{1}$	$\frac{X/X}{2}$	$\frac{X}{3}$	$\frac{X}{4}$
-----------------	-----------------	---------------	---------------

1 — СД2 — синхронный двигатель модификации 2;

2 — отношение наружного диаметра сердечника статора к его длине, см;

3 — количество полюсов;

4 — климатическое исполнение и категория места установки.

Двигатели предназначены для работы от сети переменного тока частотой 50 Гц. Номинальное напряжение двигателей 6000 В, коэффициент мощности (при опережающем токе) 0,9. Виды климатического исполнения УЗ и 04. Номинальный режим работы — продолжительный S1. Конструктивное исполнение по способу монтажа IM1001; способ охлаждения IC01; степень защиты IP21. На базе двигателей, предназначенных для включения в сеть напряжением 6000 В, по желанию заказчика изготавливают двигатели на напряжение 3000 В путем переключения обмотки статора на удвоенное число параллельных ветвей. При этом ток статора увеличивается в два раза. Двигатели поставляют в комплекте с тиристорным возбуждательным устройством (ТВУ), которое обеспечивает:

- автоматическую подачу возбуждения в функции тока статора;
- увеличение тока возбуждения до $1,4I_{в.ном}$ при падении напряжения сети на 15 — 20% от номинального значения;
- форсированное гашение поля ротора переводом преобразователя в инверторный режим;

■ защиту двигателя от внутренних и внешних коротких замыканий.

Двигатели рассчитаны на прямой пуск от полного напряжения сети. Обмотка возбуждения при пуске должна быть замкнута на пусковое сопротивление, расположенное в возбуждательном устройстве. Двигатели допускают два пуска подряд из холодного состояния и один пуск из горячего состояния. Двигатели имеют подшипники качения с пластичной смазкой.

С приводимыми механизмами двигатели соединяются посредством упругих муфт. Со стороны механизма на двигатель не должны передаваться радиальные и осевые нагрузки.

Изоляция обмотки статора терморезистивная типа «Монолит-2» класса нагревостойкости не ниже В. Изоляция обмотки ротора класса нагревостойкости В. Соединение фаз обмотки статора «звездой». Обмотка статора имеет шесть выводных концов.

Двигатели допускают правое и левое направление вращения. Реверс осуществляется только из состояния покоя.

Технические данные двигателей серии СД2 приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Технические данные синхронных явнополюсных двигателей общего назначения на напряжение 6000 В частотой 50 Гц

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$n_{ном}$, об/мин	$\eta_{ном}$, %	$I_{Iном}$, А	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$\frac{I_{II}}{I_{ном}}$	$\frac{I_{II}}{I_{ном}}$	Мас- са, кг
СД2-85/57-6	800	1000	95,6	90,0	2,2	1,0	5,9	2945
СД2-85/47-10	400	600	93,6	45,5	2,2	1,1	5,3	2565
СД2-85/40-10	315	600	93,1	36,5	2,2	1,1	5,3	2310
СД2-74/47-6	400	1000	94,6	45,5	2,2	1,1	5,7	2060
СД-85/57-10	450	600	94,1	51,0	2,2	1,2	5,9	2925
СД2-85/45-6	560	1000	95,2	63,0	2,2	1,0	6,2	2420
СД2-85/37-6	450	1000	94,7	51,0	2,2	1,0	6,2	2240
СД2-74/41-6	280	1000	94,3	32,0	2,2	1,2	6,4	905

СД2-85/57-10	500	600	94,0	57,0	2,2	1,1	5,3	2925
СД2-85/45-6	630	1000	95,1	71,0	2,2	0,9	5,6	2420
СД2-85/37-6	500	1000	94,7	56,5	2,2	0,9	5,6	2240
СД2-7441-6	315	1000	94,2	36,0	2,2	1,1	5,7	905
СД2-85/57-8	560	750	94,9	63,0	2,2	1,0	6,2	3030
СД2-85/47-8	450	750	94,5	51,0	2,2	1,0	6,2	2650
СД2-85/40-8	355	750	94,1	40,5	2,2	1,0	6,2	2325
СД2-74/49-8	280	750	93,9	32,0	2,2	1,4	6,2	2130
СД2-85/57-8	630	750	94,8	71,0	2,2	0,9	5,5	3030
СД2-85/47-8	500	750	94,3	57,0	2,2	0,9	5,5	2650
СД2-85/40-8	400	750	93,9	45,5	2,2	0,9	5,5	2325
СД2-74/49-8	315	750	93,9	36,0	2,2	1,3	5,5	2130
СД2-85/57-6	710	1000	95,6	79,5	2,2	1,2	6,7	2945
СД2-85/47-10	355	600	93,8	40,5	2,2	1,2	6,0	2565
СД2-85/40-10	280	600	93,3	32,0	2,2	1,2	6,0	2310
СД2-74/47-6	355	1000	94,7	40,5	2,2	1,2	6,4	2060

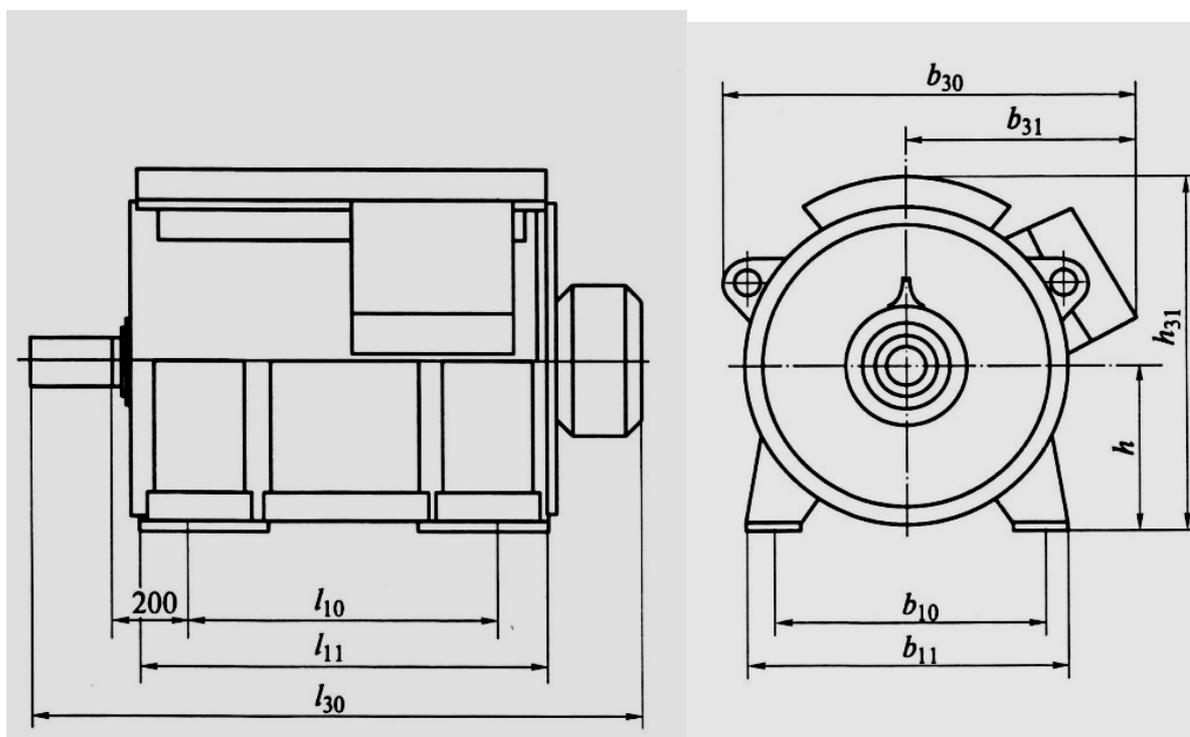


Рис. 2.5. Размеры двигателя серии СД2 (см. табл. 2.2)

Габаритные и установочно-присоединительные размеры двигателей приведены на рис. 2.5 и в табл. 2.2.

Таблица 2.2.

Габаритные и установочно-присоединительные размеры двигателей серии СД2 на напряжение 6000 В исполнения по способу монтажа IM1001 (см. рис. 2.5)

Размеры сердеч- ника и число полюсов	Размеры, мм								
	b_{10}	b_{11}	b_{30}	b_{31}	l_{10}	l_{11}	l_{30}	h	h_{31}
74/41-6	710	850	1090	608	800	1054	1615	450	945
74/47-6	710	850	1090	608	800	1054	1615	450	945
74/49-8	710	850	1090	608	800	1054	1615	450	945
85/37-6	800	940	1185	652	710	994	1555	500	1035
85/40-10	800	940	1185	652	710	994	1555	500	1035
85/40-8	800	940	1185	652	710	994	1555	500	1035
85/45-6	800	940	1185	652	800	1074	1635	500	1035
85/47-10	800	940	1185	652	800	1074	1635	500	1035
85/47-8	800	940	1185	652	800	1074	1635	500	1035
85/57-10	800	940	1185	652	900	1194	1755	500	1035
85/57-6	800	940	1185	652	900	1194	1755	500	1035
85/57-8	800	940	1185	652	900	1194	1755	500	1035

2.4.2. Двигатели серии СДН, СДНЗ, СДСЗ

Двигатели синхронные серии СДН, СДНЗ и СДСЗ предназначены для привода механизмов, не требующих регулирования частоты вращения (вентиляторов, насосов, дефибреров, рубительных машин и т.п.). Двигатели работают от сети переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 кВ и 10 кВ. Режим работы продолжительный S1.

Пуск двигателей асинхронный, прямой, от полного напряжения сети с включённым в цепь обмотки возбуждения разрядным резистором. В процессе пуска среднее напряжение на зажимах двигателей должно быть не менее $0,85U_{ном}$, минимальное напряжение в начале пуска – не ниже $0,7U_{ном}$ или $0,8U_{ном}$ (для различных типов двигателей).

Двигатели допускают два пуска подряд с интервалом между ними 5 мин из холодного состояния или один пуск из горячего состояния. Интервал между следующими пусками не менее двух часов.

Исполнение двигателей по способу защиты и способу охлаждения:

а) двигателей СДН исполнение открытое (степень защиты IP00); способ охлаждения IC01;

б) двигателей СДНЗ и СДСЗ исполнение закрытое (степень защиты IP44); способ охлаждения ICW37A91 (замкнутая воздушная система самовентиляции, охладитель водяной установлен в фундаментной яме).

В двигателях применена изоляция класса нагревостойкости В; предусмотрен контроль температуры обмотки и сердечника статора, подшипников и воды на входе и выходе воздухоохладителя.

Обмотка статора соединена «звездой»; шесть концов обмотки выведены в фундаментальную яму (у двигателя СДН2 – в коробку выводов).

Возбуждение двигателей осуществляется от тиристорных возбудителей серии ТВУ-315 с системой управления и автоматического регулирования тока возбуждения.

Структура обозначения двигателей:

<u>XXX</u>	<u>X</u>	<u>XX</u>	<u>XX</u>	<u>XX</u>	<u>XXXX</u>
1	2	3	4	5	6

1 – серии (СДН – синхронный двигатель нормальный; СДНЗ – синхронный двигатель нормальный закрытый; СДСЗ – синхронный двигатель специальный нормальный);

2 – номер серии (2);

3 – условный номер габарита, например 17, 18 т.д.;

- 4 – длина сердечника статора, см;
 5 – число полюсов;
 6 – климатическое исполнение (УХЛ, Т) и категория места размещения (3 или 4).

Технические данные синхронных двигателей серии СДН, СДНЗ, СДСЗ приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4.

Технические данные синхронных явнополюсных двигателей серии
 СДН, СДНЗ, СДСЗ

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, об/мин	КПД, %	Масса, кг
СДН2-18-64-12	2500	6000	500	96,2	17000
СДНЗ2-20-49-20	3150	6000	300	96,0	22000
СДНЗ2-19-49-24	1600	6000	250	95,3	17000
СДНЗ-17-59-8	4000	10000	750	96,0	28700
СДНЗ-18-91-12	6300	10000	500	96,4	50100
СДСЗ-17-76-12	3200	10000	500	96,0	37800
СДСЗ-17-41-12	1600	10000	500	93,6	21000
СДНЗ-17-59-12	3200	6000	500	96,0	22400
СДНЗ-17-49-12	2500	6000	500	95,5	22000
СДНЗ-18-94-16	6300	6000	375	96,5	50300
СДНЗ-18-61-16	4000	6000	375	96,0	37000
СДСЗ-20-49-60	2000	10000	100	93,5	46500
СДНЗ2-18-34-24	500	6000	250	92,8	8900

2.4.3. Явнополюсные двигатели серии СДКП2

Синхронные явнополюсные двигатели серии СДКП2 предназначены для привода компрессоров в продолжительном режиме работы во взрывоопасных зонах помещений всех классов, за исключением наружных установок. В качестве защитного газа для заполнения или

продувки оболочки при избыточном давлении используется воздух.

Двигатели рассчитаны для включения в сеть переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 6000 В. Пуск двигателей асинхронный, прямой от полного напряжения сети с включением в цепь обмотки возбуждения разрядного резистора. В процессе пуска среднее напряжение на зажимах двигателя должно быть не менее $0,85U_{ном}$.

Допускаются два пуска с интервалами между ними 5 мин при холодном состоянии или один пуск при горячем состоянии. Интервал между последующими пусками не менее двух часов.

Исполнение двигателей по способу защиты закрытое IP44; способ охлаждения – замкнутая система самовентиляции с водяным газоохладителем, встроенным в двигатель, ICW37A81 – для двигателей 18-го габарита и с водяным газоохладителем, установленным в фундаментной яме, ICW37A91 – для двигателей 19, 20, и 21-го габаритов.

Конструктивное исполнение двигателей – с горизонтальным расположением вала на фундаментных балках с одним стоячковым подшипником скольжения с кольцевой смазкой.

Двигатели имеют маркировку по взрывозащите 1ExIIТ5.

Изоляция обмотки статора имеет класс нагревостойкости не ниже В. Обмотка статора соединена «звездой». Шесть концов обмотки выведены в коробку выводов (для двигателей 18 и 19 габаритов) или в фундаментальную яму (для двигателей 20 и 21 габаритов).

Возбуждение осуществляется от тиристорных возбудителей с системой управления и автоматического регулирования тока возбуждения. Возбудители устанавливаются во взрывоопасной зоне и должны иметь взрывозащищённое исполнение.

В двигателях предусмотрен контроль температуры нагрева обмотки и сердечника статора, подшипников и воды на входе и выходе газоохладителей. Технические данные синхронных двигателей серии СДКП2 приведены в табл. 2.5.

Технические данные синхронных явнополюсных двигателей серии
СДКП2

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, об/мин	КПД, %	Масса, кг
СДКП2-18-26-16	800	6000	375	93,8	8000
СДКП2-18-34-16	1000	6000	375	94,6	9200
СДКП2-18-41-16	1250	6000	375	94,8	11800
СДКП2018-51-16Ф	1600	6000	375	95,5	14100
СДКП2-19-39-16	2000	6000	375	95,6	15340
СДКП2-19-51-16	2000	10000	375	95,5	14100
СДКП2-19-61-16	3150	6000	375	96,2	20500
СДКП2-20-49-16Ф	4000	6000	375	96,2	22500
СДКП2-20-56-16Ф	4000	10000	375	96,4	24000
СДКП2-20-61-16Ф	5000	6000	375	96,5	25900
СДКП2-20-61-16МФ	5000	6000	375	96,5	25900
СДКП2-21-46-20Ф	5000	6000	300	96,3	28900
СДКП2-21-69-20Ф	6300	10000	300	96,7	41000
СДКП2-21-56-24Ф	5000	6000	250	96,3	34000

Структура обозначения двигателей серии СДКП2:

<u>XXXX</u>	<u>X</u>	<u>XX</u>	<u>XX</u>	<u>XX</u>	<u>X</u>	<u>XXXX</u>
1	2	3	4	5	6	7

1 – СДКП – синхронный двигатель для привода компрессора, взрывозащитный;

2 – номер серии (2);

3 – условный номер габарита, например 18, 19 и т.д.;

4 – длина сердечника статора, см;

5 – число полюсов;

6 – фланцевое исполнение рабочего конца вала Ф (в некоторых типоразмерах);

7 – климатическое исполнение (УХЛ) и категория места размещения (4).

Буква М в обозначении марок двигателей указывает на модернизацию этих типоразмеров, а буква Ф – на фланцевое исполнение конца вала.

2.4.4. Синхронные турбодвигатели серии СТД

Синхронные турбодвигатели предназначены для привода насосов, компрессоров, нагнетателей, воздуходувок и других быстроходных механизмов.

Турбодвигатели представляют собой неявнополюсные (двухполюсные) синхронные машины, в которых ротор имеет вид «бочки» с профрезерованными пазами для укладки обмотки возбуждения. Обмотка статора двухслойная катушечного или стержневого типа.

Таблица 2.6.

Технические данные синхронных турбодвигателей серии СТД

Типоразмер	$P_{ном}$, кВт	$S_{ном}$, кВ · А	$\eta_{ном}$, %, при напряжении, кВ		Масса, т	
			6	10	Замк- нутый цикл вен- тиля- ции	Разомк- нутый цикл вен- тиля- ции
СТД-630-2УХЛ4	630	735	95,8	95,6	4,96	4,25
СТД-800-2УХЛ4	800	935	96,0	95,8	5,13	4,45
СТД-1000-2УХЛ4	1000	1160	96,3	96,0	5,56	5,00
СТД-1000-23У5	1000	1160	96,3	96,0	5,56	-
СТД-1250-2УХЛ4	1250	1450	96,8	96,5	6,98	6,49
СТД-1600-2УХЛ4	1600	1850	96,9	96,6	7,58	6,70

СТД-1600-23У5	1600	1850	96,9	96,6	7,58	-
СТД-2000-2УХЛ4	2000	2300	96,9	96,8	7,88	7,00
СТД-2500-2УХЛ4	2500	2870	97,2	97,0	11,10	10,00
СТД-3150-2УХЛ4	3150	3680	97,3	97,2	12,30	11,06
СТД-4000-2УХЛ4	4000	4580	97,5	97,4	12,92	11,58
СТД-5000-2УХЛ4	5000	5740	97,6	97,5	154,70	13,70
СТД-6300-2УХЛ4	6300	7240	97,6	97,5	31,30	-
СТД-8000-2УХЛ4	8000	9130	97,9	97,7	23,95	-
СТД-10000-2УХЛ4	10000	11400	97,8	97,9	26,52	-
СТД-12500-2УХЛ4	12500	14200	97,9	97,8	29,50	-

Охлаждение двигателей мощностью до 5000 кВт выполняется по замкнутому или разомкнутому циклу. При замкнутом цикле используют водяные газоохладители. При 6300 кВт и более применяют только замкнутую систему вентиляции.

Степень защиты IP23 или IP43. Возбуждение осуществляется от тиристорных возбуждателей серии ВТЕ 10-315.

Исполнение двигателей по способу монтажа IM7311 – с двумя стоячковыми подшипниками, на лапах, с одним выступающим цилиндрическим концом вала.

Структура обозначения турбодвигателей серии СТД:

$\frac{X}{1}$	$\frac{X}{2}$	$\frac{X}{3}$	$\frac{XX}{4}$
---------------	---------------	---------------	----------------

1 – СТД – синхронный турбодвигатель;

2 – мощность, кВт;

3 – число полюсов (2);

4 – климатическое исполнение (УХЛ) и категория места размещения (4).

Технические данные синхронных турбодвигателей серии СТД приведены в табл. 2.6.

2.5. Синхронные компенсаторы серии КС и КСВ

Синхронные компенсаторы серии КС и КСВ, работающие в двигательном режиме без активной нагрузки, предназначены для генери-

рования в питающую сеть реактивный опережающий (емкостной) ток или отстающий (индуктивный) ток. При мощности 16 МВ · А компенсаторы изготавливают закрытыми с воздушным охлаждением по замкнутому циклу. При мощности 50, 100 и 160 МВ · А компенсаторы изготавливают с водородным охлаждением.

Технические данные синхронных компенсаторов серии КС и КСВ приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7.

Технические данные синхронных компенсаторов серии КС и КСВ

Типоразмер	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, об/ми н	Возбуждение		Мас- са, т	$\sum P$, кВт
				U_{ϵ} , В	I_{ϵ} , А		
КС16-6	16	6,30	1000	110	590	49,7	360
КС16-11	16	10,50	1000	110	580	50,2	370
КСВ50-11	50	11,00	750	160	1160	144,5	800
КСВ100-11	100	11,00	750	230	1350	220,0	1350
КСВ160-15	160	15,75	750	380	1600	303,0	1750

Контрольные вопросы.

1. Для чего в синхронных двигателях применяется короткозамкнутая обмотка на роторе?
2. Чем отличается U-образная характеристика двигателя от характеристики генератора?
3. Каким способом можно регулировать частоту вращения синхронного двигателя?
4. От каких параметров зависит частота вращения синхронного двигателя?
5. На какие параметры двигателя влияет величина тока возбуждения?
6. Для каких целей применяют синхронные компенсаторы в энергетических системах?
7. В чем отличие конструкции синхронного компенсатора от синхронного двигателя?
8. В чем отличие конструкции тихоходных и быстроходных синхронных машин?

Глава 3. Системы возбуждения синхронных машин.

В зависимости от источников энергии, используемых для питания постоянным током обмотки ротора, системы возбуждения подразделяют на группы:

- электромашинное возбуждение с возбудителем постоянного тока;
- электромашинное возбуждение от генератора переменного тока с преобразованием его в постоянный ток;
- самовозбуждение путем преобразования части электрической энергии переменного тока турбогенератора в энергию постоянного тока.

Ко всем системам возбуждения предъявляют следующие важные требования: устойчивое автоматическое регулирование тока возбуждения в любых режимах, в том числе и при авариях в энергосистемах; быстродействие и обеспечение форсировки возбуждения (потолочное напряжение возбуждения для турбогенераторов должно быть не менее 2—2,5 от номинального значения); быстрое гашение магнитного поля без появления перенапряжений в обмотке возбуждения при оперативных отключениях генератора, а также в случае аварий в генераторе. Конструкцию устройств и элементов входящих в схему возбуждения, рассчитывают с учетом перечисленных требований, выполнение которых позволяет улучшить работу не только турбогенератора, но и энергосистемы в целом.

3.1. Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока.

Генератор постоянного тока в качестве основного источника энергии возбуждения широко применялся для турбогенераторов мощностью до 120 МВт. Соединен возбудитель муфтой непосредственно с валом турбогенератора, поэтому данная система возбуждения является независимой от напряжения на выводах генератора. Достоинствами системы являются относительная простота, малая стоимость и высокая надежность. К существенным недостаткам электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока относятся большие постоянные времени (0,3—0,6 с), низкий потолок возбуждения (не более $2U_{в.н}$) и, соответственно, небольшие скорости

подъема возбуждения (1,5— 2,5 ед. возб/с). Из-за этих недостатков рассматриваемая система; возбуждения применяется в настоящее время только для турбогенераторов мощностью до 60 МВт.

Коллекторные возбудители постоянного тока объединены в серию, обозначенную ВТ. Основные данные возбудителей этой серии представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Технические данные коллекторных возбудителей постоянного тока

Турбогенератор	Возбудитель	Номинальные данные				Режим форсировки	
		P_{T} кВ	U , В	I , А	η , %	U_{max} В	$\frac{\Delta U}{\Delta t}$ В/с
T2-6-2	ВТ-50-3000	50	150	333	-	300	300
T2-12-2	ВТ-75-3000	75	230	326	-	460	460
ТВ2-30-2	ВТ-120-3000	130	250	250	90	400	400
ТВ-60-2	ВТ-170-3000	190	250	760	90	450	500
ТВ2-100-2	ВТ-300-3000	300	400	750	92	800	900
ТВФ-60-2	ВТ-450-3000	470	280	1680	90,4	480	590

Возбудитель является четырех- или шестиполусной машиной с воздушным охлаждением. На главных полюсах расположены основная и дополнительная обмотки возбуждения. В наконечники полюсов встроена компенсационная обмотка. Генераторы постоянного тока типа ВТ имеют, как правило, параллельное возбуждение.

Принципиальная схема рабочей системы возбуждения с возбудителем постоянного тока показана на рис. 3.1. Обмотка якоря возбудителя B подключена к обмотке возбуждения турбогенератора $ОВГ$. Реостат $РР$, включенный последовательно с основной обмоткой возбуждения $ОВВ$, позволяет вручную регулировать напряжение возбудителя. Изменением тока в дополнительной обмотке возбуждения $ДОВВ$, подключенной к

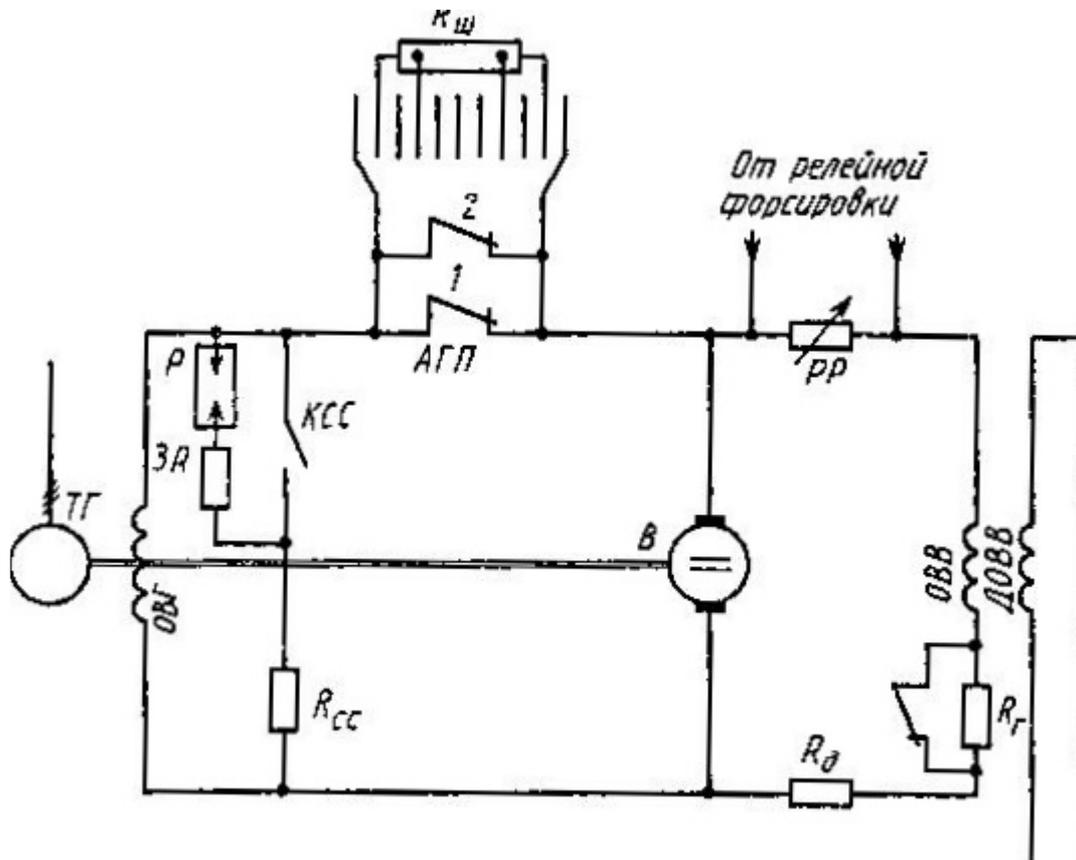


Рис. 3.1. Система возбуждения с электромашинным возбудителем постоянного тока

автоматическому регулятору возбуждения *АРВ*, осуществляется поддержание заданного уровня напряжения турбогенератора. Дополнительный резистор *R_d* ограничивает максимальное напряжение возбуждения и предотвращает тем самым появление «кругового огня» на коллекторе возбудителя в режиме форсировки. Контактор *KCC* и резистор *R_{cc}* используются при включении турбогенератора в сеть способом самосинхронизации. Разрядник *P* и резистор *ЗР* защищают обмотку возбуждения турбогенератора от перенапряжений. Регулировочный реостат *РР* шунтируется специальным контактором в режиме форсировки. Для быстрого гашения магнитного поля в схеме установлен автомат гашения поля *АГП*.

Тихоходные возбудители с приводом от асинхронного двигателя нашли более широкое распространение, но в качестве резервной системы возбуждения. Питание асинхронных двигателей осуществляется от шин 6 кВ собственных нужд, поэтому такая система возбуждения является зависимой. На электростанциях с блоками мощностью 60 и 100 МВт устанавливают один резервный возбудитель на станцию, а с блоками мощностью 150 МВт и выше — по одному на четыре турбо-

генератора. Недостатком тихоходных возбудителей является малое быстродействие возбуждения при форсировке. Для уменьшения влияния на работу резервной системы возбуждения снижения напряжения на шинах собственных нужд станции при авариях в системе на валу асинхронного двигателя устанавливают маховик, создающий запас кинетической энергии.

3.2.Электромашинная система возбуждения с высокочастотным генератором переменного тока.

Система возбуждения от вспомогательного генератора переменного тока частотой 500 Гц с последующим преобразованием его в постоянный ток статическими выпрямителями позволяет осуществить высокий потолок возбуждения (до четырехкратного) и может быть выполнена для турбогенераторов большой мощности. Такой системой возбуждения оборудованы генераторы серии ТВВ мощностью до 320 МВт. В качестве возбудителя переменного тока используются синхронные высокочастотные индукторные генераторы типа ВГТ. Соединяется индукторный генератор непосредственно с валом ротора турбогенератора. На статоре генератора расположены трехфазная обмотка переменного тока, две независимые и одна последовательная обмотки возбуждения постоянного тока. Ротор обмоток не имеет и представляет собой десятизубцовый сердечник, набранный из листов электротехнической стали. Таким образом, ротор индукторного генератора образует зубчатую магнитную систему, создающую при частоте вращения 3000 об/мин пульсацию магнитного потока с частотой 500 Гц. Охлаждение возбудителя косвенное, воздушное. Четыре вертикальных воздухоохладителя встроены в корпус статора. На фундаментной плите возбудителя на изолированной подставке установлен подвозбудитель, представляющий собой трехфазный синхронный генератор с постоянными магнитами. Подвозбудитель служит для питания обмоток возбуждения индукторного генератора через выпрямительное устройство. Высокочастотный возбудитель имеет два стояковых подшипника с принудительной циркуляцией масла, подаваемого от масляной системы турбины.

Таблица 3.2

Технические данные высококачественных индукторных возбуждителей

Турбогенератор	Возбудитель	Номинальные данные				Режим форсировки
		P_{T} , кВ	U , В	I , А	η , %	U_{max} , В
ТВВ-165-2	ВГТ-2500-500	1100	435	1680	88,5	795
ТВВ-220-2	ВГТ-2700-500А	1230	370	2220	89,1	676
ТВВ-320-2	ВГТ-4500-500	1900	525	2400	90,7	958

Подшипники изолированы от фундаментной плиты и от напорного и сливного маслопроводов. Основные данные возбудителей серии ВГТ приведены в табл. 3.2. Отсутствие обмоток на вращающемся роторе возбудителя существенно повышает надежность системы возбуждения, так как скользящий контакт в виде контактных колец и щеток отсутствует. Электрическая схема электромашинной системы возбуждения переменного тока для турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165—320 МВт показана на рис. 3.2.

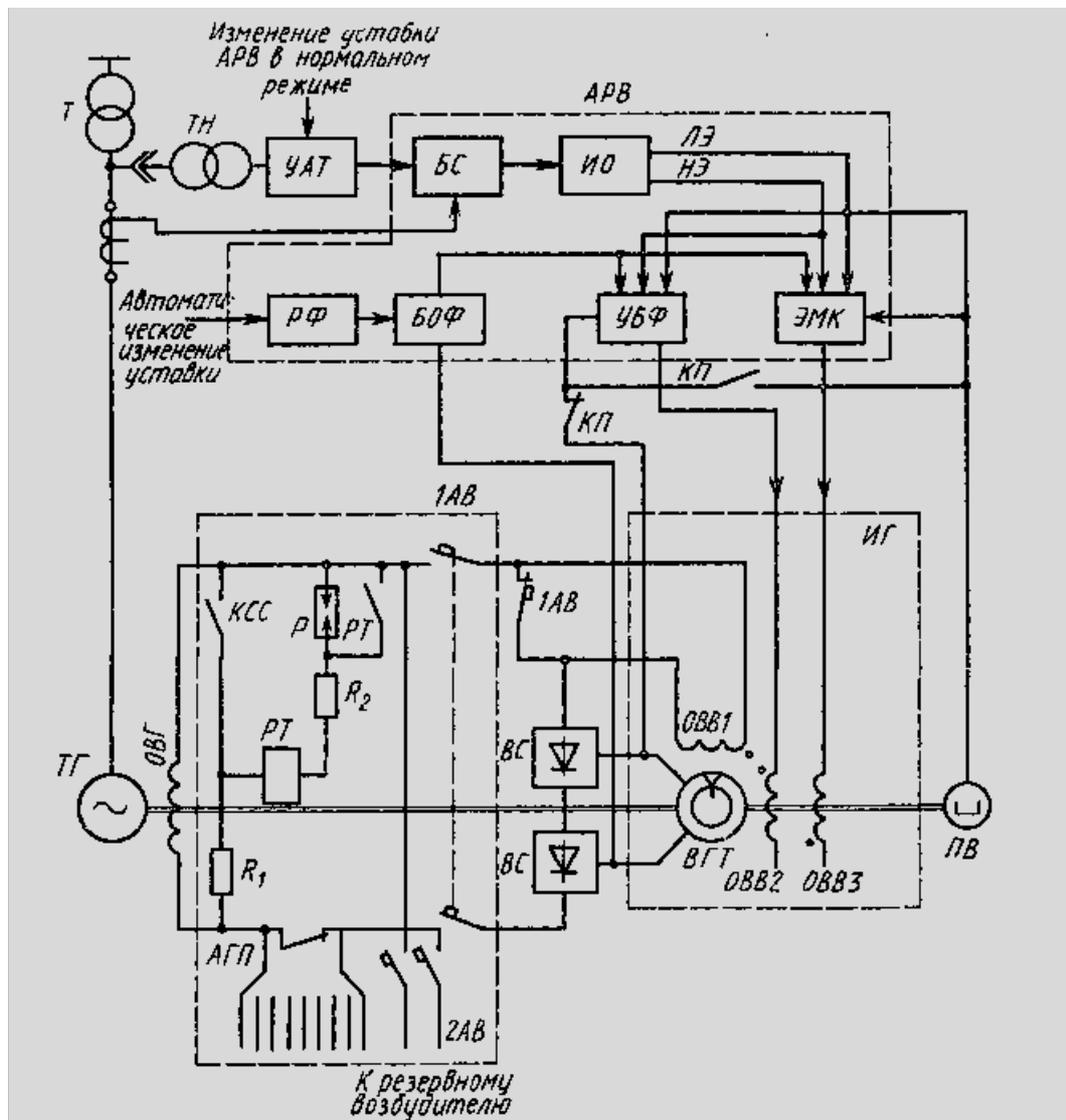


Рис. 3.2. Система возбуждения с высокочастотным возбудителем.

ВГТ — возбудитель; *ПВ* — подвозбудитель; *ТН* — трансформатор напряжения; *ТТ* — трансформатор тока; *УАТ* — установочный автотрансформатор; *КП* — контактор начального пуска; *КСС* — контактор самосинхронизации; *ОВВ1*, *ОВВ2*, *ОВВ3* — обмотки возбуждения возбудителя; *R₁*, *R₂* — резисторы; *РТ* — реле токовое; *P* — разрядник; *1АВ*, *2АВ* — автоматы рабочего и резервного возбуждения; блоки *АРВ* (*БС* — блок статизма; *ИО* — измерительный орган; *РФ* - схема расфорсировки; *УБФ* — устройство бесконтактной форсировки; *ЭМК* — электромагнитный корректор; *ЛЭ*, *НЛЭ* — входы линейного и нелинейного элементов измерительного органа *АРВ*)

Трехфазная обмотка статора имеет две независимые ветви, соединенные со своими выпрямителями *ВС*, собранными по мостовой схеме. Выпрямители питают постоянным током обмотку ротора *ОВГ* турбогенератора. Магнитное поле возбуждения в индукторном генераторе создается его обмотками *ОВВ1*, *ОВВ2* и *ОВВ3*. Обмотка воз-

буждения *ОВВ1* соединена последовательно с обмоткой возбуждения турбогенератора. Независимые обмотки возбуждения *ОВВ2* и *ОВВ3* используются для автоматического регулирования возбуждения, при этом обмотка *ОВВ2* включена согласно с последовательной *ОВВ1*, а обмотка *ОВВ3* — встречно. Наибольшей МДС обладает обмотка *ОВВ1*, и ее последовательное включение создает компаундирование по току нагрузки, а при переходных процессах позволяет использовать компаундирование по свободному току в обмотке ротора турбогенератора. Кроме того, поскольку через последовательную обмотку проходит весь ток ротора, удастся снизить мощность регулирования обмоток *ОВВ2* и *ОВВ3*.

При форсировке возбуждения встречно направленная МДС обмотки *ОВВ3* уменьшается электромагнитным корректором, а МДС обмотки *ОВВ2* возрастает благодаря увеличению тока на выходе устройства бесконтактной форсировки *УБФ*. С увеличением результирующей МДС обмоток возбуждения происходит форсированный рост ЭДС в трехфазной обмотке индукторного генератора и соответственно тока ротора. Для ограничения потолка возбуждения в схему введен блок ограничения форсировки (*БОФ*). При длительности форсировки более 20 с в схеме предусмотрено гашение поля возбуждения автоматом *АГП* и отключение генератора. Регулирование возбуждения и реактивной нагрузки турбогенератора производится установочным автотрансформатором *УАТ*.

Недостатками высокочастотной системы возбуждения являются относительно невысокое быстродействие, составляющее 2— 2,5 ед. возб/с (при глубоких снижениях напряжения — до 2,5— 4 ед. возб/с), и почти в два раза меньшее использование активных материалов в индукторном генераторе по сравнению с обычным синхронным генератором.

В крупных синхронных генераторах применяется электромашинная система возбуждения с управляемыми статическими выпрямителями (тиристорами).

В этой системе возбуждения в качестве возбудителя используется вспомогательный синхронный генератор частотой 50 Гц, расположенный на одном валу с турбогенератором. Переменный ток возбудителя выпрямляется статической установкой, состоящей из управляемых полупроводниковых кремниевых вентилей — тиристоров. Управление тиристорами практически безынерционно, поэтому их использование обеспечивает малые постоянные времени системы возбуждения ($T_{е} < 0,02$ с) и высокое быстродействие (до 50 ед.

возб/с) при потолке возбуждения до $4U_{в.н.}$. С системой независимого тиристорного возбуждения работают турбогенераторы серии ТВВ мощностью 500 и 800 МВт, 500 и 800 МВт, и предполагается ее установка на всех турбогенераторах этой серии мощностью 160—800 МВт.

3.3. Возбудители тиристорные для синхронных машин

Тиристорные возбудители серии ВТ предназначены для возбуждения гидро- и турбогенераторов малой мощности, синхронных двигателей и компенсаторов. В комплект ВТ входит: трансформатор Т, автоматический выключатель QF, тиристорный преобразователь ТП со схемой управления, регулирования и защиты СУ, резистор самосинхронизации R_c и тиристорный разрядник FA (рис. 3.3).

Типоразмер возбудителя ВТ-500Т дополнительно содержит выключатели для отключения основного и подключения резервного возбудителя.

Напряжение питания 380 В частотой 50 Гц; для типоразмеров ВТ-400, ВТ-500 и ВТ-500Т возможно напряжение питания 380 В или 6,3 и 10,5 кВ. Исполнение шкафа по степени защиты IP21, охлаждение воздушное естественное. Основные технические данные тиристорных возбудителей серии ВТ представлены в табл. 3.3.

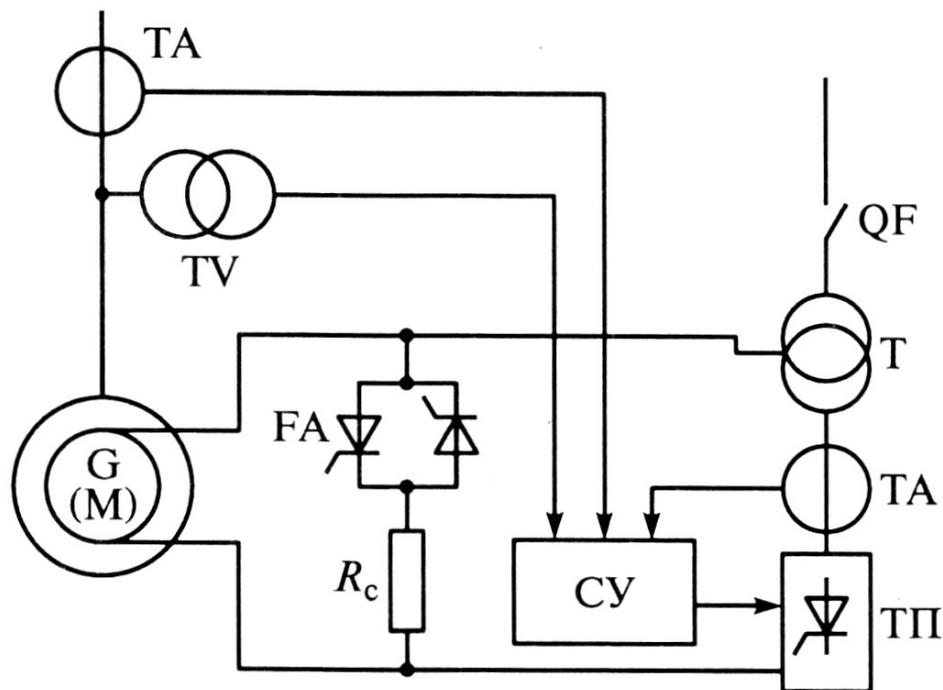


Рис. 3.3. Функциональная схема тиристорного возбудителя серии ВТ

Таблица 3.3.

Основные технические данные тиристорных возбудителей серии ВТ

Типо-размер	Диапазон номинальных напряжений на выходе, В	Диапазон номинальных значений постоянного тока, А	Кратность форсировки по току	Продолжительность форсировки, с
ВТ-320				
ВТ-400	48 – 210	160 – 320	2	60
ВТ-500	48 – 230	160 – 400	2	60
ВТ-500Т	115 – 230	400 – 500	2	20
	150 – 230	220 – 500	2	20

Для типоразмера ВТ-320 схема возбуждения независимая, для других типоразмеров — независимая или самовозбуждение.

Возбудители серии ВТ обеспечивают:

- автоматическую подачу возбуждения при пуске двигателя или включении генератора в сеть методом самосинхронизации в функции скольжения (для двигателей) или частоты и фазы ЭДС (для генераторов);

- постоянство заданного тока возбуждения с точностью $\pm 5\%$ при колебаниях напряжения питающей сети в диапазоне от 70 до 100 % от номинального;

- местное управление уставкой тока возбуждения;

- гашение тока возбуждения инвертированием при отключении двигателя или генератора от сети;

- ограничение минимального и максимального значений тока возбуждения.

Возбудитель обеспечивает защиту от короткого замыкания возбудителя и перегрева резистора самосинхронизации.

Тиристорные возбудители серии ВТЕ (возбудитель тиристорный с естественным охлаждением). Возбудители предназначены для питания постоянным током обмотки возбуждения и управления этим током при прямом или реактивном пуске, синхронном вращении и аварийных режимах синхронных двигателей серий СТДМ, СТД, СДК, СДКП, СДГМ, ДС, ДСК.

В табл. 3.4 приведены технические данные тиристорных возбудителей серии ВТЕ. Возбудители получают питание от трёхфазной сети частотой 50 Гц напряжением 380 В и частотой 60 Гц напряжением 440 В. Возбудители для высоковольтных двигателей конструктивно выполняются в шкафах со степенью защиты IP21, климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 4. В возбудителе применена схема выпрямления трёхфазная с нулевым выводом.

Таблица 3.4

Технические данные тиристорных возбудителей серии ВТЕ

Типоразмер	Мощность на выходе, кВт	Номинальное напряжение на выходе, В	Номинальный постоянный	КПД, %	Масса, кг (возбудитель + трансформатор)

			сто- янный ток, А		
ВТЕ10-315/48Т	15,1	48	315	91,4	350 + 390
ВТЕ10-315/75Т	23,6	75	315	93,0	431 + 665
ВТЕ10-315/115Т	36,2	115	315	94,1	505 + 865
ВТЕ10-315/150Т	47,3	150	315	94,2	603 + 865
ВТЕ10-315/230Т	72,5	230	315	95,3	643 + 865

Возбудители имеют ручной и автоматический способы регулирования возбуждения. Комплектно с возбудителем поставляются силовой согласующий трансформатор.

Тиристорные возбудители серии ТВУ обеспечивают:

- автоматическую подачу тока возбуждения в функции тока статора;
- форсировку тока возбуждения $1,4I_{в.ном}$ при падении напряжения в сети на 15 – 20 % от номинального значения;
- ограничение напряжения возбуждения по его минимальному значению и тока возбуждения по его наибольшему значению;
- форсированное гашение поля ротора переводом выпрямителя в инверторный режим;
- защиту от внутренних и внешних коротких замыканий.

Технические данные возбудителей серии ТВУ-315 приведены в табл.3.5.

Таблица 3.5

Технические данные тиристорных возбудителей серии ТВУ-315

Типоразмер	Мощность на выходе, кВт	Номинальное напряжение на выходе, В	Схема выпрямления	Номинальный постоянный ток, А	КПД, %	Масса, кг
ТВУ-315/48Т	15,1	48	Трёхфазная с нуле-	315	91,4	360
ТВУ-315/75Т	23,6	75		315	93,0	360

ТВУ-315/115Т	36,2	115	ВЫМ ВЫВОДОМ	315	94,1	360
ТВУ-315/150Т	47,3	150	Трёхфаз- ная мостовая	315	94,2	360
ТВУ-315/230Т	72,5	230		315	95,3	360

Тиристорный агрегат возбуждения типа АТВ предназначен для регулирования тока возбуждения мощных синхронных двигателей в приводах насосов, вентиляторов, компрессоров т.п. Он обеспечивает: уверенный пуск двигателя с автоматической подачей возбуждения с необходимой выдержкой времени; защиту при аномальных режимах и диагностику причин отключения; возможность регулирования тока возбуждения по значениям коэффициента мощности двигателя.

Технические данные агрегата:

- Номинальный выпрямительный ток 250 А
- Диапазон регулировки тока 140 – 260 А
- Погрешность регулирования (не более) ... 2 %
- Сопротивление пускового резистора 1,5 Ом
- Напряжение питающей сети 380 В
- Габаритные размеры шкафа 800×600×300 мм
- Масса 50 кг

Агрегат обеспечивает управление возбуждением синхронного двигателя как в рабочем (синхронном) режиме, так и при асинхронном пуске.

Тиристорный агрегат имеет световую сигнализацию о наличии напряжения питания и причине аварийного отключения.

Контрольные вопросы.

1. Для каких целей служит возбудитель синхронной машины?
2. Для каких генераторов применяют возбуждение от генератора постоянного тока (ГПТ)?
3. В чем преимущества систем возбуждения от ГПТ, и какие недостатки они имеют?
4. Для каких машин используют возбудители на основе высокочастотных генераторов? Как они устроены?

5. В чем заключаются достоинства и недостатки тиристорных возбудителей для синхронных машин?

6. Какие требования предъявляются к возбудителям крупных синхронных генераторов?

ЧАСТЬ 2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Глава 4. Выбор основных размеров и обмоточных данных турбогенератора.

Турбогенераторами (ТГ) называют синхронные генераторы трехфазного тока, приводимые во вращение паровой или газовой турбиной. По частоте вращения различают двухполюсные турбогенераторы на 3000 об/мин и четырехполюсные – на 1500 об/мин при частоте сети 50 Гц. Использование высокоскоростных турбин и двухполюсных турбогенераторов уменьшает их габариты и удешевляет изготовление.

Турбогенераторы изготавливаются мощностью от нескольких мегаватт до сотен и тысячи мегаватт. Самый крупный по мощности агрегат в мире – это турбогенератор Костромской ГРЭС номинальной мощностью 1200 МВт. Рост единичной мощности турбогенераторов приводит к снижению удельных капиталовложений и стоимости электроэнергии на тепловых электростанциях. Так как объем турбогенераторов изменяется в относительно узких пределах, то увеличение мощности происходит в основном за счет увеличения электромагнитных нагрузок. КПД турбогенераторов высок и возрастает от 95 до 98,8 % с увеличением номинальной мощности машин от 6 до 1200 МВт. Незначительное увеличение КПД при росте номинальной мощности означает увеличение абсолютного значения мощности потерь в генераторе. Например, для ТГ мощностью 100 и 500 МВт, имеющих примерно одинаковые объемы, эти потери составляют соответственно 1,3 и 6 МВт, поэтому увеличение номинальной мощности ТГ требует более интенсивного охлаждения. В качестве охлаждающих материалов широкое распространение получили воздух, водород, дисцилированная вода и трансформаторное масло.

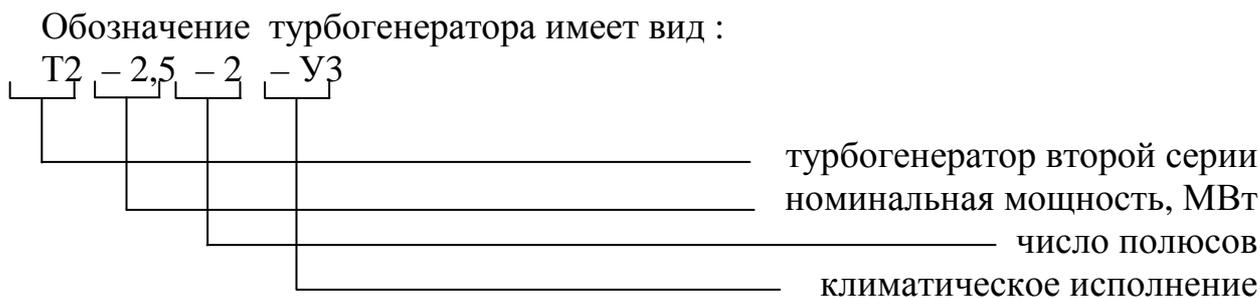
По принципу охлаждения все ТГ можно подразделить на генераторы с косвенным (поверхностным) охлаждением, непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора, со смешанным охлаждением.

Классификация турбогенераторов различной мощности представлена в таблице 4.1

Типы турбогенераторов

Таблица 4.1

Наименование серии, завод-изготовитель	Система охлаждения		
	Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
T2–2,5–2 T2–4–2 T2–6–2 T2–12–2 “Электросила” С-Петербург T–2,5–2У3 T–12–2У3 Лысьвенский завод	Косвенное воздушное	Непосредственное воздушное	Косвенное воздушное
ТВ2–30–2 ТВ2–100–2 ТВ2–150–2 “Электросила” С-Петербург	Косвенное водородное	Непосредственное водородное	Косвенное водородное
ТВФ–63–2ЕУ3 ТВФ–110–2ЕУ3 “Электросила” С-Петербург	Косвенное водородное	Непосредственное водородное	Форсированное непосредственное водородное
ТВВ–160–2ЕУ3 ТВВ–320–2ЕУ3 ТВВ–500–2ЕУ3 ТВВ–800–2ЕУ3 ТВВ–1000–2У3 ТВВ–12000–УУ3 “Электросила” С-Петербург	Непосредст- венное водой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом
ТЗВ–800–2У3 “Электросила” С-Петербург	Непосредст- венное водой	Непосредственное водой	Непосредственное водой
ТГВ – 200 – 2 ТГВ – 300 – 2 ТГВ – 500 – 2 “Электротяжмаш” г. Харьков	Непосредствен- ное водородное, у ТГВ-500 – непо- средственное водой	Непосредственно водородное	Непосредственное водородное, у ТГВ–500 – непосредственное водой
ТВМ – 300 ТВМ – 500 “Сибэлектротяж- маш” г. Новосибирск	Непосредст- венно маслом	Непосредственно маслом	Непосредственно водой



В Приложениях 1...4 приведены продольные разрезы турбогенераторов различных типов.

В качестве перспектив развития турбогенераторов следует отметить не только стремление к увеличению единичной мощности новых агрегатов, но и модернизацию турбогенераторов, находящихся в длительной эксплуатации. Для машин серий ТВ и ТВ2 – это переход на увеличенное давление водорода и непосредственное охлаждение обмотки ротора, то есть переход этих генераторов в серию ТВФ. Многолетний опыт эксплуатации турбогенераторов воздушного охлаждения показал их высокую надежность и невысокие эксплуатационные расходы. Возможно изготовление таких машин мощностью до 200 МВт. Некоторыми зарубежными фирмами изготовлены и эксплуатируются турбогенераторы воздушного охлаждения на мощности 75...95 МВт с предусмотренной форсировкой при пиковых нагрузках, за счет повышения давления охлаждающего воздуха.

4.1 Выбор основных размеров и обмоточных данных турбогенератора

4.1.1. Основные размеры и электромагнитные нагрузки

В задании на проектирование турбогенератора задаются номинальная активная мощность P_n , номинальное линейное напряжение $U_{нл}$, номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_n$, частота вращения n_1 (об/мин), частота f , перегрузочная способность S , способ охлаждения и давление охлаждающего газа. Последнее следует принимать для водородного охлаждения равным 2 атм., если иное не оговорено в задании.

Как правило, в турбогенераторах применяется соединение трехфазной обмотки статора по схеме “звезда”. При расчете синхронных

машин удобнее пользоваться фазными величинами напряжений и токов.

Номинальное фазное напряжение для схемы соединения “звезда”, кВ,

$$U_H = \frac{U_{НЛ}}{\sqrt{3}} \quad (4.1)$$

Номинальный ток, А,

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НЛ} \cos \varphi_H} \quad (4.2)$$

где P_H , в кВт.

Рассчитывается также полная номинальная мощность, кВА

$$S_H = \frac{P_H}{\cos \varphi_H} \quad (4.3)$$

и число пар полюсов турбогенератора

$$p = \frac{60f}{n_1} \quad (4.4)$$

Угловая частота вращения, рад/с,

$$\omega = 2\pi f \quad (4.5)$$

Основными размерами турбогенератора являются диаметр расточки статора D_1 , м и длина статора l_1 , м (рис.4.1).

Основные размеры турбогенератора зависят от его полной мощности, угловой частоты вращения и электромагнитных нагрузок. Под электромагнитными нагрузками понимают максимальную индукцию магнитного поля в зазоре B_δ , Тл, и линейную нагрузку статора A_1 , А/м.

$$D_1^2 l_1 = \frac{2S_p}{k_B k_{об} \alpha_\delta \pi A_1 B_\delta \omega} \quad (4.6)$$

Выбор главных размеров целесообразно начать с выбора диаметра расточки статора D_1 , используя для этого кривые, приведенные на рис.4.2.

Кривые на рис.4.2 построены для турбогенераторов, в которых на статоре применяется стеклослюдинитовая изоляция с терморезистивными связующими. При использовании micaлентной компаундированной изоляции и косвенном охлаждении обмотки статора диаметр необходимо увеличить на 8-9 %. При непосредственном водяном охлаждении этого делать не следует, так как в этом случае главные размеры слабо зависят от применяемой изоляции.

После выбора D_1 формулу (4.6) можно представить в виде

$$l_1 = \frac{2S_p}{k_B k_{об} \alpha_\delta \pi A_1 B_\delta D_1^2 \omega} \quad (4.7)$$

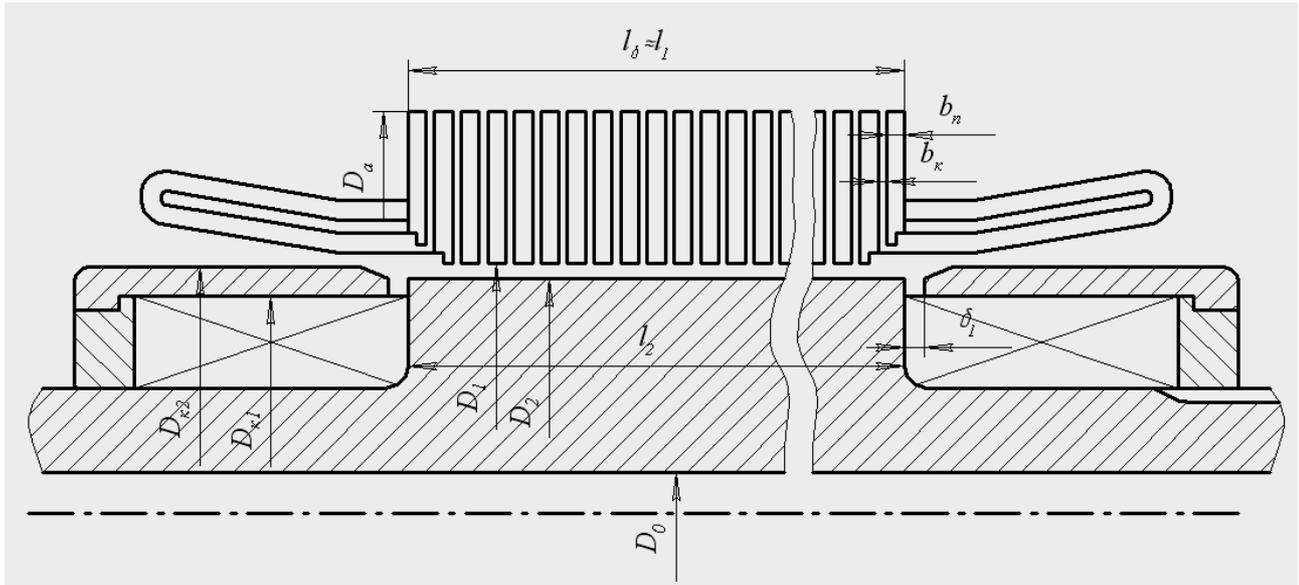


Рис. 4.1. Главные размеры турбогенератора

Для определения l_1 необходимо на стадии выбора главных размеров определить или задать все остальные величины, входящие в первую часть выражения (4.7).

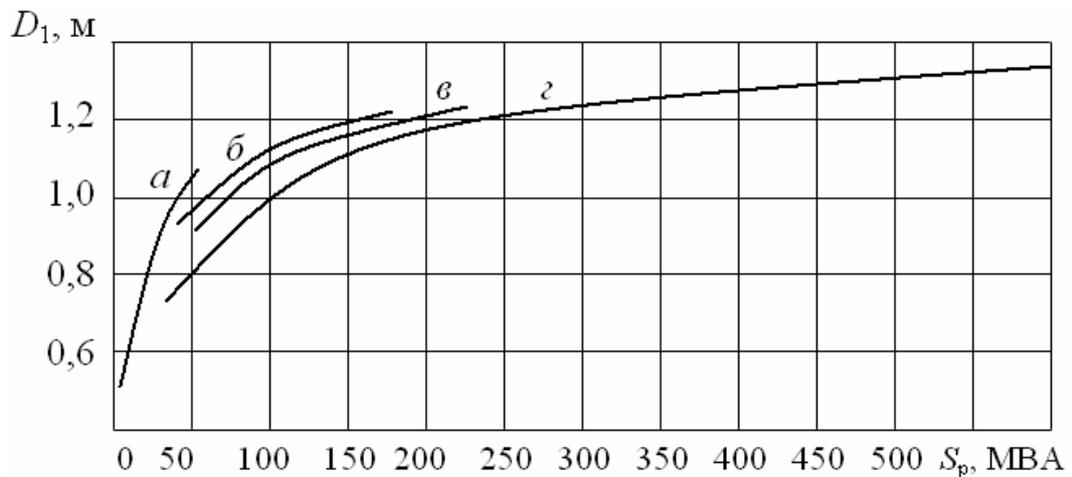


Рис. 4.2. Зависимость внутреннего диаметра статора от электромагнитной мощности и системы охлаждения турбогенератора:

а – косвенное воздушное; *б* – косвенное водородное; *в* – непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора, косвенное водородное охлаждение обмотки статора; *г* – непосредственное водородное охлаждение ротора и водяное обмотки статора

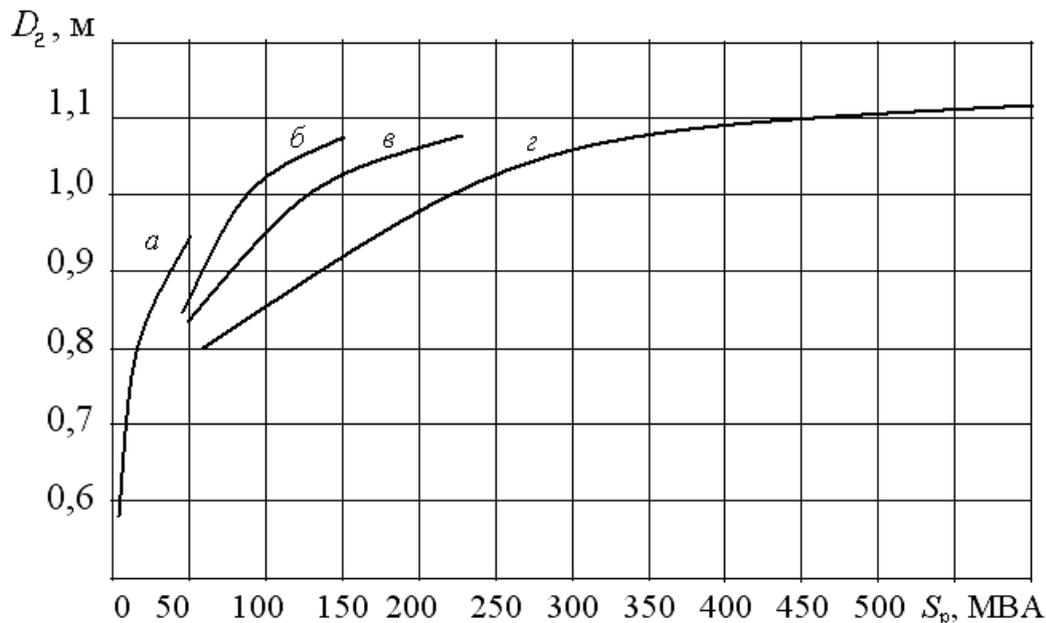


Рис. 4.3. Зависимость диаметра бочки ротора от электромагнитной мощности и системы охлаждения турбогенераторов (обозначения соответствуют рис 4.2)

Электромагнитная (расчетная) мощность турбогенератора, кВт

$$S_p = m_1 E_\delta I_n = k_E \frac{P_n}{\cos \varphi_n} \quad (4.8)$$

где E_δ - э.д.с. обмотки якоря от результирующего поля в зазоре при номинальном режиме работы (фазное значение), кВ; U_n , I_n , P_n - номинальные напряжение, ток (фазные величины) и мощность.

Предварительное значение коэффициента k_E определяется из таблицы 4.2.

Табл. 4.2

Зависимость коэффициента э.д.с. k_E от номинальной мощности и $\cos \varphi$.

$\cos \varphi$ н	Номинальная мощность P_n , МВт					
	30	50	100	150	300	500
0,8	1,09	1,1	1,12	1,14	1,17	1,19
0,85	1,09	1,1	1,1	1,12	1,14	1,16
0,9	1,07	1,08	1,09	1,1	1,12	1,13

Коэффициент полюсного перекрытия α_δ и коэффициент формы поля k_B при чисто синусоидальном распределении поля возбуждения, что обычно выполняется с достаточной точностью в турбогенераторах, имеют значения:

$$k_B = \frac{\pi\sqrt{2}}{4} = 1,11$$

$$a_{\delta} = \frac{2}{\pi} = 0,636$$

Если число пазов на полюс и фазу q_1 достаточно велико, обмоточный коэффициент обмотки статора $k_{об}$ зависит в основном от шага обмотки. Относительный шаг обмотки синхронных генераторов β нужно стремиться выбирать равным 0,83. Для стержневых обмоток можно принять

$$\beta = 0,83$$

которому соответствует предварительное значение обмоточного коэффициента

$$k_{об} = 0,92$$

Исключение составляют катушечные обмотки, иногда применяемые в маломощных турбогенераторах, в которых

$$\beta = 0,45 \dots 0,5$$

Сильное укорочение шага обусловлено здесь необходимостью вводить целую секцию в расточку статора. В этом случае

$$k_{об} \approx 0,65$$

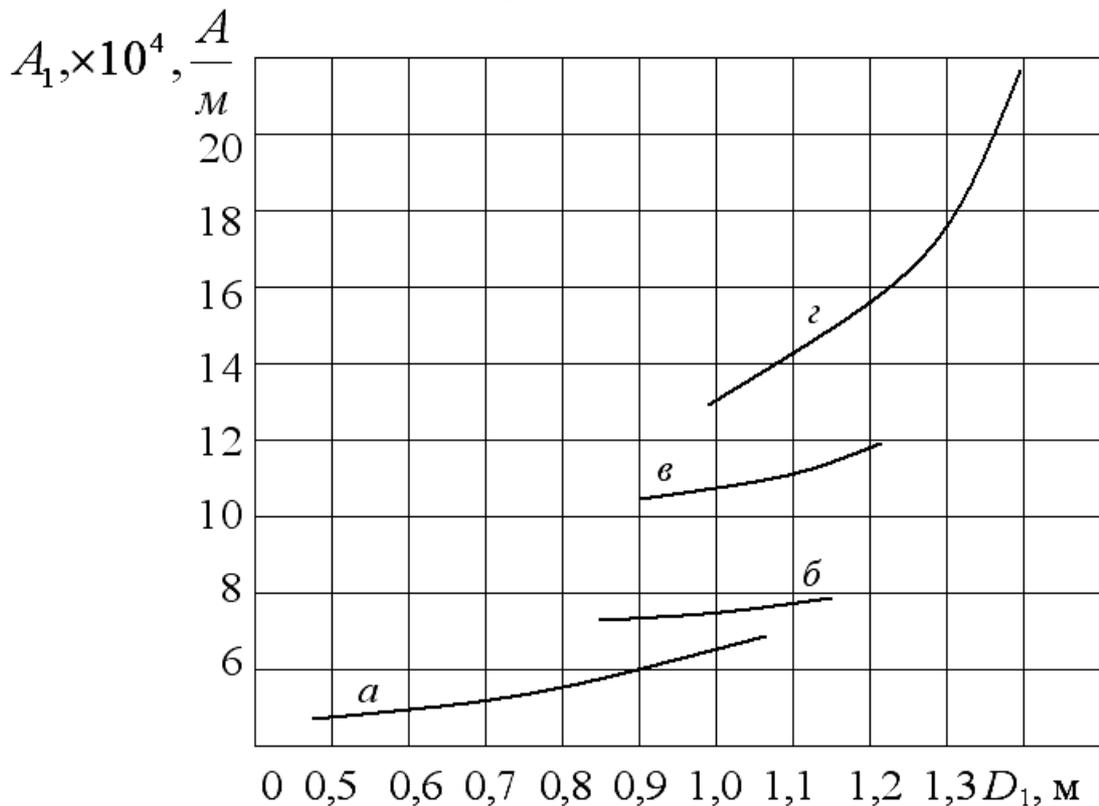


Рис. 4.4. Зависимость линейной индукции от внутреннего диаметра статора и системы охлаждения турбогенератора для микалентной компаундированной изоляции (обозначения соответствуют рис. 4.2.)

Наиболее ответственным моментом при определении главных размеров является выбор электромагнитных нагрузок A_1 и B_{δ} . Для

уменьшения объема активного ядра машины естественно стремление увеличить электромагнитные нагрузки, тем более, что все остальные величины, входящие в выражения (4.6) и (4.7), или однозначно определяются заданием, или изменяются в узких пределах. Необходимо, однако, учитывать, что как линейная нагрузка, так и максимальная магнитная индукция в зазоре всегда ограничены сверху тепловым фактором. При одной и той же системе охлаждения линейная нагрузка растет с увеличением диаметра расточки. Для выбора величины A_l можно воспользоваться семейством кривых на рис.4.4, которые построены на основе опыта проектирования оптимально использованных и хорошо работающих турбогенераторов с микалентной компандированной изоляцией. При использовании современных типов изоляции типа “Слюдотерм” или “Монолит-2” (класс нагревостойкости F) линейные нагрузки при косвенном охлаждении обмотки статора могут быть увеличены примерно в 1,3 раза.

Максимальная индукция магнитного поля в зазоре B_δ ограничена сверху допустимым насыщением магнитной цепи. Попытка чрезмерно увеличить B_δ с целью уменьшения l_l и удешевления турбогенератора приводит к насыщению зубцов статора и ротора, увеличению Н.С. возбуждения, возрастанию потерь на возбуждение и магнитных потерь. Предварительный выбор B_δ на стадии определения главных размеров турбогенератора при любых марках активной стали можно осуществить на основании рис.4.5.

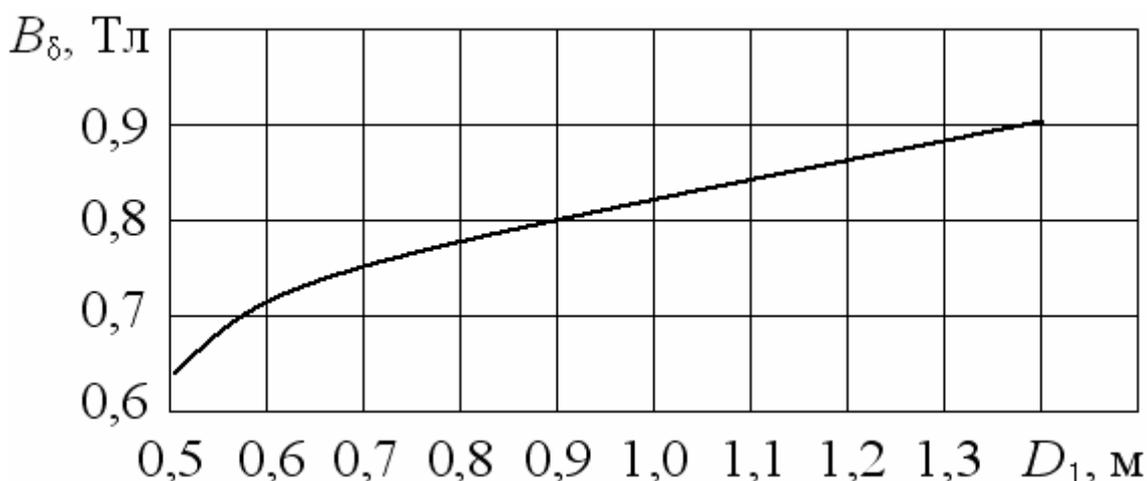


Рис. 4.5. Зависимость максимальной индукции магнитного поля в зазоре от внутреннего диаметра статора

После расчета l_l следует определить число и размеры пакетов стали статора и радиальных вентиляционных каналов, а также дейст-

вительную длину статора l_δ , которая может несколько отличаться от расчетной длины l_l .

Ширина пакетов и каналов зависит от системы охлаждения обмотки статора. При косвенном охлаждении через боковые поверхности пакетов отводятся не только магнитные потери статора, но и часть электрических потерь в обмотке. Поэтому ширину пакетов b_n в этом случае выбирать меньшую, а число n_k – большим. Ширина пакетов при косвенном охлаждении может выбираться в пределах 0,03 – 0,05 м (большие величины для водородного охлаждения). Ширина вентиляционных каналов $b_k = 0,01$ м.

При непосредственном охлаждении потери в обмотке и частично магнитные потери статора отводятся водой, поэтому ширина пакета может выбираться в пределах 0,05 – 0,075 м, а ширина вентиляционных каналов 0,005 м.

Число вентиляционных каналов статора (округляется до ближайшего целого числа)

$$n_k = \frac{l_l - b_n}{b_n + b_k} \quad (4.9)$$

Число пакетов статора

$$n_n = n_k + 1 \quad (4.10)$$

Действительная длина статора

$$l_\delta = n_k b_k + n_n b_n \quad (4.11)$$

4.2. Проектирование обмотки статора

Спроектировать обмотку статора – это значит определить:

- число пазов Z_l ;
- число пазов на полюс и фазу q_l ;
- число параллельных ветвей a_l ;
- шаг обмотки по пазам y_l ;
- число последовательно соединенных витков фазы w_l ;
- число элементарных (параллельных) проводников в одном эффективном, $n_{эл}$;
- размеры и изоляцию элементарных проводников;
- форму и размеры пазов.

Чаще всего в турбогенераторах применяются двухслойные стержневые обмотки с числом катушечных групп на фазу, равным

числу полюсов, с двумя эффективными проводниками на паз $u_{n1} = 2$, с пазами прямоугольной формы и лобовыми частями корзиночного типа. Однако, приводимые ниже расчетные формулы и таблицы применимы также для однослойных стержневых обмоток, иногда используемых в маломощных турбогенераторах для увеличения числа пазов.

Предварительное значение магнитного потока в воздушном зазоре, Вб,

$$\Phi_H = a_\delta B_\delta \tau \cdot l_\delta \quad (4.12)$$

где $\tau = \frac{\pi D_1}{2p}$ – полюсное деление статора, м.

Число последовательно соединенных витков фазы обмотки статора

$$w_1 = \frac{k_E U_H}{\pi \sqrt{2} f k_{об} \Phi_H} \quad (4.13)$$

необходимо округлить до ближайшего целого числа.

Число последовательных витков стержневой обмотки с одновитковыми катушками должно удовлетворять равенству

$$w_1 = \frac{2pq_1}{a_1} \quad (4.14)$$

Вариант обмотки может быть выбран по величине w_1 из таблицы 4.3.

Варианты статорных обмоток турбогенераторов

q_1	$Z_1 = 2pm_1q_1$	$w_1 = u_n \frac{pq_1}{a_1}$			
		$a_1=1$	$a_1=2$	$a_1=3^*$	$a_1=4^1$
4	24	8 (4)	4 (2)	-	-
4,5	27	9	-	-	-
5	30	10 (5)	5	-	-
5,5	33	11	-	-	-
6	36	12 (6)	6 (3)	-	3
6,5	39	13	-	-	-
7	42	14 (7)	7	-	-
7,5	45	15	-	5	-
8	48	16 (8)	8(4)	-	4(2)
8,5	51	17	-	-	-
9	54	18 (9)	9	6	-
9,5	57	19	-	-	-
10	60	20 (10)	10 (5)	-	5
10,5	63	21	-	7	-
11	66	22 (11)	11	-	-
11,5	69	23	-	-	-
12	72	24 (12)	12 (6)	8	6(3)
12,5	75	25	-	-	-
13	78	26 (13)	13	-	-
13,5	81	27	-	9	-
14	84	28 (14)	14 (7)	-	7
14,5	87	29	-	-	-
15	90	30 (15)	15	10	-
15,5	93	31	-	-	-
16	96	32 (16)	16 (8)	-	8 (4)

Примечания:

1. Таблица составлена для обмоток с одновитковыми катушками $2p = 2$; $m_1 = 3$.
2. Цифры в скобках соответствуют однослойным обмоткам.

Выбранный вариант должен удовлетворять ограничениям по зубцовому шагу статора t_1 и полному току паза I_{n1} . Эти ограничения назначаются из условия ограничения перепада температуры в пазовой

изоляции (при косвенном охлаждении) и по технологическим факторам.

Зубцовый шаг статора, м

$$t_1 = \frac{\pi D_1}{Z_1} \quad (4.15)$$

рекомендуется в пределах

$t_1 = 0,04 \dots 0,07$ (м) – при косвенном охлаждении,

$t_1 = 0,045 \dots 0,12$ (м) – при непосредственном охлаждении.

Полный пазовый ток, А

$$I_{n1} = \frac{u_n I_H}{a_1} \quad (4.16)$$

рекомендуется в пределах

$I_{n1} \leq (2,5 \dots 6,5) \cdot 10^3$ (А) – при косвенном охлаждении,

$I_{n1} \leq (4 \dots 20) \cdot 10^3$ (А) – при непосредственном охлаждении.

Если условия (4.15) или (4.16) не выполняются, то нужно выбрать обмотку с большим числом параллельных ветвей, изменяя при необходимости число витков в фазе в большую сторону. После этого необходимо уточнить величины магнитного потока и индукции в зазоре, выразив их из формул (4.13) и (4.12).

После выбора обмотки можно приступить к проектированию паза статора. В турбогенераторах, как крупных электрических машинах, применяются для статорных обмоток медные проводники прямоугольного сечения и, следовательно, пазы прямоугольной формы (рис.4.6). Поскольку на данном этапе зубцовый шаг статора определен, то необходимо выбрать соотношение b_{n1}/t_1 . От этого соотношения зависят многие технико-экономические показатели турбогенератора. Вопрос об оптимальном соотношении b_{n1}/t_1 при различных номинальных напряжениях подробно рассмотрен в работе [3]. Здесь мы воспользуемся основными результатами проведенного анализа, в соответствии с которым $(b_{n1}/t_1)_{\text{опт}} = 0,5$ для любого способа охлаждения. Практически же рекомендуется принимать ширину паза, м

$$b_{n1} = (0,35 \dots 0,45)t_1 \quad (4.17)$$

что обеспечивает высокое использование и хорошие технологические показатели.

Ширина зубца в узком месте, м

$$b_{z1} = t_1 - b_{n1} \quad (4.18)$$

Полученная ширина зубца в узком месте должна удовлетворять

ограничению

$$b_{z1} \geq \frac{B_{\delta t_1} l_{\delta}}{B_{z1m} l_{c1}} \quad (4.19)$$

где B_{z1m} – индукция магнитного поля в коронке зубца статора, Тл
 $B_{z1m} = 1,55 \dots 2,0$ Тл – для большинства современных электротехнических сталей;

$l_{c1} = (l_{\delta} - n_k b_k) k_c$ – длина чистой стали по оси статора, м;

$k_c = 0,93 \dots 0,95$ – коэффициент заполнения сталью пакетов статора.

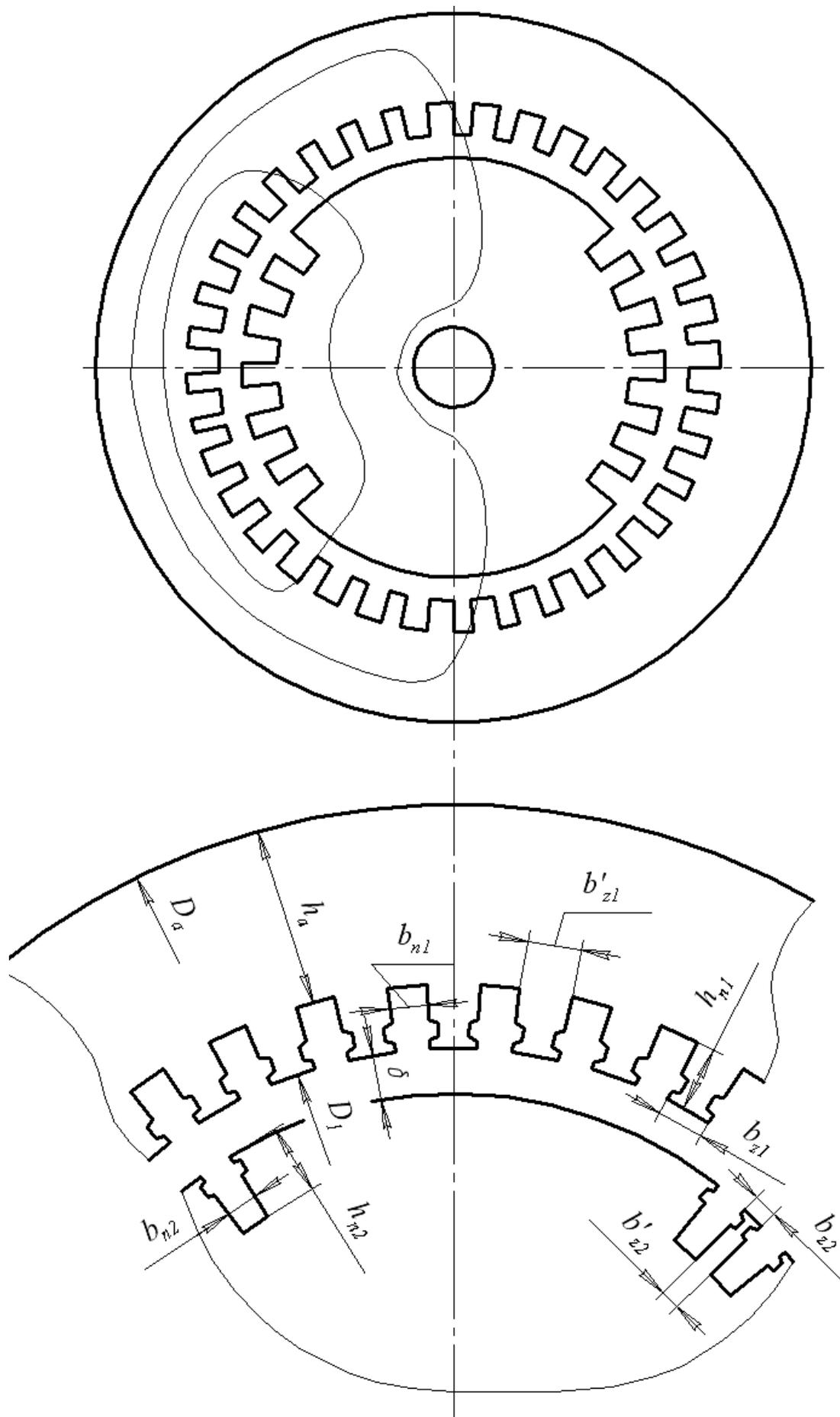


Рис. 4.6. Магнитная система турбогенератора

Второй основной величиной, выбираемой при проектировании паза, является плотность тока в обмотке статора j_1 , которая определяет сечение стержня обмотки, удельные электрические потери в меди статора и величину перегрева обмотки статора.

Плотность тока в обмотке статора сильно зависит от типа и толщины пазовой изоляции. Поэтому вначале необходимо выбрать изоляцию паза по рис.4.7.- 4.9. и таблицам 4.4., 4.5.

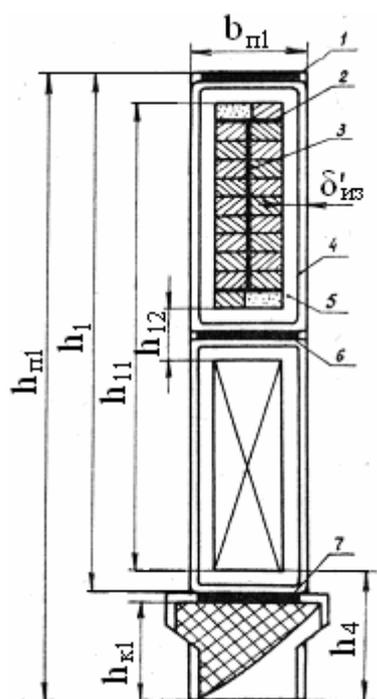


Рис. 4.7. Конструкция микалентной компаундированной пазовой изоляции при косвенном охлаждении обмотки статора (Табл. 4.4)

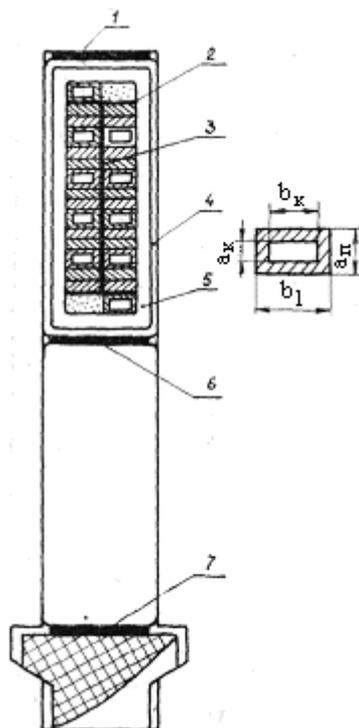


Рис. 4.8. Конструкция микалентной компаундированной пазовой изоляции и стержня обмотки статора с непосредственным водяным охлаждением

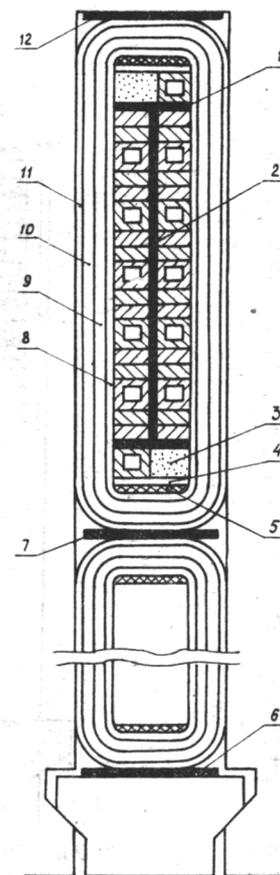


Рис. 4.9. Конструкции пазовой изоляции типа «Монолит-2» и «Слюдотерм» (Табл. 4.5)

Таблица 4.4

Размеры изоляции на основе микаленты в пазовой части стержневых обмоток (рис.4.7, 4.8). Класс изоляции В. Провод марки ПСД или ПДА.

Номер поз.	Наименование		Толщина по ширине и высоте, мм при						
			$U_{нл}$ до 3,15кВ	$U_{нл}=$ 6,3 кВ	$U_{нл}=$ 10,5 кВ	$U_{нл}=$ 13,8 кВ	$U_{нл}=$ 15,8 кВ	$U_{нл}=$ 18,0 кВ	$U_{нл}=$ 20,0 кВ
1	Электрокартон на дне паза		0,1						
2	Миканит гибкий под переходы		0,4						
3	Бумага асбестовая		0,5						
4	Микалента черная		3,5	6,0	8,0	9,5	10,5	12,5	12,5
5	Лента асбестовая		1,0						
	Лаковое покрытие		0,2						
	Разбухание изоляции от пропитки	по ширине	0,3						
		по высоте	1,0						
6	Прокладки между стержнями		2,0	2,5	3,0				
7	Прокладка под клином		1,0						
	Допуск на укладку	по ширине	0,3		0,5				
		по высоте	0,2		0,3				
	Общая толщина изоляции на паз, $\delta_{из}$, мм	по ширине одно-сторонняя	2,5	4,2	5,3	6,0	6,5	7,5	7,5
		по высоте	7,2	10,7	13,3	14,8	15,8	17,8	17,8

После выбора общей двухсторонней толщины изоляции по ширине паза $2\delta_{из}$ можно определить предварительную ширину провод-

ника обмотки статора, учитывая, что по условию транспозиции по ширине паза всегда укладывается 2 элементарных проводника:

$$b'_{m1} = \frac{b_{n1} - 2\delta_{уз}}{2} \quad (4.20)$$

Плотность тока j_I для изоляции на термореактивных связующих и при токе паза $I_n \leq 10000 A$ предварительно можно определить по семейству кривых рис.1.10, а для $I_n \geq 10000 A$ по рис.4.11.

Плотности тока при $I_n > 10000 A$ следует считать минимальными. Для уменьшения индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора, экономии меди и изоляции плотность тока может приниматься на 10-40% большей.

Длина витка обмотки статора, м

$$l_{\omega} = 2(l_{\delta} + l_{лоб}) \quad (4.21)$$

где $l_{лоб}$ – длина лобовой части полувитка, на данном этапе проектирования

$$l_{лоб} = (1,6...1,8) \cdot \left(\frac{2U_{н.л}}{10^5} + \beta\tau \right) \quad (4.22)$$

Таблица 4.5

Размеры изоляции паза (рис.4.9). Класс изоляции F.

Позиция	Наименование	Материал		Двухсторонняя толщина изоляции в зависимости от напряжения, мм									
		наименование	толщина, мм	по ширине					по высоте				
				10,5 кВ	13,8 кВ	15,7 кВ	18 - 20 кВ	24 кВ	10,5 кВ	13,8 кВ	15,75 кВ	18 - 20 кВ	24 кВ
	Изоляция переходов	Миканит гибкий ГФС или ГПС	0,2	-					0,4				
	Изоляция между полустержнями	Ткань стеклянная таблетированная, пропитанная эпоксидно-фенольным лаком	-	0,5					-				
	Выравнивающая масса	Замаска ЭЗ-215	-	-					-				
	Разбухание изоляции проводников от пропитки (промазки)		-	-					а				
	Выравнивающая масса	Шпатлевка ЭШ-211	-	0,2					0,4				
	Накладка	Стеклотекстолит СТЭФ-1	0,5 1,0	-					-	1,0	-	-	2,0
	Полупроводящее покрытие	Лента стеклянная впритык (промазанная лаком ЭПП-28)	0,1	0,3					0,3				
	Изоляция от корпуса	Лента стеклослюдинитная ЛТСС-3, впол-нахлеста	0,17	8,0	9,5	10,5	12,5	14,0	8,0	9,5	10,5	12,5	14,0
0		Лента стеклянная впритык	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Полупроводящее покрытие	Лента асболовсановая впритык (покрытая полупроводниковым лаком)	0,35	-					1,0				
	Толщина изоляции		-	9,7	11,5	12,5	14,5	16,0	10,8	12,6	13,6	16,6	18,1
2	Прокладка на дне паза	Стеклотекстолит СТЭФ - I	1,0	-					1,0				
	Прокладка между стержнями	Стеклотекстолит СТЭФ - II	5,0	-					5,0				
	Прокладка под клин	Стеклотекстолит СТЭФ - I	1,0	-					1,0 не менее				
	Зазор на укладку			0,5									
	Общ. одностор-я толщ. изол. $\delta_{из,мм}$			5,1	6,0	6,5	7,5	8,25	14,5	16,3	17,3	20,3	21,8

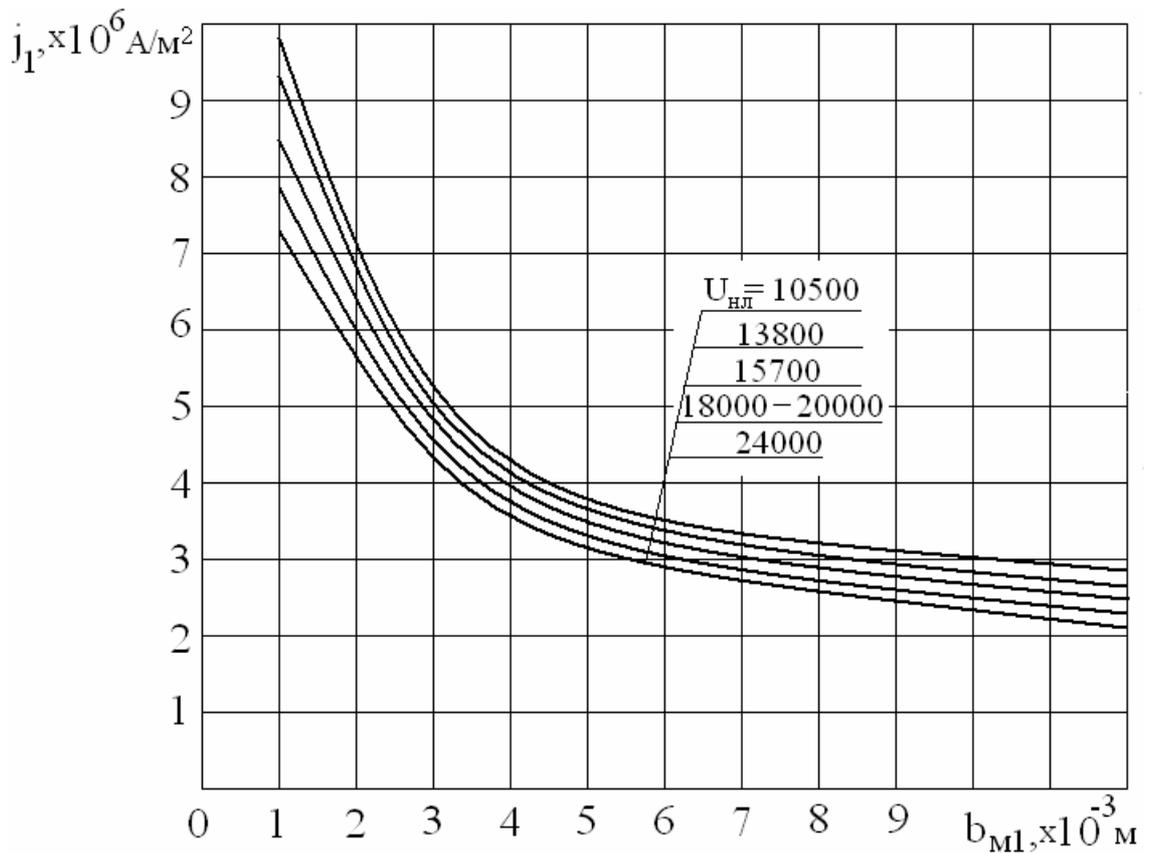


Рис. 4.10. Плотность тока в обмотке статора турбогенератора для изоляции на терморезистивных связующих

После выбора плотности тока может быть определено предварительное сечение эффективного проводника обмотки статора

$$S_1 = n_{эл} S_c = \frac{I_n}{a_1 j_1} \quad (4.23)$$

состоящего из $n_{эл}$ элементарных проводников одинакового сечения S_c .

Эффективный проводник подразделяется на отдельные изолированные проводники для уменьшения добавочных электрических потерь. Число $n_{эл}$ может достигать 50 и более. В случае стержневой обмотки стержень, как правило, выполняется с транспозицией в пазовой части на 360 или 540° . В катушечных обмотках применяются другие виды транспозиции. В транспонированном стержне отсутствуют добавочные потери от неравномерного распределения тока между элементарными проводниками (то есть добавочные потери 1-го рода). Остаются только добавочные потери, обусловленные вихревыми токами в пределах одного элементарного проводника, которые сильно увеличиваются с ростом размера элементарного проводника $a_{м1}$ по высоте паза.

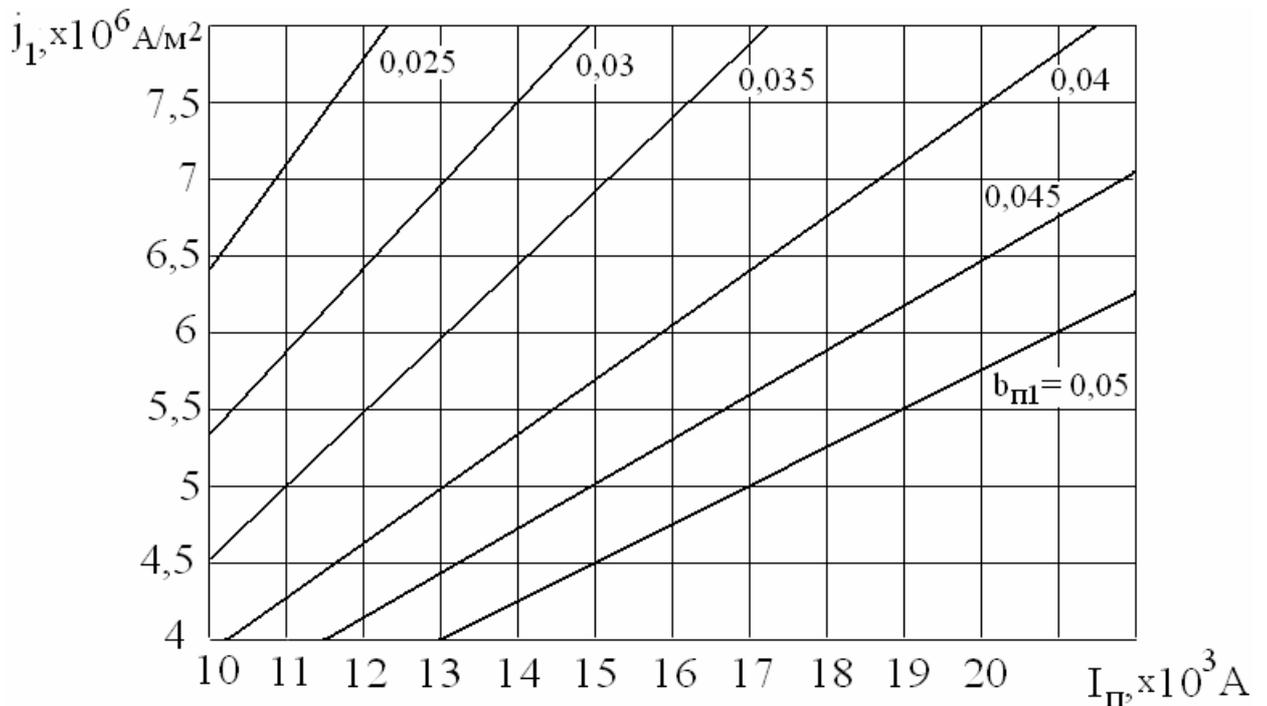


Рис. 4.11. Плотности тока обмотки статора турбогенератора при больших объемах тока в пазу

При выборе размеров элементарного проводника обмотки статора следует руководствоваться следующими соображениями:

- предварительная ширина неизолированного проводника рассчитывается по формуле (4.20), размеры голого проводника меньше на двухстороннюю толщину изоляции (таблица 4.6);
- высота элементарного проводника для ограничения добавочных потерь выбирается в пределах $a_{м1} = 1,45 - 3,03$ мм, сечение сплошного проводника $S_c = 10-16$ мм²;
- число элементарных проводников в одном эффективном

$$n_{эл} = \frac{S_l}{S_c} \quad (4.24)$$

должно быть четным.

Удовлетворяющий перечисленным условиям стандартный проводник выбирают из таблицы 4.6.

При непосредственном водяном охлаждении обмотки статора применяют полные элементарные проводники в виде прямоугольных трубок с каналами прямоугольного сечения. Высота канала лежит в пределах 1,5 - 2 мм (уменьшение этой высоты привело бы к резкому увеличению их гидравлического сопротивления), поэтому полный элементарный проводник относительно высокий. С целью уменьшения добавочных потерь полыми, как правило, выполняются не все элементарные проводники – 1/3 или половина.

Таблица 4.6

Размеры и площади поперечного сечения проводов прямоугольного сечения с изоляцией марки ПСД (двусторонняя толщина изоляции 0,3 мм)

$b_{мл}$	$a_{мл}, мм$														
	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,12	2,24	2,36	2,5	2,65	2,8	3,0	3,15
	Расчетное сечение, S_c , мм ²														
4,00	5,585	5,785	6,185	6,437	6,837	7,237	7,637	8,117	8,597	8,891	9,451	10,65	10,85	-	-
4,25	5,735	-	6,585	-	7,287	-	8,137	-	9,157	-	10,08	-	11,35	-	-
4,50	6,085	6,535	6,985	7,287	7,737	8,187	8,637	9,177	9,717	10,07	10,7	11,38	12,05	12,95	13,63
4,75	6,435	-	7,385	-	8,188	-	9,137	-	10,28	-	10,33	-	12,75	-	14,41
5,00	6,785	7,285	7,785	8,137	8,637	9,137	9,637	10,24	10,84	11,25	11,95	12,74	13,45	14,45	15,20
5,30	7,205	-	8,265	-	9,177	-	10,24	-	11,51	-	12,7	-	14,29	-	16,15
5,60	7,625	8,185	8,745	9,157	9,717	10,28	10,84	11,51	12,18	12,67	13,45	14,29	15,13	17,09	18,21
6,00	8,185	-	9,385	-	10,44	-	11,64	-	13,08	-	14,45	-	16,25	-	18,35
6,30	8,605	9,235	9,865	10,35	10,98	11,61	12,24	12,99	13,75	14,32	15,20	16,15	17,90	18,35	19,30
6,70	9,165	-	10,51	-	11,7	-	13,04	-	14,65	-	16,20	-	18,21	-	-
7,10	9,725	10,44	11,15	11,71	12,42	13,13	13,84	14,69	15,54	16,21	17,20	18,27	19,33	-	-
7,50	10,29	-	11,79	-	13,14	-	14,64	-	16,44	-	18,20	-	-	-	-
8,00	10,99	11,79	11,59	13,24	14,04	14,84	15,64	16,6	17,56	-	-	-	-	-	-
8,50	11,69	-	13,39	-	14,94	-	16,64	-	18,68	-	-	-	-	-	-
9,00	12,39	13,29	14,19	14,94	15,84	16,74	17,64	18,72	19,8	-	-	-	-	-	-
9,50	13,09	-	14,99	-	16,74	-	18,64	-	-	-	-	-	-	-	-
10,00	13,79	14,79	15,79	16,64	17,64	18,64	19,64	-	-	-	-	-	-	-	-

Номенклатура полых проводников приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Размеры и площади поперечного сечения
полых прямоугольных проводов
(обозначения приведены в соответствии с рис.4.8)

Высота проводника a_n , мм	Ширина проводника b_{np} , мм	Размеры ка- нала		Сечение S_n , мм
		a_k , мм	b_k , мм	
4,0	8,0	2	6	20
	8,5	2	6,5	21
	9,0	2	7	22
	10,0	2	8	24
4,5	10,0	2,5	8	25
5,0	5,0	2,4	2,4	19,24
	7,5	2,0	4,5	28,5
	8,0	2,0	5,0	30,0
	8,5	2,0	5,5	31,5
	8,5	2,4	5,9	28,34
	9,0	2,0	6,0	33,0
	9,5	2,0	6,5	34,5
	10,0	2,0	7,0	36,0
	11,2	2,0	8,2	39,6
	11,8	2,0	8,8	41,4
12,5	2,0	9,5	43,5	
6,0	6,0	3	3	25

При выборе размеров сплошных и полых элементарных проводников следует руководствоваться следующими соображениями:

- общее число элементарных проводников в эффективном должно быть четным;
- если, например, выбирается один полый проводник на два сплошных, то число проводников в вертикальном ряду должно быть кратным трем и т.д.;
- так как полый проводник обычно не имеет собственной изоляции, необходимо добиваться, чтобы ширина изолированного сплошного проводника приближалась к ширине полого;
- высота и сечение сплошного проводника выбираются в тех же пределах, что и при косвенном охлаждении;

•сечение полого проводника по возможности выбирают близким к сечению сплошного.

Удовлетворяющие перечисленным условиям стандартные сплошные и полые проводники выбираются соответственно из табл.4.6 и 4.7. После выбора размеров и числа элементарных проводников вычерчивается чертеж поперечного сечения паза и определяются окончательные размеры h_{n1} , b_{n1} , h_{11} , h_{22} , $\delta_{уз}$ (см. рис.4.7-4.9). При этом высота клина выбирается примерно равной ширине паза:

$$n_{к1} = (0,9...1,1)b_{n1} \quad (4.25)$$

У рационально спроектированного паза статора

$$\frac{h_{n1}}{b_{n1}} = 6...8,5$$

После выбора размеров паза можно приступить к расчету внешнего диаметра пакета статора. Определяется высота спинки статора, м

$$h_{a1} = \frac{\Phi_H}{2l_{c1}B_{a1}} \quad (4.26)$$

где B_{a1} – желаемая максимальная индукция магнитного поля в ярме статора, которая выбирается в пределах 1,4 – 1,6 Тл для горячекатаной стали и 1,6 – 1,72 Тл для холоднокатаной стали.

Внешний диаметр пакета статора

$$D_a = D_1 + 2(h_{n1} + h_{a1}) \quad (4.27)$$

4.3. Немагнитный зазор

Выбор величины зазора δ является одним из наиболее ответственных моментов при проектировании турбогенератора, так как от зазора зависят многие технико-экономические показатели. Зазор представляет собой основное магнитное сопротивление магнитной цепи, и с его ростом растут необходимая Н.С. обмотки возбуждения, масса обмотки возбуждения, потери на возбуждение и себестоимость турбогенератора. Так как ротор является наиболее нагруженной в тепловом и механическом отношении частью, то естественно стремление к уменьшению немагнитного зазора. С другой стороны, зазор определяет основной параметр турбогенератора – синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора x_d , а также такие важные эксплуатационные характеристики, как отношение короткого замыкания (ОКЗ) и статическую перегружаемость S .

Для расчета величины воздушного зазора необходимо определить параметры обмотки статора.

Относительное значение индуктивного сопротивления пазового рассеяния, о.е.

$$x_n^* = 4\pi f \mu_0 w_1^2 l_1 \frac{1}{pq_1} k_\beta \left(\frac{h_{11}}{3b_{n1}} + \frac{h_4}{b_{n1}} \right) \frac{I_H}{U_H} \quad (4.28)$$

где размеры паза h_{11} , h_4 , b_{n1} , – см. рис.4.6 –4.8;

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ (Вб · м) – магнитная проницаемость вакуума;

для $\beta = 0,83$ коэффициент, учитывающий уменьшение пазового рассеяния обмоток с укороченным шагом $k_\beta = 0,87$

Относительное сопротивление лобового рассеяния, о.е.

$$x_l^* = 0,828 \cdot \frac{F_a \tau}{\Phi_0 k_{об}^2} (3\beta - 1) \frac{I_H}{U_H} 10^{-6} \quad (4.29)$$

где амплитуда н.с. статора на полюс, А,

$$F_a = \frac{\sqrt{2} A_1 \tau \cdot k_{об}}{\pi} \quad (4.30)$$

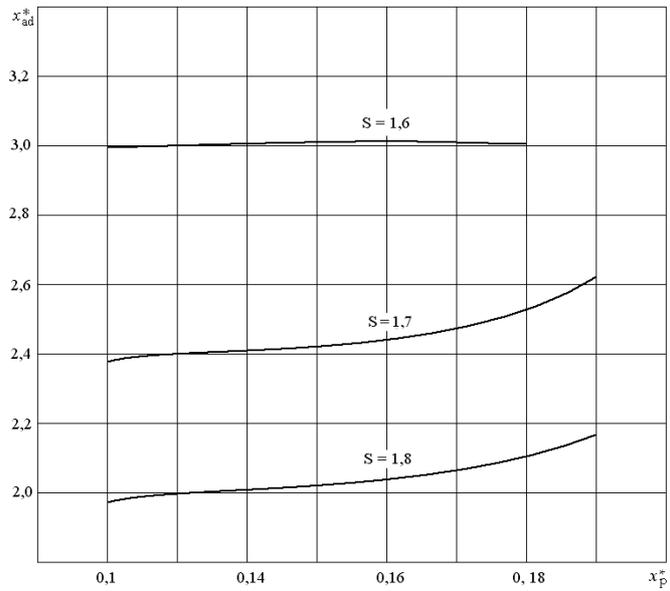
Φ_0 – магнитный поток при холостом ходе и $U = U_H$, Вб,

$$\Phi_0 = \frac{U_H}{\pi \sqrt{2} \cdot w_1 k_{об} \cdot f} \quad (4.31)$$

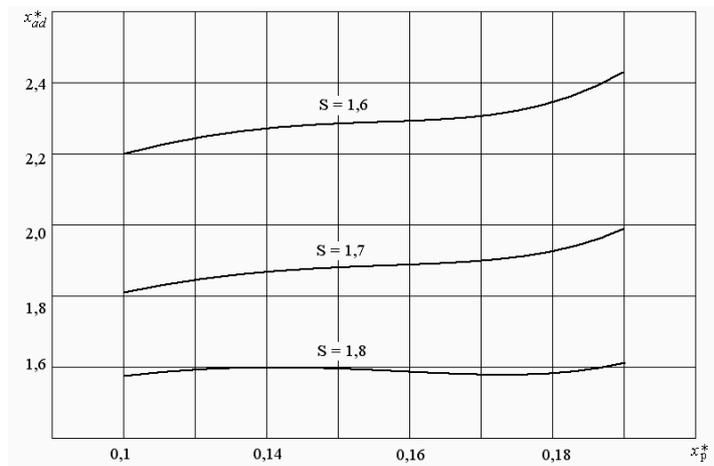
Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора в относительных единицах

$$x_\sigma^* = x_n^* + x_l^* + (0,005 \dots 0,01) \quad (4.32)$$

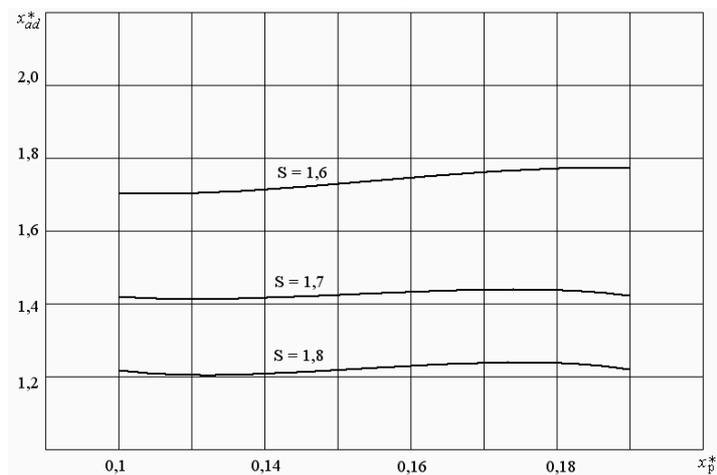
где добавка (0,005...0,01) приближенно учитывает рассеяние по коронкам зубцов и дифференциальное рассеяние (большие значения для $P_n < 6$ МВт, при $P_n > 100$ МВт ею можно пренебречь).



а) для $\cos \varphi_n = 0,8$



б) для $\cos \varphi_n = 0,85$



в) для $\cos \varphi_n = 0,9$

Рис. 4.12 Зависимость x_{ad}^* от x_p^* , статической перегружаемости и коэффициента мощности турбогенераторов

Индуктивное сопротивление Потье в относительных единицах

$$x_p^* = x_\sigma^* + 0,02 \quad (4.33)$$

Синхронное индуктивное сопротивление взаимоиндукции x_{ad}^* в о.е. определяется по значению сопротивления Потье для заданного коэффициента мощности по рис. 4.12.

После определения x_{ad}^* можно рассчитать величину воздушного зазора, м,

$$\delta = 2m_1 f \frac{\mu_0 w_1^2 k^2_{об} D_1 l_\delta I_H}{k_\delta p^2 x_{ad}^* U_H} \quad (4.34)$$

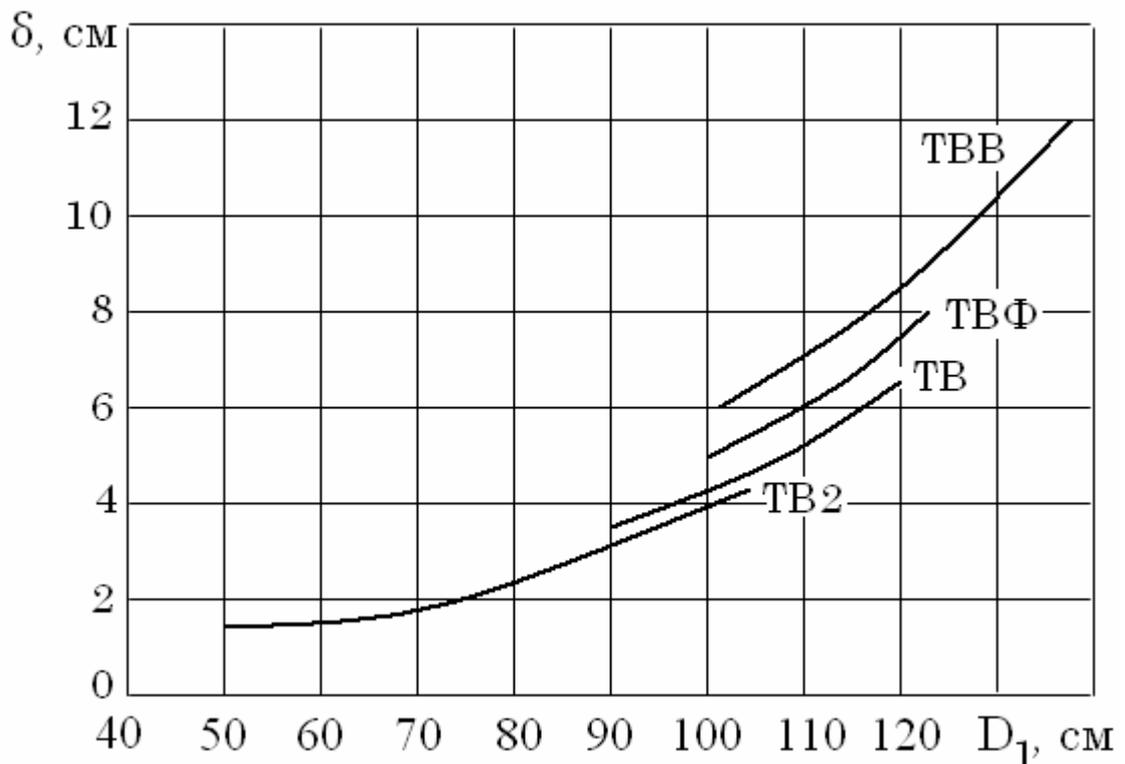


Рис. 4.13. Ориентировочные величины магнитных зазоров турбогенераторов

где k_δ - коэффициент воздушного зазора, который может быть предварительно принят равным 1,1...1,15 для мощностей более 25 МВт и 1,15... 1,2 для меньших мощностей.

Полученное значение величины воздушного зазора следует сравнить со средними величинами, представленными на рис. 4.13.

Контрольные вопросы.

1. От каких параметров зависят главные размеры турбогенератора?
2. Что такое линейная нагрузка и из каких соображений она выбирается?
3. Как на параметры генератора влияет величина воздушного зазора?

Глава 5 Основные размеры и обмоточные данные ротора

5.1. Основные размеры зубцово-пазовой зоны.

Ротор является наиболее нагруженным в тепловом и механическом отношении узлом турбогенератора. Во-первых, из-за механических напряжений, возникающих в зубцах ротора, и особенно в бандажах, диаметр ротора ограничен величиной 1,2 м. Во-вторых, все турбогенераторы проектируются для работы в режиме перевозбуждения, при котором н.с. должна равняться сумме продольной составляющей н.с. реакции якоря и н.с. магнитной цепи с большим немагнитным зазором. Поэтому линейная нагрузка ротора должна превышать линейную нагрузку статора в 1,5 – 1,7 раза. Однако из-за ограниченной глубины пазов линейная нагрузка может быть увеличена только за счет увеличения плотности тока в обмотке ротора, которая может превышать плотность тока обмотки статора в 1,3 – 2 раза. При этом возможности охлаждения ротора невелики из-за ограниченных размеров и его монолитности. Температурные ограничения при росте мощности и степени использования турбогенераторов наступают быстрее для ротора, чем для статора.

Внешний диаметр ротора, м

$$D_2 = D_1 - 2\delta \quad (5.1)$$

Активная длина ротора обычно выбирается немного большей, чем действительная длина статора, м:

$$l_2 = l_\delta + (0,02...0,15) \quad (5.2)$$

В мощных и высокоиспользованных турбогенераторах $l_2 = l_\delta$.

При расчете зубцового слоя ротора обычно вначале задаются числом фиктивных пазов Z_0 по всей окружности ротора

$$Z_0 = (45...55)D_2 \quad (5.3)$$

Для получения оптимальной величины

$$\gamma = \frac{Z_2}{Z_0} \quad (5.4)$$

обеспечивающей максимальное приближение распределения поля возбуждения к синусоидальному, значения Z_0 и Z_2 выбираются по таблице 5.1.

Оптимальные соотношения пазов ротора.

Z_0	20	24	28	32	38	42	46	52	54
Z_2	12	16	20	24	28	32	36	40	40
γ	0,6	0,666	0,71	0,75	0,737	0,762	0,782	0,769	0,74
$\varphi(\gamma)$	12,8	6,16	5,5	7,4	6,55	8,1	9,8	8,8	6,6

Относительную высоту паза ротора β_2 и относительную площадь фиктивного числа пазов ротора S_0 можно найти по точкам пересечения прямой и семейства кривых рис.5.1 и 5.2.

Высота паза ротора, м

$$h_{n2} = \beta_2 D_2 \quad (5.5)$$

а его ширина

$$b_{n2} = \frac{\pi D_2^2 S_0}{4 Z_0 h_{n2}} \quad (5.6)$$

Эти размеры следует считать предварительными, так как после размещения в пазах ротора целого числа нормализованных по размерам поперечного сечения проводников и изоляции возможна некоторая корректировка h_{n2} и b_{n2} .

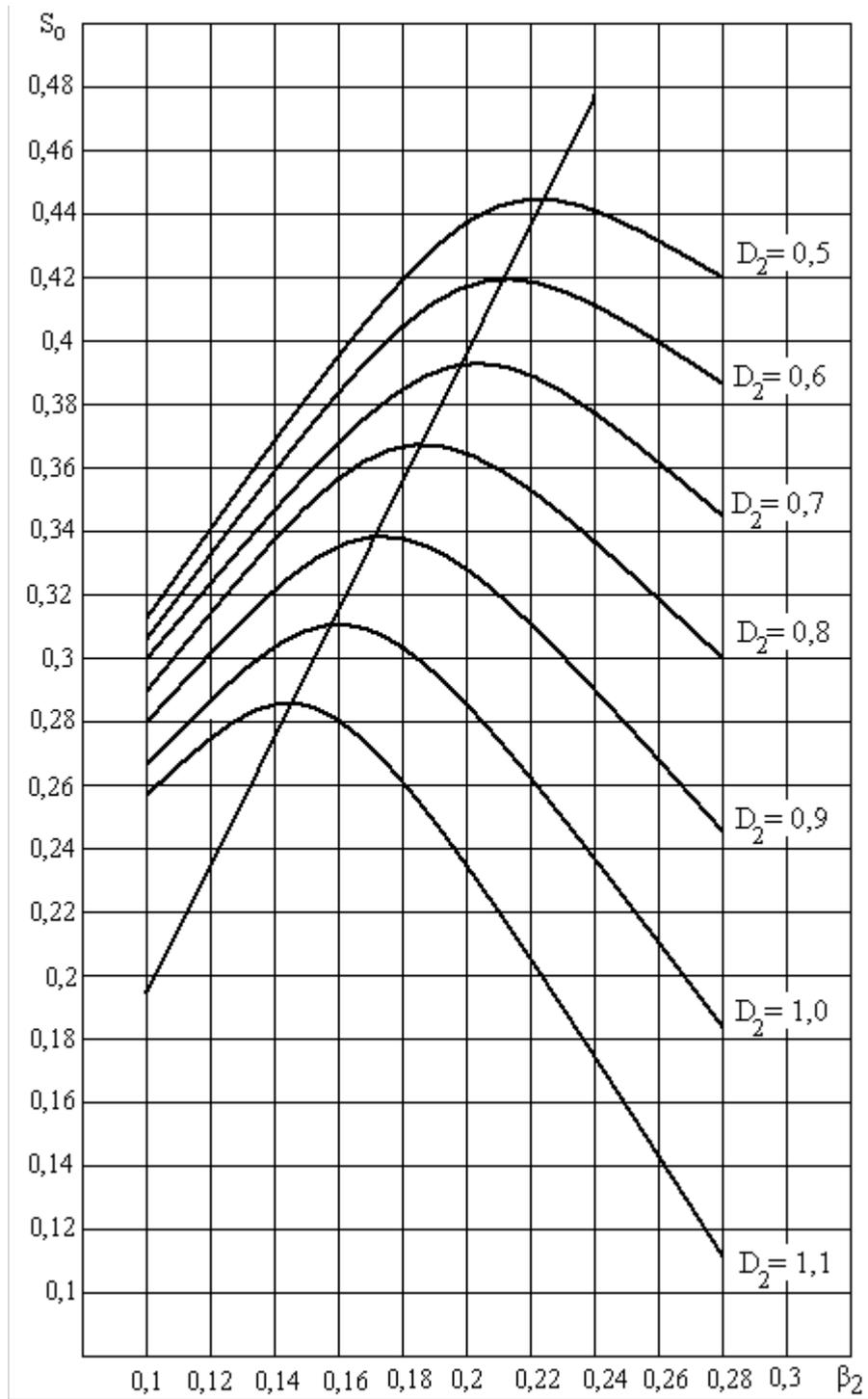


Рис. 5.1. Оптимальные размеры пазов ротора с косвенным охлаждением обмотки

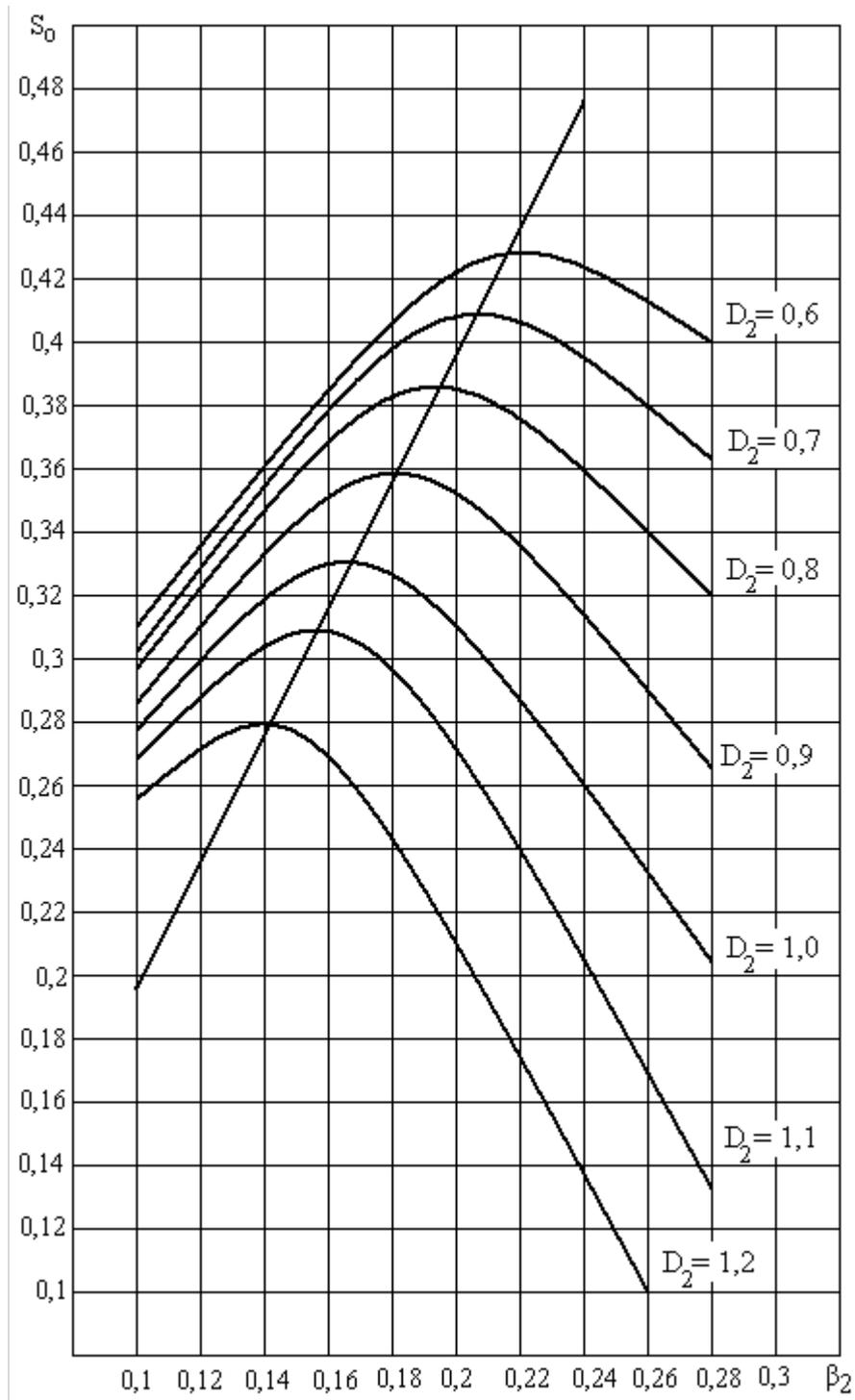


Рис. 5.2. Оптимальные размеры пазов ротора с непосредственным охлаждением обмотки

5.2. Расчет обмотки ротора.

Ширина проводника обмотки ротора

$$b_2 = b_{n2} - \delta_{из} \quad (5.7)$$

где $\delta_{из}$ – односторонняя толщина пазовой изоляции ротора (вместе с защитной оболочкой, если она предусматривается), составляющая величину 1,5 – 2 мм в зависимости от способа охлаждения и конструкции пазовой изоляции (см. рис.5.3 и 5.4).

Размер b_2 проводников уточняется по номенклатуре стандартных размеров прямоугольных неизолированных проводников, приведенной в табл.5.2 (предпочтительные размеры) и в табл.5.3.

Таблица 5.2

Сортамент прямоугольных проводников для роторных обмоток (предпочтительные размеры)

Размеры проводника $a_2 \times b_2, \text{мм}$	3,2× 21,5	3,3× 22,5	3,63× 19,5	5,0× 28
Площадь сечения, мм^2	68	73,34	67,97	134,6
Размеры проводника $a_2 \times b_2, \text{мм}$	5,7×21,5	7,0×28,0	7,9×35	7,0×43
Площадь сечения, мм^2	120,57	190,66	271,0	296,0

Сечение неизолированных прямоугольных проводов для роторных обмоток, мм²

b ₂ , мм	a ₂ , мм						
	3,28	3,53	3,8	4,0	4,1	4,4	4,7
16,8	54,62	58,82	63,36	-	68,02	73,06	78,1
18,0	58,56	63,06	67,92	-	72,94	78,34	83,74
19,5	63,48	68,35	73,62	-	79,09	84,94	90,79
20,0	-	-	-	79,52	-	-	-
22,0	71,68	77,18	83,12	-	89,34	95,94	102,5
25,0	81,52	87,77	94,52	99,52	101,6	109,1	116,4
26,3	-	92,36	99,46	-	107,0	114,9	122,8
28,0	-	-	105,9	111,9	113,9	122,3	130,7
30,0	-	-	113,5	119,5	122,1	131,1	140,1
32,0	-	-	-	-	130,3	139,9	149,5
35,0	-	-	-	-	-	153,1	163,6
b ₂ , мм	a ₂ , мм						
	5,0	5,1	5,5	6,0	6,5	7,0	8,0
16,8	-	84,82	91,54	99,94	108,3	116,7	133,5
18,0	-	90,94	98,14	107,1	116,1	125,1	143,1
19,5	-	98,59	106,3	116,1	125,9	135,6	155,1
20,0	99,14	-	-	119,1	-	-	159,1
22,0	-	111,3	120,1	131,1	142,1	153,1	-
25,0	124,1	126,6	136,6	149,1	161,6	174,1	-
26,3	-	133,3	143,8	158,9	170,1	183,1	-
28,0	-	141,1	152,1	164,1	-	-	-
30,0	149,1	152,1	164,1	-	-	-	-
32,0	-	162,3	175,1	-	-	-	-
35,0	-	-	-	-	-	-	-

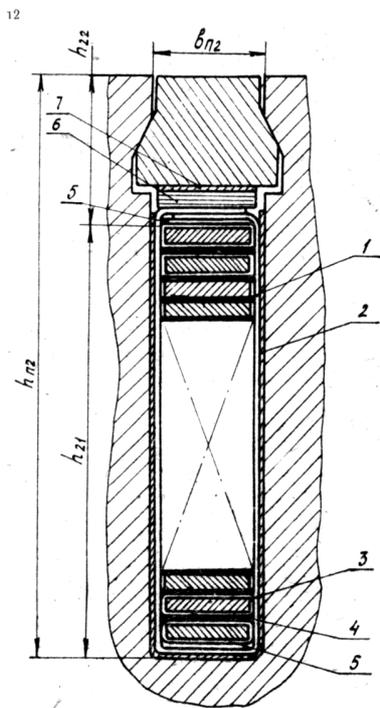


Рис. 5.3. Паз ротора с косвенным охлаждением обмотки возбуждения

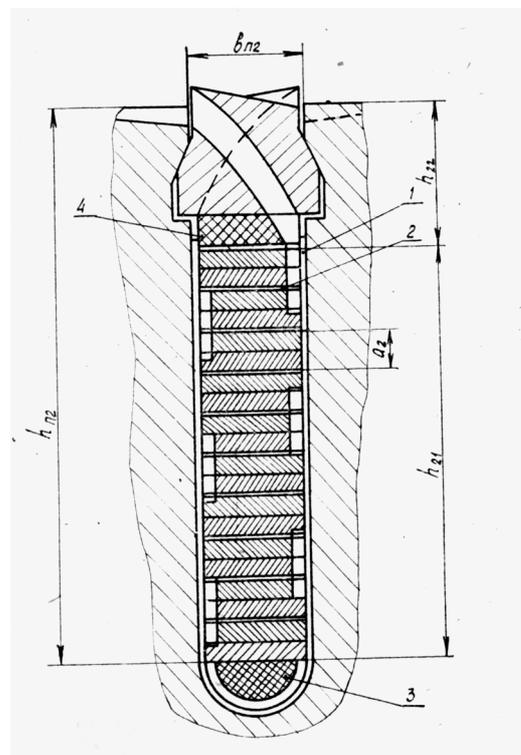


Рис. 5.4. Паз ротора с непосредственным охлаждением обмотки возбуждения

Таблица 5.4

Размеры пазовой изоляции обмотки ротора с косвенным охлаждением (рисунок 5.3)

Позиция	Наименование, материал	Толщина, мм
1	Коробка миканитовая	1,2
2	Оболочка защитная, сталь	0,3 – 0,5
3	Изоляция крайних витков, 1 слой микаленты в полнахлеста.	0,3*
4	Прокладка между виткам и, миканит	0,5
5	Прокладка под нижним и над верхним витками, миканит	0,4
6	Прокладка для «упаковки» паза ротора, миканит	4 6**
7	Полоса стальная, шириной меньше b_{n2} на 0,5–1,5 мм	1,0–1,5

Примечания:

* – на одну сторону витка

** – Суммарная толщина. При косвенном воздушном охлаждении для предотвращения загрязнения боковых сторон проводников в области лобовых частей, витковой изоляцией снабжаются все витки. Как при воздушном, так и при водородном охлаждении изоляция может выполняться без защитной оболочки, но с коробкой из стеклотекстолита толщиной 2 мм без загибки внахлест. При этом прокладки и витковая изоляция выполняются соответственно из стеклотекстолита и стеклоленты с теми же толщинами.

Таблица 5.5

Размеры пазовой изоляции обмотки ротора с косвенным охлаждением
(рисунок 5.4)

Позиция	Наименование, материал	Толщина, мм
1	Коробка стеклотекстолитовая	2
2	Прокладка между витками (эффективными проводниками), стеклотекстолит	1
3	Прокладка на дне паза, стеклотекстолит*	
4	Прокладка под клин	6–10**

Примечания:

* – Размеры определяются шириной паза

** – В зависимости от напряжения возбуждения в диапазоне 160 – 360 В

Лучше выбирать ближайший наименьший размер b_2 по отношению к рассчитанному по (5.7).

Далее определяем число эффективных проводников в пазу ротора u_{n2} и высоту проводника a_2 . Для этого необходимо выбрать напряжение возбуждения турбогенератора u_f , В по табл.5.6

Таблица 5.6

Напряжение возбуждения турбогенераторов

P_n , МВт	0,5 - 6	12 - 50	100 – 500	более 500
u_f , В	75 - 115	200 - 250	250 – 350	350 - 500

Средняя длина витка обмотки возбуждения, м

$$l_{fcp} = 2(l_2 + l_{л2}) \quad (5.8)$$

где предварительно

$$l_{л2} = 1,35D_2 \quad (5.9)$$

Для определения сечения проводников ротора и их количества нужно предварительно рассчитать номинальную намагничивающую силу (н.с.) обмотки возбуждения F_{fn} .

Для этого необходимо знать:

Коэффициент приведения н.с. обмотки якоря к обмотке возбуждения

$$k_a = \frac{\pi}{4k_{обf}} \quad (5.10)$$

где $k_{обf}$ – обмоточный коэффициент обмотки ротора,

$$k_{обф} = \frac{2p \sin(\gamma \frac{\pi}{2})}{Z_2 \sin \frac{\pi p}{Z_0}} \quad (5.11)$$

Н.с. обмотки ротора при симметричном коротком замыкании обмотки статора, А

$$F_{fk} = \frac{x_{ad}^* + x_p^*}{x_{ad}^*} k_a F_a \quad (5.12)$$

где F_a – н.с. реакции якоря по (4.30).

При заданной статической перегружаемости S и номинальном коэффициенте мощности $\cos(\varphi)$ н.с. обмотки ротора, А

$$F_{fh} = F_{fk} \cos \varphi \quad (5.13)$$

Высота проводника ротора, м

$$a_2 = \frac{2(1,1\dots 1,3)\rho_{\theta} l_{fcp} F_{fh}}{b_2 u_f} \quad (5.14)$$

$\rho_{\theta} = 2,56 \cdot 10^{-8}$ (Ом·м) – удельное сопротивление меди.

Значение a_2 уточняется в соответствии со стандартным из табл.4.9 или 4.10. Там же находится сечение проводника ротора S_2 .

Число эффективных проводников в пазу ротора

$$u_{n2} = \frac{h_{n2} - h_{k2} - \Delta_n}{a_2 + \Delta_n} \quad (5.15)$$

$\Delta_n = 0,0015\dots 0.0025$ м – толщина пазовой изоляции ротора;

h_{k2} – высота клина, выбирается примерно равной ширине паза.

По известным размерам a_2 , b_2 и h_{k2} вычерчивается эскиз паза ротора и окончательно устанавливаются размеры b_{n2} и h_{n2} . При этом ширина зубца в узком месте

$$b'_{z2} = \frac{\pi(D_2 - 2h_{n2})}{Z_0} - b_{n2} \quad (5.16)$$

из технологических соображений должна быть не менее $1,35 \cdot 10^{-2}$ м. В противном случае, необходимо повторное проектирование геометрии ротора, начиная с уменьшения Z_0 .

Контрольные вопросы.

1. Чем определяется число зубцов ротора?
2. Как зависит конструкция паза ротора от способа охлаждения?
3. Для чего клинья пазов ротора делают металлическими?
4. Как определяется номинальное напряжение возбуждения?

Глава 6 Электромагнитный расчет турбогенератора

Электромагнитный расчет проводится с целью определения основных характеристик турбогенератора. Поскольку его размеры и обмоточные данные на этом этапе установлены, электромагнитный расчет является, в основном, поверочным расчетом, в результате которого только в некоторых случаях возможна коррекция геометрии зубцовой зоны и обмоточных, данных ротора.

6.1. Расчет характеристики холостого хода

Характеристика холостого хода представляет собой зависимость фазной э. д. с. на зажимах от тока или н. с. возбуждения $E_o = f(F_f)$ при холостом ходе генератора ($I = 0$).

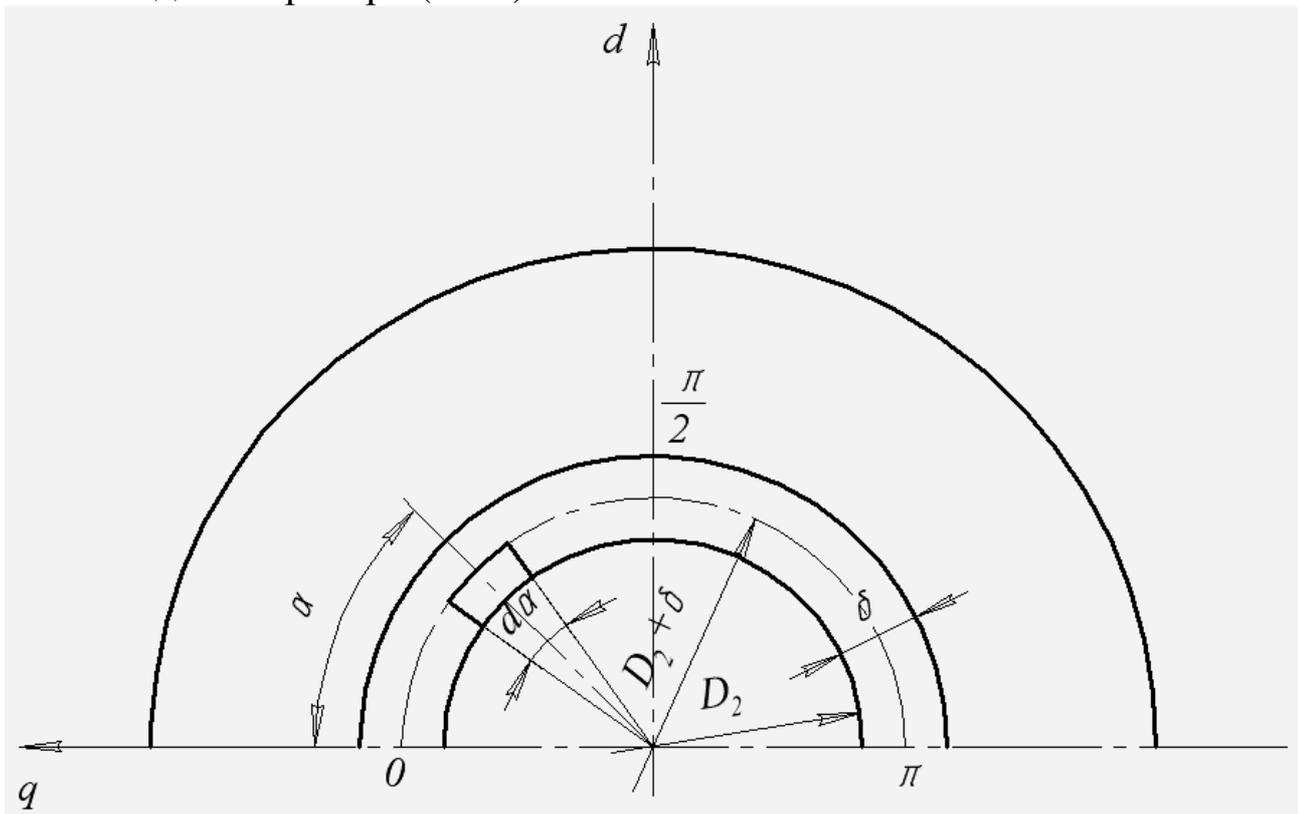


Рис. 6.1. К определению расчетного сечения немагнитного зазора

Расчет ее сводится к расчету магнитной цепи, эскиз поперечного сечения которой представлен на рис.6.1 .

Расчет магнитной цепи основан на использовании закона полного тока

$$F = \oint H dl \quad (6.1)$$

где F — полная намагничивающая сила вдоль замкнутого контура интегрирования, равная току, охватываемому этим контуром.

Интеграл, стоящий в правой части (6.1), как это принято при расчете магнитных цепей электрических машин, заменяется суммой н. с. отдельных участков магнитной цепи - немагнитного зазора F_{δ} , зубцового слоя статора F_{z1} , ярма статора F_{a1} , зубцового слоя ротора F_{z2} и ярма ротора F_{a2} . Таким образом,

$$F_f = F_{\delta} + F_{z1} + F_{a1} + F_{z2} + F_{a2}, A \quad (6.2)$$

Обмотка возбуждения турбогенератора распределенная, поэтому полный ток, охватываемый различными контурами (см. рис.4.6.), будет различным. Другими словами, магнитная цепь турбогенератора является сложной разветвленной нелинейной цепью, расчет которой даже при, допущении (6.2) трудоемок. Ниже приводится упрощенная методика расчета магнитной цепи, разработанная специалистами завода “Электросила”, основанная на приведении неявнополюсной машины к эквивалентной явнополюсной по магнитной системе.

Расчет характеристики холостого хода проводится по основной пространственной гармонике поля в зазоре на один полюс.

Намагничивающая сила зазора, А

$$F_{\delta} = \frac{B_{\delta}}{\mu_0} \delta k_{\delta} \quad (6.3)$$

где k_{δ} коэффициент зазора (коэффициент Картера). Этот коэффициент определяется по выражению (6.4)

$$k_{\delta} = k_{\delta 1} k_{\delta 2} k_{\delta p} k_{\delta c} k_{\delta p 2} \quad (6.4)$$

где коэффициент, учитывающий зубчатость статора,

$$k_{\delta 1} = 1 + \frac{b_{n1}^2}{t_1(5\delta + b_{n1}) - b_{n1}^2} \quad (6.5)$$

Коэффициент, учитывающий пазы ротора при немагнитных клиньях и наличии больших зубцов по продольной оси,

$$k_{\delta 2} = \frac{k_{\delta q}}{1 + \frac{k_{\delta q} - 1}{\operatorname{tg}(\gamma \frac{\pi}{2})}} \quad (6.6)$$

где $k_{\delta q}$ - коэффициент, учитывающий пазы ротора в области малых зубцов,

$$k_{\delta q} = 1 + \frac{b_{n2}^2}{t_2(5\delta + b_{n2}) - b_{n2}^2} \quad (6.7)$$

здесь t_2 , — зубцовый шаг ротора, м

$$t_2 = \frac{\pi D_2}{Z_0} \quad (6.8)$$

Коэффициент, учитывающий радиальные вентиляционные каналы статора

$$k_{\delta p} = 1 + \frac{b_k^2}{(b_n + b_k)(5\delta + b_k) - b_k^2} \quad (6.9)$$

Коэффициент, учитывающий ступенчатость крайних пакетов статора (см. рис. 4.1),

$$k_{\delta c} = 1 + \frac{0,005}{\sqrt{\frac{\delta(l_\delta + l_2)}{2}}} \quad (6.10)$$

Коэффициент, учитывающий рифление бочки ротора при косвенном охлаждении обмотки возбуждения

$$k_{\delta p2} = 1 + \frac{b_p^2}{t_p(5\delta + b_p) - b_p^2} \quad (6.11)$$

Где $t_p = 12$ (мм); $b_p = 6$ (мм)

В крупных генераторах с непосредственным охлаждением обмотки возбуждения рифление бочки ротора обычно не делается, поэтому $k_{\delta p2} = 1$.

В крупных синхронных машинах с большим зазором при расчете F_δ необходимо учитывать изменение индукции в зазоре в радиальном направлении. В данном случае B_δ - индукция магнитного поля на среднем диаметре зазора, равном $D_i - \delta$ (в отличие от (4.6), где подразумевалась индукция на диаметре D_i).

При больших зазорах имеет место сильное “выпучивание” магнитного поля из зазора на краях сердечника статора. Обычно это учитывается формальным увеличением длины статора на величину 2δ .

Магнитный поток в зазоре, обусловленный основной гармонической индукцией в режиме холостого хода, Вб

$$\Phi_0 = \frac{E_0}{\pi\sqrt{2}w_1 k_{o\delta} f} \quad (6.12)$$

Индукция в воздушном зазоре (уточненное значение), Тл

$$B_\delta = \frac{\Phi_0}{(l_\delta + 2\delta)(D_i - \delta)} \quad (6.13)$$

Намагничивающая сила всей магнитной цепи машины с учетом насыщения стальных участков на холостом ходу обеспечивающая

$$E_0 = U_n, \text{ А}$$

$$F_{f0} = F_\delta k\mu \quad (6.14)$$

где $k\mu = 1,2$ для большинства рационально спроектированных генераторов; F_δ - по (6.3).

Таблица 6.1.

Расчет характеристики холостого хода для диаграммы Потье

Величина	Ед.	Значение						
E_0	О.е.	0,58	1,00	1,21	1,33	1,40	1,46	1,51
$E_0 = U_n E_0^*$	В							
Φ_0 , по (3.12)	Вб							
B_δ , по (3.13)	Тл							
F_δ , по (3.3)	А							
F_f^*	О.е.	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
$F_f = F_f^* F_{f0}$	А							

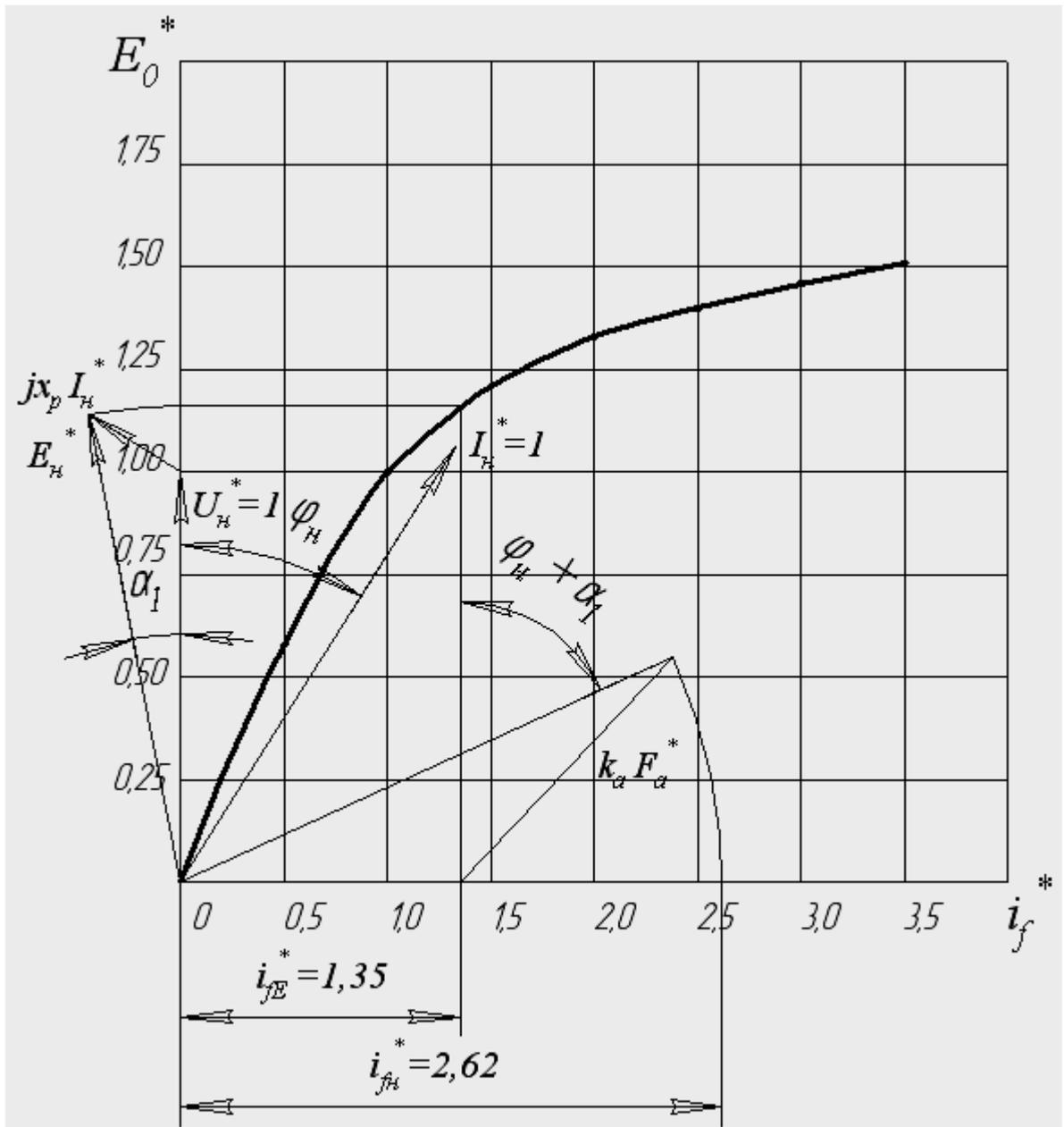


Рис. 6.1. Практическая диаграмма Потье турбогенератора

Расчет характеристики холостого хода по упрощенной методике может проводиться при помощи нормальной характеристики (зависимость $E^* = f(F_f^*)$).

Расчет характеристики холостого хода рекомендуется провести по семи точкам, соответствующим значениям $E_0 = (0,58; 1,0; 1,21; 1,33; 1,4; 1,46; 1,51) U_H$. Расчет сводится в таблицу 6.1. По данным таблицы 6.1 строится характеристика холостого хода в относительных единицах (Рис.6.1). Точке $E^* = 1,0$ соответствуют базовые величины параметров.

6.2. Намагничивающая сила и ток обмотки возбуждения при номинальной нагрузке

Н. с. возбуждения для номинальной нагрузки синхронной неявнополюсной машины определяется с помощью диаграммы Потье. Для ее построения необходима характеристика холостого хода в о. е. $E_0^* = f(F_f^*)$, где $E_0^* = E_0/U_n$, $F_f^* = F_f/F_{f0}$. Здесь F_{f0} - н. с. возбуждения, соответствующая $E_0 = U_n$ при холостом ходе. Кроме того, необходимо иметь индуктивное сопротивление Потье x_p^* , рассчитанное ранее по (4.33), и н. с. обмотки статора, приведенную к обмотке возбуждения, в о. е.:

$$k_a F_a^* = \frac{k_a F_a}{F_{f0}} \quad (6.15)$$

где k_a и F_a определяются соответственно по формулам (5.10) и (5.30).

Порядок построения диаграммы Потье ясен из рис. 6.1. Вначале под углом ϕ_n из начала координат проводится в произвольном масштабе вектор I_n^* (угол ϕ_n определяется по $\cos \phi_n$). Из конца вектора напряжения U_n^* проводится вектор $jI_n^* x_p^*$ перпендикулярно вектору номинального тока и в масштабе напряжения. Замыкающий вектор E^* сносится по дуге на ось ординат, а затем по характеристике холостого хода находится соответствующий ток возбуждения i_{fE}^* . К концу этого вектора нужно прибавить вектор н.с. реакции статора $k_a F_a^*$, проведенный под углом $\phi_n + \alpha_1$. Замыкающим будет искомый вектор н. с. обмотки возбуждения на полюс при номинальной нагрузке в о. е. i_{fn}^* . Так как н.с. возбуждения приведена к одному масштабу с током возбуждения, то

$$F_{fn}^* = i_{fn}^* \quad (6.16)$$

Действительная н. с. возбуждения, А

$$F_{fn} = F_{fn}^* F_{f0} \quad (6.17)$$

Номинальный ток возбуждения, А

$$i_{fn} = \frac{4F_{fn}}{Z_2 u_{n2}} \quad (6.18)$$

6.3. Построение регулировочной характеристики.

Регулировочная характеристика $i_f^* = f(I^*)$ при $U^* = 1$ или $U = U_n$ и $\cos \varphi = \cos \varphi_n$ строится по диаграмме Потье. Следует помнить, что в относительных единицах $i_f^* = F_f^*$. Две точки регулировочной харак-

теристики $(F_{f0}^*, 0)$ и $(F_{fn}^*, 1)$ известны. Для получения промежуточных точек необходимо задаться рядом промежуточных значений тока I^* и для каждого из них найти F_f^* . Порядок построения ясен из рис.6.1. Примерный вид регулировочной характеристики турбогенератора при активно-индуктивной нагрузке показан на рис.6.2.

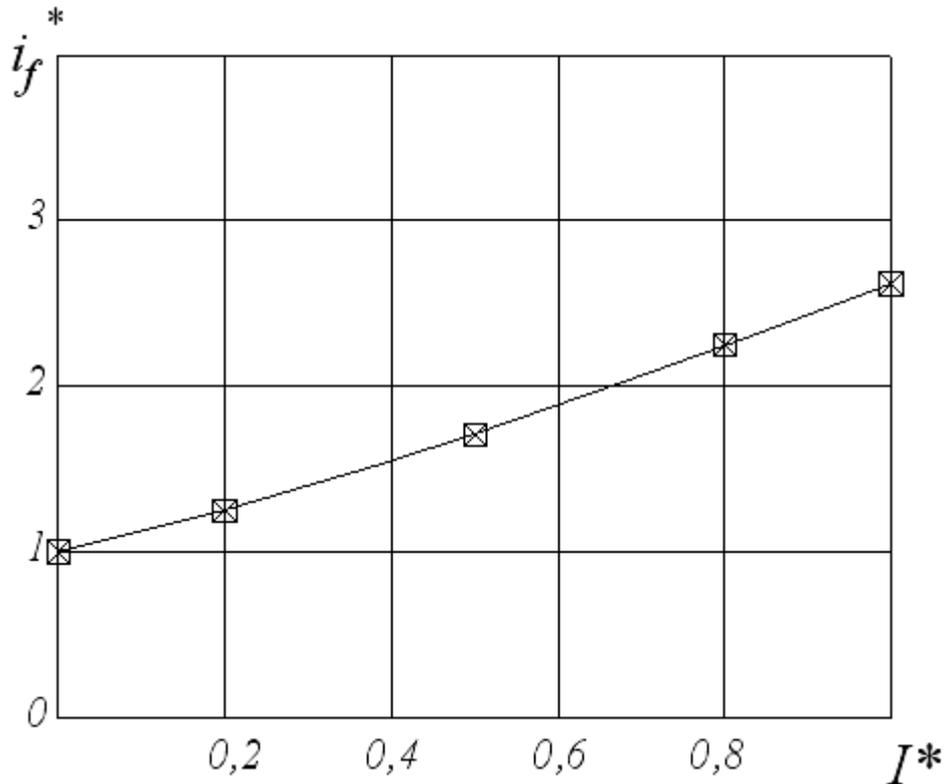


Рис. 6.2. Регулировочная характеристика

На этом этапе уточняются параметры обмотки возбуждения и выбирается тип возбудителя.

Активное сопротивление обмотки возбуждения (ротора), Ом

$$r_{f(75)} = 2 \cdot \rho_{75} \cdot p \cdot q_2 \cdot u_{n2} \frac{l_{fcp}}{S_2} \quad (6.19)$$

число катушек на полюс

$$q_2 = \frac{Z_2}{4} \quad (6.20)$$

u_{n2} , l_{fcp} и S_2 по (5.15, 5.8 и табл.5.2, 5.3).

Уточненное значение номинального напряжения возбуждения, В

$$u_{fn} = i_{fn} \cdot r_{f75} + (2...3) \quad (6.21)$$

добавка 2..3 В учитывает падение напряжения в скользящем контакте на контактных кольцах.

Номинальная мощность возбудителя, кВт

$$P_{fn} = u_{fn} \cdot i_{fn} \cdot 10^{-3} \quad (6.22)$$

По таблице 6.2 выбирается подходящий возбудитель.

Если подходящего варианта возбудителя в таблице нет, то необходимо обратиться к главе 3 настоящего пособия.

Таблица 6.2

Основные данные возбудителей серии ВТ (генераторы постоянного тока) и серии ВГТ (индукторный генератор с выпрямительным устройством)

Тип возбудителя	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Максимальное напряжение, В	Номинальный КПД, %
ВТ-50-3000	50	150	333	220	88
ВТ-75-3000	75	230	325	300	82
ВТ-120-3000	120	230	520	350	90
ВТ-170-3000	170	230	740	450	90
ВТ-300-3000	300	400	750	650	91,5
ВТ-450-3000	470	280	1680	480	91,5
ВТ-99/47-7	970	500	1940	840	93,4
ВГТ-450-500	320	380	850	750	83,8
ВГТ-1200-420	326	170	1920	340	83,8
ВГТ-2500-500	1250	580	2150	1000	88,8
ВГТ-2700-500	1420	500	2840	900	89,1
ВГТ-5000-500	1600	540	2970	980	91,1
ВГТ-4500-500	2180	700	3100	1300	90,7
БДВ-2100-3000	2100	400	3100	740	90,8
БДВ-4000-3000УЗ	4000	530	7640	1060	86,8

6.4. Параметры и постоянные времени турбогенератора.

Под параметрами понимаются активные и индуктивные сопротивления обмоток в симметричных и несимметричных установившихся и переходных режимах. Для удобства сопоставления турбогенераторов с различными номинальными данными параметры принято определять в относительных единицах. За базовое сопротивление принимается отношение U_H/I_H . Все параметры рассчитываются приведенными к обмотке статора, что позволяет использовать их для сопоставления схем замещения.

Активное сопротивление фазы обмотки статора при рабочей температуре, Ом

$$r_{1(75)} = \rho_{75} \frac{2w_1(l_\delta + l_{\text{лоб}})}{a_1 S_1} \quad (6.23)$$

где w_1 , l_δ , $l_{\text{лоб}}$, a_1 – соответственно по выражениям (4.13, 4.11, 4.22 и табл.4.3);

удельное сопротивление меди при 75°C $\rho_{75} = 2,17 \cdot 10^{-8}$ (Ом·м);

сечение эффективного проводника S_1 при косвенном охлаждении обмотки статора, м²

$$S_1 = n_{\text{эл}} S_c \quad (6.24)$$

S_c – сечение одного стандартного сплошного проводника, м²;

при непосредственном водяном охлаждении

$$S_1 = 2m_0(nS_c + S_n) \quad (6.25)$$

m_0 – число групп проводников по высоте стержня, состоящих из одного полого и n сплошных проводников (раздел 4.1.2);

S_n – сечение полого проводника, м².

Сопротивление фазы статора в относительных единицах

$$r_{1(75)}^* = r_{1(75)} \frac{U_H}{I_H} \quad (6.26)$$

Индуктивное сопротивление реакции якоря по продольной оси, о.е.

$$x_{ad}^* = 2m_1 f \frac{\mu_0 w_1^2 k_{об}^2 D_1 l_\delta}{k_\delta \cdot \delta \cdot p^2} \cdot \frac{I_H}{U_H} \quad (6.27)$$

Индуктивное сопротивление реакции якоря по поперечной оси приближенно (о.е.)

$$x_{aq}^* = (0,9 \dots 0,98) x_{ad}^* \quad (6.28)$$

Синхронные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям (о.е.)

$$x_d^* = x_\sigma^* + x_{ad}^* \quad (6.29)$$

$$x_q^* = x_\sigma^* + x_{aq}^* \quad (6.30)$$

Параметры демпферных контуров ротора, образованных массивом ротора и пазовыми клиньями, точному расчету не поддаются, поэтому при расчете параметров $x_d^{''*}$ и x_2^* используются приближенные соотношения.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси

$$x_d^{''*} = x_\sigma^* + 0,025 \quad (6.31)$$

Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.

$$x_2^* = 1,22 \cdot x_d^{''*} \quad (6.32)$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности (для $\beta \geq \frac{2}{3}$)

$$x_0^* = \frac{32\mu_0 F_a l_\delta}{m_1 \cdot \pi \cdot q \cdot k_{об}^2 \Phi_0} \cdot \left[\frac{h_4}{b_{n1}} (3\beta - 2) + \frac{h_{11}}{12b_{n1}} (9\beta - 5) - \frac{h_{12}}{12b_{n1}} (9\beta - 8) \right] + \frac{2x_{ad}^* \cdot k_{обf}}{k_{об}^2} \left(\beta - \frac{2}{3} \right) \cdot \left[\frac{7}{18} \left(\beta - \frac{2}{3} \right) - \left(\beta - \frac{2}{3} \right)^2 + \left(\frac{2p}{Z_1} \right)^2 + \frac{1}{27} \right] \quad (6.33)$$

Обозначения размеров см. по рис.4.7...4.9.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока внезапного короткого замыкания, с при трехфазном коротком замыкании

$$T_{a3} = \frac{x_2^*}{2\pi \cdot f \cdot r_{l(75)}^*} \quad (6.34)$$

при двухфазном коротком замыкании

$$T_{a2} \approx T_{a3} \quad (6.35)$$

при однофазном коротком замыкании

$$T_{a1} = \frac{2x_2^* + x_0^*}{6\pi \cdot f \cdot r_{l(75)}^*} \quad (6.36)$$

Статическая перегружаемость турбогенератора определяется по формуле

$$S = \frac{i_{fH}^*}{i_{fk}^* \cdot \cos \varphi_H} \quad (6.37)$$

i_{fk}^* - ток возбуждения, обеспечивающий номинальный ток статора при трехфазном коротком замыкании. Этот ток определяется по спрямленной ненасыщенной характеристике холостого хода для $E^* = I_n^* x_d^*$ (см. рис.6,3).

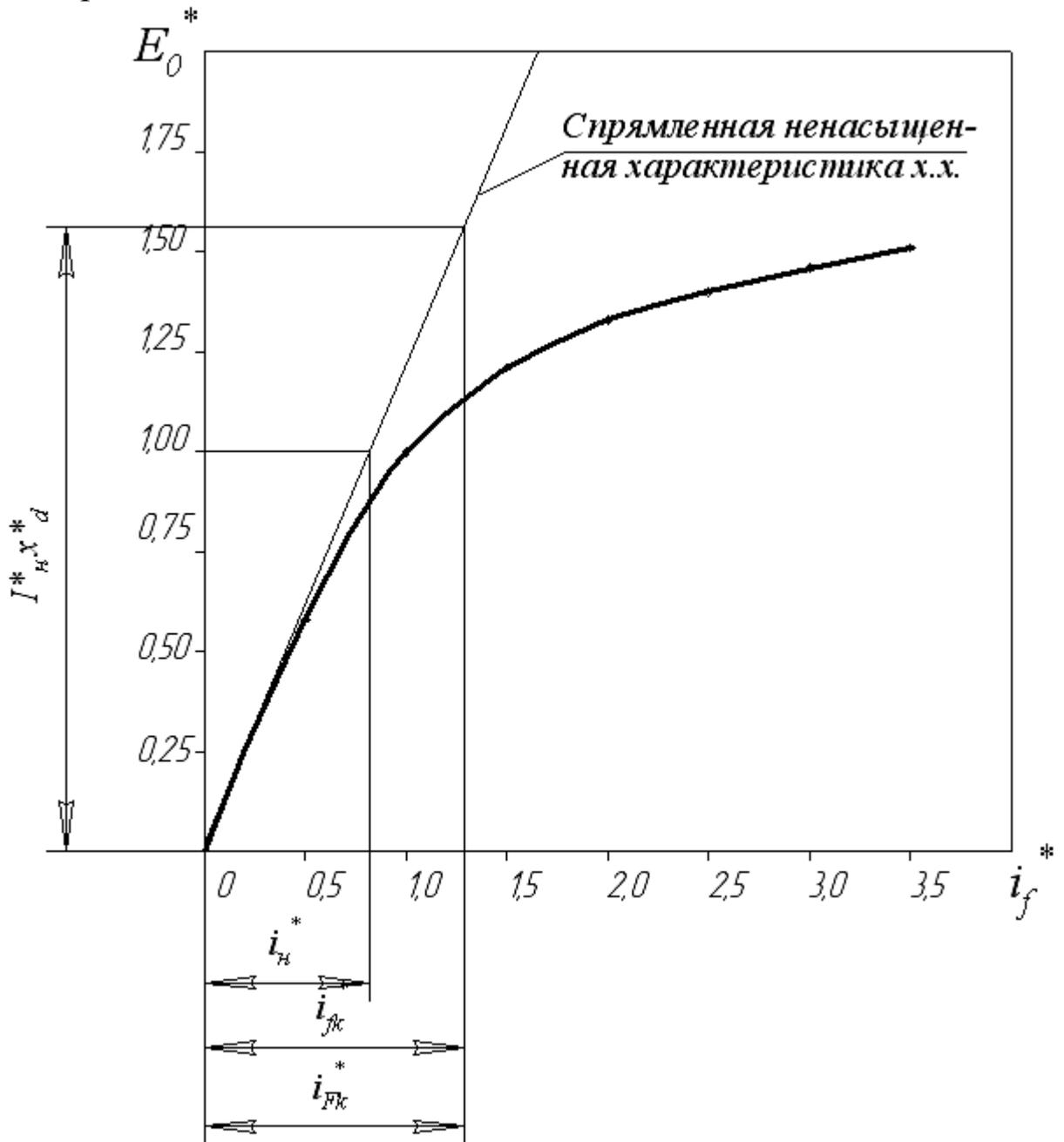


Рис.6.3

Кратности установившихся токов короткого замыкания (соответственно трех-, двух- и однофазного) в о.е.

$$I_{к3}^* = \frac{E_{0n}^*}{x_d^*} \quad (6.38)$$

$$I_{к2}^* = \frac{\sqrt{3}E_{0н}^*}{x_d^* + x_2^*} \quad (6.39)$$

$$I_{к1}^* = \frac{3E_{0н}^*}{x_d^* + x_2^* + x_0^*} \quad (6.40)$$

где $E_{0н}^*$ - Э.д.с., соответствующая номинальному току возбуждения по спрямленной ненасыщенной характеристике холостого хода

$$E_{0н}^* = \frac{i_{fn}^*}{i_{f0}^*} \approx i_{fn}^* \quad (6.41)$$

Ударный ток внезапного симметричного короткого замыкания в о.е.

$$i_{y\partial}^* = 1,8 \frac{1,05}{x_d''^*} \quad (6.42)$$

Потери и КПД турбогенератора обычно рассчитываются для номинального режима. Методика расчета потерь подробно изложена в руководствах по проектированию [1, 4,5,7,10] и не входит в рамки данного пособия. В этих же книгах приведены алгоритмы тепловых, гидравлических и вентиляционных расчетов, которые из-за их сложности и громоздкости не могут быть освещены здесь.

Контрольные вопросы.

1. Какой ток возбуждения принимается за базовый при расчете характеристик генератора?
2. Как зависит ток возбуждения при номинальном токе нагрузки от коэффициента мощности $\cos \varphi$?
3. Для чего строится диаграмма Потье турбогенератора?
4. Почему на регулировочной характеристике генератора при емкостной нагрузке ток возбуждения уменьшается с ростом тока статора?
5. Каким образом при проектировании турбогенератора добиться увеличения его перегрузочной способности?
6. Какое короткое замыкание сопровождается большим током: однофазное, двухфазное или трехфазное?
7. Для чего необходимо рассчитывать постоянные времени турбогенератора?
8. Что характеризуют индуктивные сопротивления x_d, x_d', x_d'' ?

Заключение

Турбогенераторы – совершенные электрические машины, при проектировании и производстве которых постоянно находят применение последние достижения науки и техники.

В настоящее время наблюдаются следующие тенденции в развитии и технологии изготовления этих машин:

- улучшение конструкции торцевых зон генераторов, систем охлаждения, масляных уплотнений, крепления обмотки статора;
- применение новых материалов, особенно для изоляции обмотки статора, поскольку снижение толщины изоляции на 15...20% позволяет повысить мощность машины на 4...10%;
- оптимизация проектных расчетов, направленных на повышение точности и возможностей расчетных методов, использование в расчетах современных численных методов и САПР;
- повышение надежности работы генераторов введением непрерывного контроля их состояния на базе использования микропроцессорной техники;
- проектирование и изготовление турбогенераторов с воздушным охлаждением мощностью до 200 МВт, простых по конструкции, надежных и удобных в эксплуатации, имеющих достаточно высокий КПД.

В решении поставленных задач ведущая роль принадлежит работникам научно-производственных фирм электротехнической промышленности, коллективам тепловых и атомных электростанций, в которых будут работать выпускники высших учебных заведений электротехнических специальностей.

Библиографический список

1. *Абрамов А.И. и др.* Проектирование турбогенераторов: Учебное пособие для электромехан. и электротехн. спец. вузов – М.: Высш. шк., 1990. – 336с.
2. *Вольдек А.И., Попов В.В.* Электрические машины. Машины переменного тока. –СПб.: 2010. – 352с. ISBN 978-5-469-01381-5
3. *Дамм Э.К., Скороспешкин А.И.* Проектирование турбогенераторов: Учебн. пособие. – Куйбышев: КПТИ, 1986. – 88с.
4. *Домбровский В.В., Хуторецкий Г.М.* Основы проектирования электрических машин переменного тока.- Л.: Энергия, 1974. – 503с.
5. *Извеков В. И. , Серихин Н. А., Абрамов А. И.* Проектирование турбогенераторов. Учеб.для вузов –М.:Высш.шк. 2005.-440с.
6. *Копылов И.П.* Электрические машины: Учебник для вузов М.: Энергоатомиздат, 1986.-360с.
7. *Копылов И.П., Клоков Б.К., Морозкин В.П., Токарев Б.Ф.* Проектирование электрических машин: Учеб.для вузов.- 3-е изд.,- М.: Высш.шк., 2002.- 757с.- ISBN 5-06-004032-1
8. *Макаричев Ю.А.* Проектирование турбогенераторов: Учеб. пособие. – Самара: СамГТУ, 2000. – 69 с.
9. *Титов В.В., Хуторецкий Г.М. и др.* Турбогенераторы. Расчет и конструкция.- Л.: Энергия, 1967. –894с.
10. *Гольдберг О.Д., Гурин Я.С., Свириденко И.С.* Проектирование электрических машин. Под редакцией О.Д. Гольдберга. “ Высшая школа ” 2001.
11. *Гольдберг О.Д., Хелемская С.П.* Электромеханика. Под редакцией О.Д.Гольдберга.- М.: Академия. 2007.
12. *Кацман М.М.* Справочник по электрическим машинам, М.: Академия, 2005.
13. *Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В.* Электрооборудование электрических станций и подстанций. М. Академия, 2005.- 448 с.

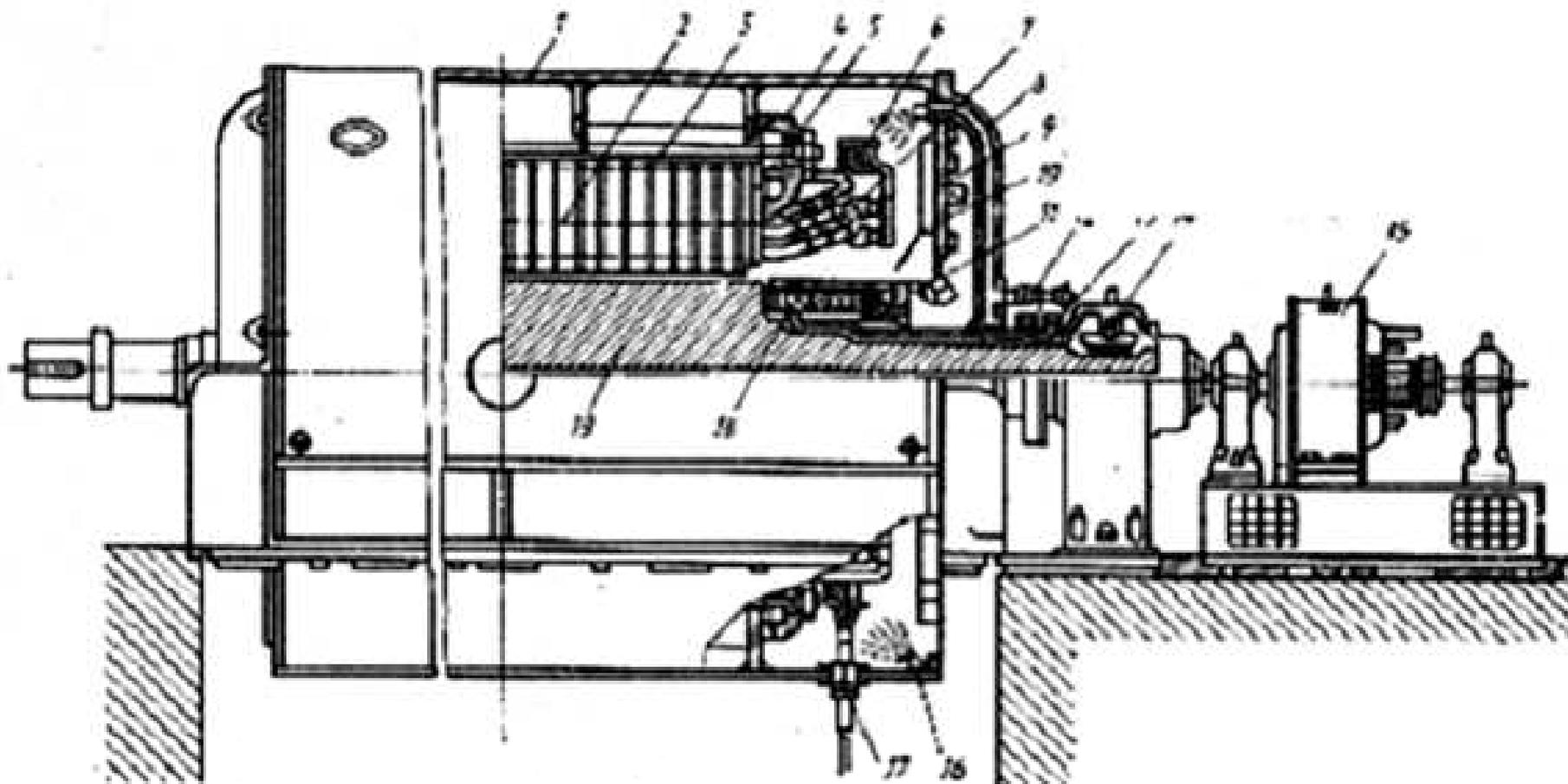


Рис П-1. Продольные разрез турбогенератора Т2-12-2 с воздушным охлаждением

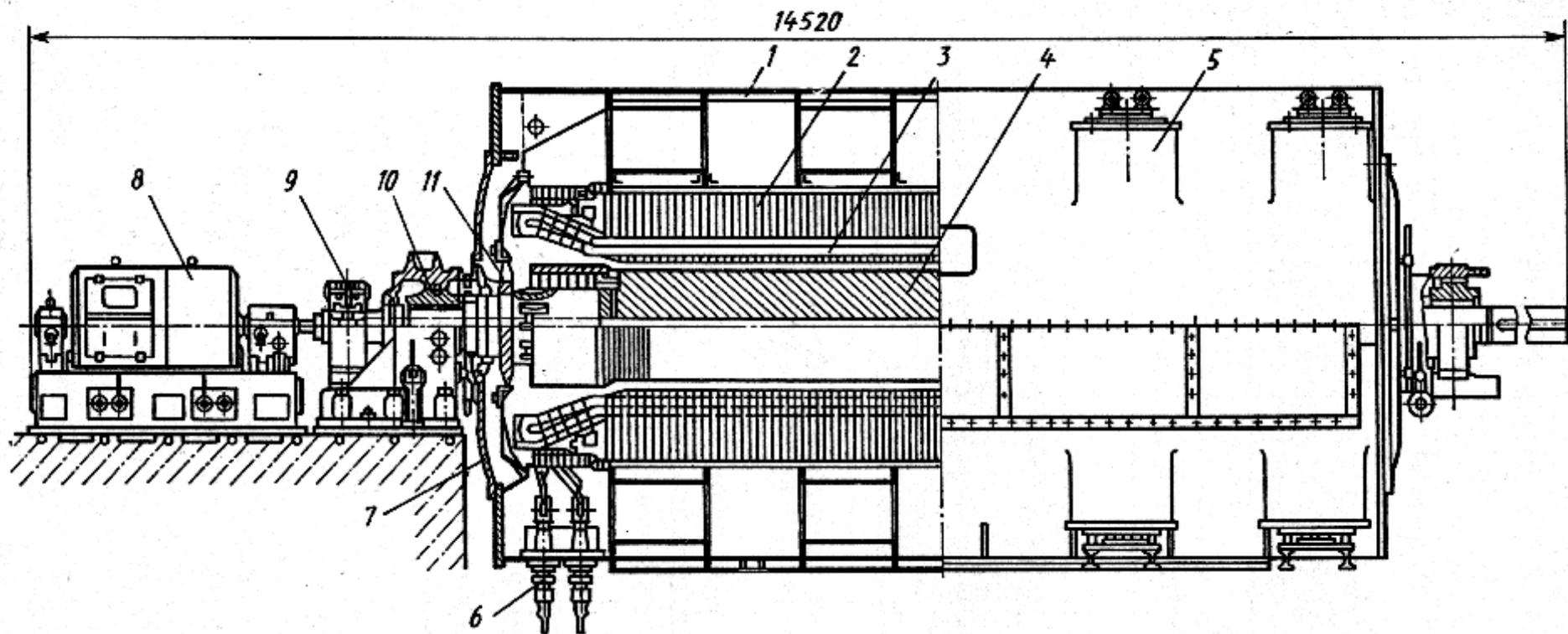


Рис. П-2 Продольный разрез турбогенератора серии ТВ2 мощностью 150 МВт:

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — ротор; 5 — газоохладитель; 6 — выводы; 7 — щит торцевой;
 8 — возбудитель; 9 — аппарат щеткодержателей; 10 — подшипник; 11 — вентилятор осевой

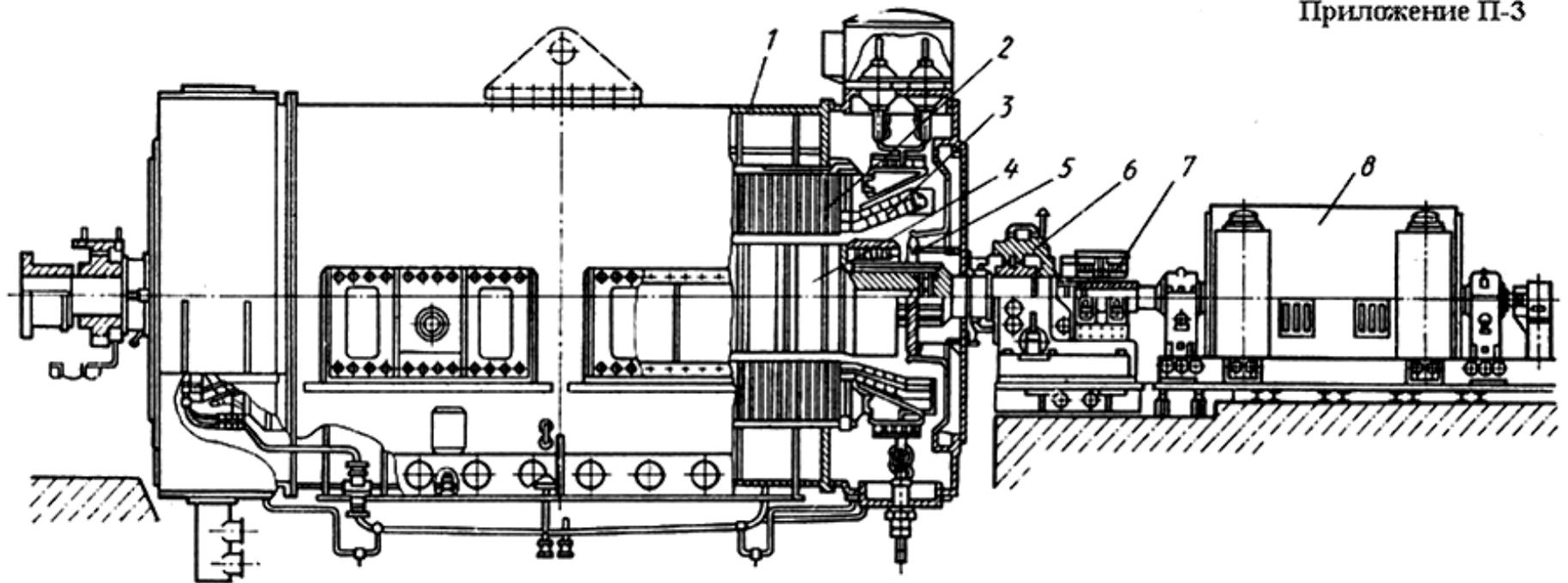


Рис. П-3 Продольный разрез турбогенератора серии ТВВ мощностью 320 МВт с непосредственным охлаждением обмоток статора водой и обмотки ротора водородом:
 1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — ротор; 5 — вентилятор; 6 — подшипник; 7 — аппарат щеткодержателей; 8 — возбудитель

Приложение П-4

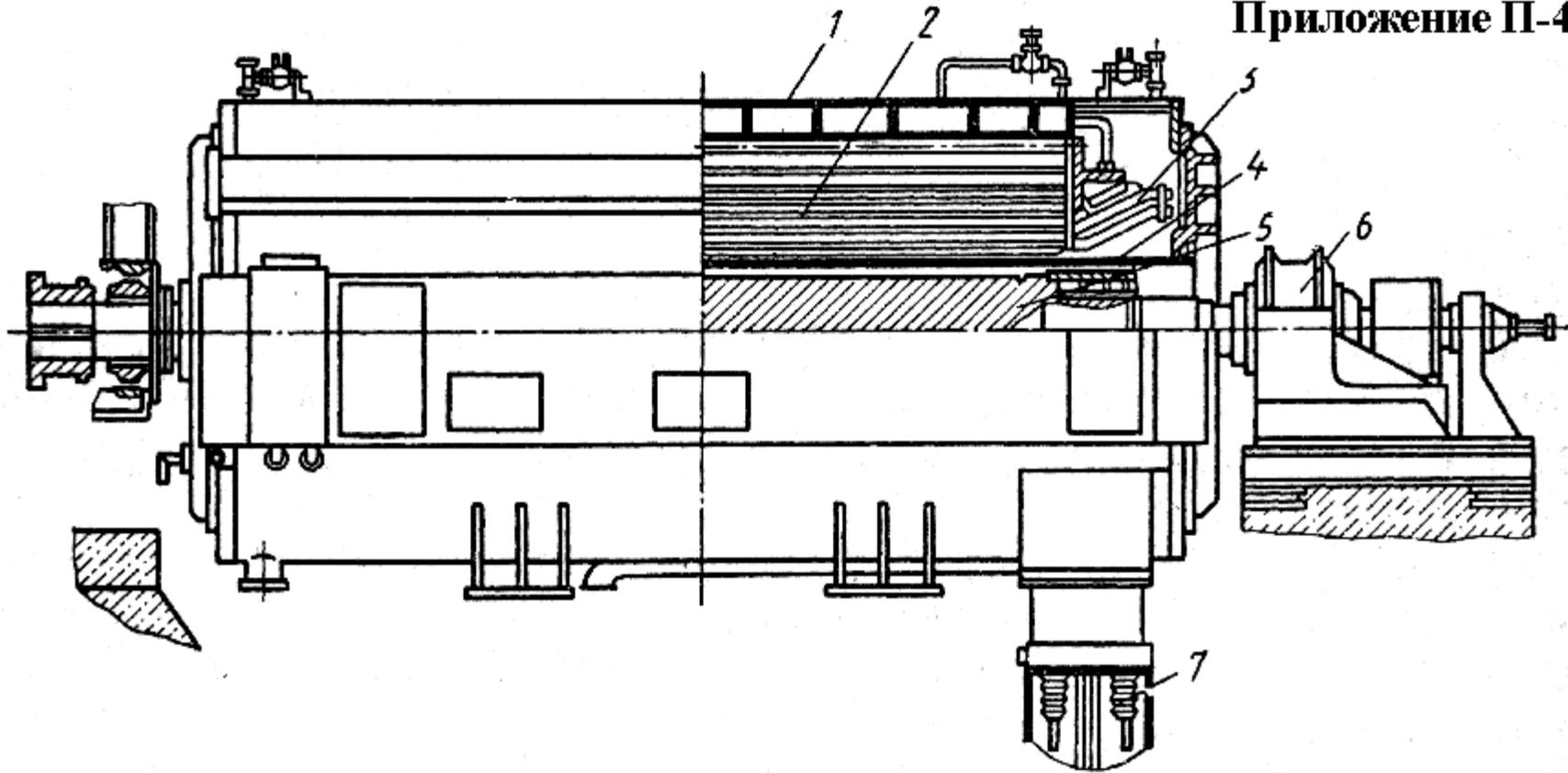


Рис. П-4 Продольный разрез турбогенератора серии ТВМ мощностью 300 МВт с масляным охлаждением:

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора с аксиальными каналами; 3 — обмотка статора; 4 — маслоотделительный цилиндр; 5 — ротор; 6 — подшипник; 7 — выводы

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
Введение.....	5
ЧАСТЬ 1	
КРАТКАЯ ТЕОРИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН	32
Г л а в а 1. Синхронные генераторы.....	32
1.1. Принцип действия синхронного генератора.....	32
1.2. Способы возбуждения синхронных машин	36
1.3. Типы синхронных машин и их конструктивные особенности.....	39
1.4. Охлаждение крупных синхронных машин.....	48
1.5. Основные уравнения и характеристики синхронных генераторов.....	49
1.6. Серии синхронных генераторов.....	62
Г л а в а 2. Синхронные двигатели и компенсаторы	75
2.1. Принцип работы и пуск синхронного двигателя.....	75
2.2. Характеристики синхронных двигателей.....	79
2.3. Назначение и принцип работы синхронных компенсаторов..	83
2.4. Серии синхронных двигателей.....	86
2.5. Синхронные компенсаторы серии КС и КСВ.....	95
Г л а в а 3. Системы возбуждения синхронных машин	97
3.1. Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока.....	97
3.2. Электромашинная система возбуждения с высокочастотным генератором переменного тока.....	100
3.3. Возбудители тиристорные для синхронных машин.....	104
ЧАСТЬ 2	
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ.....	109
Г л а в а 4. Выбор основных размеров и обмоточных данных турбогенератора.....	109
4.1. Основные размеры и электромагнитные нагрузки.....	111
4.2. Проектирование обмотки статора.....	117
4.3. Немагнитный зазор.....	132
Г л а в а 5 Основные размеры и обмоточные данные ротора.....	136
5.1. Основные размеры зубцово-пазовой зоны.....	136
5.2. Расчет обмотки ротора.....	140
Г л а в а 6. Электромагнитный расчет турбогенератора.....	145
6.1. Расчет характеристики холостого хода.....	145
	163

6.2. Намагничивающая сила и ток обмотки возбуждения при номинальной нагрузке.....	150
6.3. Построение регулировочной характеристики.....	150
6.4. Параметры и постоянные времени турбогенератора.....	153
Заключение.....	157
Библиографический список.....	158
Приложения.....	159