

Министерство науки и высшего образования Российской
Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ МАШИНЫ

ЧАСТЬ I

**Современное состояние. Особенности конструкции и
эксплуатации. Параметры и режимы работы.**

Учебное пособие

Санкт-Петербург
2025

УДК 621.313.322

Ватаев, А.С. Электроэнергетические машины. Часть I. Современное состояние Особенности конструкции и эксплуатации. Параметры и режимы работы.: учеб. пособие / А.С. Ватаев, М.В. Сочава, Н.А. Хомицевич – СПб., 2025. –103 с.

Рассматриваются основные проблемы создания современных мощных турбо- и гидрогенераторов и синхронных компенсаторов, приводятся их основные технические характеристики. Подробно анализируются индуктивные параметры и энергетические показатели этих машин в нормальных режимах работы. Обсуждаются параметры машин в переходных и несимметричных режимах.

Учебное пособие предназначено для студентов энергетических специальностей, изучающих курсы «Электроэнергетические машины», может быть полезно для студентов, изучающих курс «Электрические машины».

Табл. 35. Ил. 44. Библиогр.: 13 назв.

© Санкт-Петербургский
политехнический университет Петра
Великого, 2025

© Ватаев А.С., Сочава М.В.,
Хомицевич Н.А. 2025

ВВЕДЕНИЕ

Генерирование, передача, распределение электрической энергии и управление ею в промышленно развитых странах осуществляется в сложных инженерно-технических комплексах, образующих электроэнергетические системы (ЭЭС) различного уровня. Структура этих систем включает самое разнообразное оборудование, но основными компонентами являются синхронные электрогенераторы на электрических станциях (ЭС). В целях улучшения качества электроснабжения в ЭЭС широко используются синхронные компенсаторы реактивной мощности в качестве генераторов или потребителей реактивной мощности.

Электрогенерирующие машины ЭЭС принято выделять в отдельный класс машин и называть их электроэнергетическими машинами (ЭЭМ). Целесообразность такого выделения обусловлена не только их важнейшей ролью в ЭЭС, но и спецификой физических процессов электромеханического преобразования энергии в них.

Бурный рост отечественной электроэнергетики пришелся на 50–80-е годы XX века, когда прирост установленной на электростанциях мощности составлял, примерно, 10 млн кВт в год. Такой прирост был обеспечен за счет резкого увеличения единичной мощности энергоблоков до значений, близких к предельным, по состоянию отечественного энерго- и электромашиностроения того времени. На эти годы приходится и ввод в эксплуатацию атомных электростанций (АЭС) с мощными энергоблоками (1000 МВт). В структуре действующих ныне ТЭС, АЭС и ГЭС эксплуатируются энергоблоки очень большой мощности. Так, например, только на ТЭС задействованы: один энергоблок мощностью 1200 МВт, десятки энергоблоков на 800 и 500 МВт, сотни – на 300 и 200 МВт и многие сотни энергоблоков меньшей мощности.

Убедительно аргументированный в свое время курс на достижение наибольших единичных мощностей энергоблоков не утрачивает своей

актуальности и в наше время. Однако современные пути развития энергетического машиностроения в XXI веке характеризуются интересами в области автономной энергетики и расширением класса генераторов средней и малой мощности нетрадиционного исполнения, с высокими энергетическими показателями и надежностью.

Установленная мощность ЭЭМ наЭС СССР к концу 80-х годов достигала 340 млн кВт, из которых 71 % приходился на тепловые электростанции (ТЭС), 19% – на гидроэлектростанции (ГЭС) и 10% – на АЭС. В 2008 году мощность всехЭС в России составила 212 млн. кВт, причем на долю ТЭС пришлось примерно 65 % всей вырабатываемой электроэнергии, на АЭС – около 14% и на ГЭС – 21 %. На 1 января 2023 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 247 601,8 МВт. По типам электростанций эта мощность распределилась следующим образом: ТЭС – 66% установленной мощности (60,7% выработки электроэнергии за 2022 год), ГЭС – 20,2% (18,8%), АЭС – 11, 9% (19,9%).

В настоящее время электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит 911 электростанций мощностью свыше 5 МВт каждая. По данным Министерства энергетики Российской Федерации выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, в 2019 году составила 1080,6 млрд кВт·ч.

Россия находится на четвертом месте в мире по объему производства электроэнергии, а также входит в число мировых лидеров по запасам углеводородного сырья и уровню развития атомной и гидроэнергетики. ГЭС, АЭС и ВИЭ дают около 40% электроэнергии страны, еще около половины приходится на природный газ

Несмотря на мировую тенденцию развития ветровых, солнечных и приливных электростанций, в нашей стране на долю нетрадиционной энергетики приходится менее 2 % установленной мощности (0,53% выработанной за 2022 год электроэнергии).

Как видно из приведенных выше данных соотношение вырабатываемой ТЭС, ГЭС и АЭС электроэнергией долгие годы остается примерно постоянным. Это обусловлено рядом причин

1. Ограниченность гидроресурсов.

Экономический потенциал российских рек (гидроресурсы) в европейской части России освоен примерно на 50%, хотя гидроресурсы таких рек, как Волга, Кама, Днепр исчерпаны практически полностью. Глубоко недоиспользованы гидроресурсы сибирских (20%) и дальневосточных (5%) рек. В настоящее время мощные ГЭС возможно строить на таких реках как Обь, Енисей, Лена, причем на этих реках можно создавать каскады ГЭС, соизмеримых по установленной мощности с такими станциями как Братская, Усть-Илимская, Красноярская, Саяно-Шушенская и даже самой мощной в мире китайской ГЭС Санься на реке Янцзы (район «три ущелья») мощностью 180000 МВт, включающей в себя 26 энергоблоков по 700 МВт каждый. К сожалению, строительство ГЭС на сибирских и дальневосточных реках не всегда экономически целесообразно из-за труднодоступности районов строительства и неразвитости транспортной инфраструктуры. Очень ограничены в гидроресурсах многие страны мира, в частности, европейские страны. Исключение составляют Швейцария и Исландия в Европе, Канада в Северной Америке. Богаты гидроресурсами страны Южной Америки и Африки, но освоение их затруднительно из-за природных условий (тропики) и неразветвленной транспортной структуры. В ряде случаев строительство ГЭС становится нецелесообразным из-за необходимости затопления обширных сельскохозяйственных угодий для создания искусственного водохранилища. Особенно это относится к равнинным рекам.

2. Капитальные затраты.

Строительство ТЭС обходится значительно дешевле, чем строительство ГЭС. Затраты на строительство АЭС выше, чем на ТЭС, но меньше, чем на ГЭС. Помимо того, что строительство ТЭС требуют меньших капитальных затрат, стоимость турбогенераторов (ТГ) в общей

стоимости ТЭС составляет незначительную часть по сравнению со стоимостью других элементов станции. В табл. В.1 приведена балансовая стоимость элементов ТЭС, работающей на угле, в процентах к суммарной стоимости станции.

Таблица В.1

Элемент комплекса	Балансовая стоимость (%)
Здания и сооружения	40
Котлоагрегат с пылеприготовлением	21
Турбина с трубопроводами	15
ТГ с возбудителем и выводами	8
Транспортные и прочие сооружения	16

3. Время ввода в эксплуатацию.

Время, затраченное на строительство ТЭС, а следовательно, и ввод в эксплуатацию, значительно меньше, чем на ГЭС. Если мощную ТЭС можно ввести в эксплуатацию за 3–5 лет, то ГЭС, в зависимости от конструкции устанавливаемых гидрогенераторов, за 4–12 лет. Кроме того, энергоблоки ТЭС можно вводить поэтапно по мере готовности, тогда как на ГЭС – только по завершении строительства плотины. Время ввода в эксплуатацию АЭС больше, чем ТЭС, но меньше, чем ГЭС с ГГ вертикального исполнения. Но АЭС, так же, как и ТЭС, позволяют подключать к ЭЭС энергетические мощности энергоблоков по мере их готовности.

4. Окупаемость капитальных затрат.

Под окупаемостью капитальных затрат понимается время, в течение которого стоимость выработанной на ЭС электроэнергии окажется равной капиталовложениям в строительство. Окупаемость ТЭС во много раз выше, чем ГЭС (для АЭС несколько меньше). Однако, по истечении срока окупаемости производство электроэнергии на ГЭС оказывается существенно более дешевым, чем на ТЭС и АЭС. Причина этого заключается в непрерывном удорожании топлива, которое добывается во все более отдаленных от мощных ТЭС районах (например,

в Сибири) и его транспортировке. В настоящее время топливом для ТЭС являются: нефть (мазут и другие отходы от переработки нефти), каменный уголь, природный газ, торф и горючие сланцы. Строительство ТЭС, использующих дешевые виды топлива, такие как торф и сланцы, целесообразно осуществлять вблизи места их добычи, т.к. затраты на транспортировку могут оказаться выше стоимости самого топлива. В свое время геологами СССР были обнаружены пласты глубокого залегания низкосортных углей непригодных для металлургии в Экибастузе (Казахстан) и Канско-Ачинском (Восточная Сибирь) угольных бассейнах. В Экибастузе предполагалось построить работающие на таких углях четыре ТЭС мощностью по 4000 МВт каждая (восемь энергоблоков по 500 МВт). Выработанная на этих ТЭС электроэнергия должна была передаваться по линиям электропередачи (ЛЭП) с напряжением 750–1500 кВ в центр европейской части СССР и на Урал. В связи с распадом СССР этот проект не был реализован.

5. Экология.

ТЭС, особенно работающие на угле, являются мощными источниками загрязнения атмосферы. Дымовые трубы ТЭС выбрасывают в атмосферу большое количество угарного и углекислого газа, окислов азота, серы и некоторых других химических элементов. Отдельные виды твердого топлива (уголь, сланцы) имеют высокий процент зольности. Так, например, у горючих сланцев зольность достигает 40%. На некоторых ТЭС отработанная вода спускается в естественные и искусственные водоемы. Поскольку эта вода имеет довольно высокую температуру, она повышает общую температуру воды в водоемах, что способствует разрастанию в них водорослей и заболачиванию. В целях улучшения экологии на ТЭС предпринимаются следующие мероприятия: установка специальных пылеулавливающих фильтров; увеличение высоты дымовых труб до 300–500 м; удаление крупных ТЭС от населенных пунктов (например, Северо-Западная и Юго-Западная ТЭС в Петербурге); создание специальных водоотстойников;

механическая и биологическая (разведение водорослепоедающих рыб – толстолобик, амур белый) очистка водоемов.

Строительство на одной реке, особенно с небольшой скоростью течения, каскада ГЭС приводит к ее заболачиванию, следствием которого является разрастание водорослей и гибель некоторых видов рыб. Сейчас практически неподвижны Волга в России и Днепр на Украине. Заболоченность этих рек в искусственных водохранилищах чрезвычайно высока. Средства борьбы с заболачиванием являются механическая и биологическая очистка. Обширные водохранилища, образующиеся на равнинных реках, помимо того, что затопляют обширные сельскохозяйственные угодья, приводят еще и к изменению микроклимата.

При надлежащей радиационной защите АЭС в экологическом отношении являются самыми чистыми, хотя и на них могут возникнуть такие же проблемы, как и на ТЭС при сбросе нагретой воды в водоемы.

ЭЭМ являются высокоиспользованными машинами, в которых электромагнитные, механические и тепловые нагрузки близки к предельным. В связи с этим ЭЭМ отличаются от обычных синхронных машин по конструктивному исполнению ряда узлов и параметрам. Поскольку ЭЭМ работают на ЭС, связанных с ЭЭС, то к ним предъявляются особые требования по условиям параллельной работы с ЭЭС, а именно, к статической и динамической устойчивости, особенно при работе через протяженную ЛЭП, регулированию активной и реактивной мощности, способности выдерживать длительные и кратковременные перегрузки, сохранять работоспособность и целостность конструкции в различного вида аномальных и аварийных режимах. Все это требует подробного изучения ЭЭМ

Глава 1

Основные технико-экономические показатели ЭЭМ и перспективы их улучшения

1.1. Современное состояние и перспективы развития ЭЭМ

Технический уровень ЭЭМ на всех этапах их развития определялся потребностями развития отечественной электроэнергетики и возможностями электромашиностроения.. Этапы бурного развития, приходящиеся на 50–80-е годы XX века, характеризовались строительством гигантских по мощности электростанций и, соответственно, наращиванием единичных мощностей энергоблоков. Тенденция создания энергоблоков наибольшей единичной мощности сохранилась и в настоящее время как в промышленно развитых, так и в развивающихся странах, преимущественно для АЭС и ГЭС (Китай, Индия). В России в настоящее время энергетика развивается по пути создания большого количества энергоблоков относительно небольшой мощности (60–220) МВт, что связано с заменой, главным образом на ТЭС, выработавших свой энергоресурс ТГ с водородным и водородно-водяным охлаждением. Причем эта замена предусматривает оснащение ТЭС ТГ с полным воздушным охлаждением. Однако, проблема производства мощных ЭЭМ с номинальной мощностью 1000 МВт и выше для относительно недорогого производства электроэнергии на АЭС и ГЭС остается актуальной.

Остановимся на современном состоянии, перспективах развития и некоторых особенностях эксплуатации основных типов ЭЭМ, ориентируясь на продукцию ведущих электромашиностроительных предприятий России. Сразу оговоримся, что после распада СССР в России осталось лишь несколько крупных электромашиностроительных предприятия, а именно, АО “Силовые машины” -завод “Электросила” (Санкт-Петербург), ООО “Новая сила” (Санкт-Петербург, Металлострой), НПО “ЭЛСИБ” в Новосибирске, АО “Уралэлектротяжмаш”

(Екатеринбург), ООО “Электротяжмаш-Привод” (г. Лысьва). Обратимся теперь к конкретным типам ЭЭМ.

Турбогенераторы (ТГ).

Флагманом отечественного турбогенераторостроения является завод “Электросила”, имеющий более чем столетнюю историю своего развития. Сейчас завод входит в состав АО «Силовые машины»

Современные и перспективные типы ТГ АО “Электросила” показаны в табл. 1.1, где они классифицированы по способам охлаждения и важнейшим техническим характеристикам.

Таблица 1.1

Серия	Диапазон мощности (МВт)	Диапазон напряжения (кВ)	Диапазон массы (Т)	Способ охлаждения		
				обмотки статора	активной стали	обмотки ротора
ТВВ	160 – 1200	15,75 – 24	165 – 610	Водяное	Водородное	Водородное
ТЗВ	63 – 1300	10,5 – 24	100 – 580	Водяное	Водяное	Водяное
ТФ	25 – 60	10,5 – 15,75	70 – 190	Воздушное	Воздушное	Воздушное
ТЗФ	63 – 220	10,5 – 15,75	140 – 260	Воздушное	Воздушное	Воздушное

В истории “Электросилы” имеются и иные серии ТГ. Кроме того, и другие отечественные предприятия бывшего СССР (например, Харьковский завод “Электротяжмаш”) разрабатывали и выпускали собственные серии ТГ. Так что в практике эксплуатации (но не всегда проектирования, в силу устаревания конструкции) имеют место следующие серии отечественных ТГ:

1. Серия Т2 – косвенное воздушное охлаждение обмоток статора и ротора и непосредственное – магнитопроводов машины при нормальном давлении воздуха.

2. Серия ТФ – косвенное воздушное охлаждение обмотки статора и непосредственное – обмотки ротора помощью подпазового канала в теле ротора, а также непосредственное охлаждение магнитопроводов при нормальном давлении воздуха.

3. Серия ТЗФ – в принципе повторяет систему ТФ с той лишь разницей, что в этой серии поток воздуха от вентиляторов разделяется на

три части (корпус статора – наружная сторона сердечника статора, воздушный зазор, подпазовый канал). Кроме того, во избежание смешивания “горячего” воздуха, выходящего из каналов статора и ротора, на вентиляционные радиальные каналы статора ставятся заглушки, препятствующие проникновению “горячего” воздуха из ротора в каналы охлаждения статора.

4. Серия ТВ – косвенное водородное охлаждение обмоток статора и ротора и непосредственное – магнитопроводов машины при слегка повышенном (1,05 атм) давлении водорода. Переход от воздушного охлаждения к водородному объясняется большей (примерно в 10 раз) тепловоспринимающей способностью технически чистого водорода ($98\% \text{H}_2 + 2\% \text{CO}_2$).

5. Серия ТВФ – косвенное водородное охлаждение обмотки статора и непосредственное – всех остальных активных узлов машины при повышенном (3 – 4 атм) давлении водорода.

6. Серия ТГВ – непосредственное водородное охлаждение всех активных узлов машины при повышенном давлении водорода. Эта же серия предусматривает при больших мощностях ТГ непосредственное водяное охлаждение обмотки статора.

7. Серия ТВВ – непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное всех остальных узлов машины при повышенном давлении водорода. Переход на водяное охлаждение объясняется его высокой эффективностью (эффективность водяного охлаждения приблизительно в 70 раз выше водородного).

8. Серия ТВМ – масляное охлаждение обмотки и сердечника статора и непосредственное водяное обмотки ротора.

9. Серия ТЗВ – полное непосредственное водяное охлаждение обмоток статора и ротора, сердечника статора и тела ротора.

10. Серия КТГ – криогенное охлаждение обмотки ротора жидким гелием и непосредственное водяное обмотки статора.

Переход на более эффективную систему охлаждения приводит к существенной экономии материалов и уменьшению размеров машины.

Так, например, для ТГ мощностью 100 МВт переход от серии Т2 к серии ТВФ позволил снизить массу машины в 1.6 раза, а её активную длину в 2 раза. Кроме того, с совершенствованием системы охлаждения более рационально используются активные и конструкционные материалы, что иллюстрируется данными табл. 1.2.

Таблица 1.2

Расход материалов (%)	ТВ	ТВФ	ТВВ
Электротехническая сталь	100	63	56
Обмоточная медь	100	83	60
Поковка ротора	100	60	45
Удельный расход	100	70	62

Мировой и отечественный опыт эксплуатации турбогенераторов показал, что ТГ с водородным и водородно-водяным охлаждением обладают по сравнению с другими сериями наибольшей взрыво- и пожароопасностью. В этой связи в начале 90-х годов прошлого века в России начали активно разрабатываться и вводятся в эксплуатацию ТГ с полным водяным, масляным и форсированным воздушным охлаждением. К их числу относятся ТГ следующих серий:

➤ ТЗВ-110-2УЗ, ТЗВ-220-УЗ, ТЗВ-320-2УЗ, взаимозаменяемые с турбогенераторами ТВФ-100-2 (ТВФ-110-2), ТВВ-220-2 и ТВВ-320-2 соответственно. ТГ этих серий имеют полное водяное охлаждение и монолитный сердечник статора без радиальных вентиляционных каналов, что способствует снижению вибраций сердечника статора. Кроме того, ТГ серии ТЗВ-110-2УЗ допускают длительную нагрузку с мощностью 150 МВт при $\cos \varphi = 0,8$ и 165 МВт при $\cos \varphi = 0,85$. ТГ этой серии могут работать с паровыми и газовыми турбинами. Завод-изготовитель серии – АО “Сила”, г. Санкт-Петербург.

➤ ТВМ-110-2УЗ, ТВМ-500-УЗ, взаимозаменяемые с турбогенераторами ТВФ-100-2 (ТВФ-110-2, ТВФ-120-2) и ТВВ-500-2 соответственно. В ТГ этих серий обмотка и сердечник статора охлаждаются огнестойкой диэлектрической жидкостью АЗИ-3Х (Азинефтехим-3), имеют монолитный сердечник статора без радиальных вентиляционных каналов.

Кроме того, турбогенератор ТВМ-110-2УЗ допускает длительную нагрузку с мощностью 150 МВт при $\cos \varphi = 0,9$. Завод-изготовитель серий – НПО “ЭЛСИБ” г. Новосибирск.

➤ ТФ-110-2УЗ, взаимозаменяемые с ТВФ-110-2. Турбогенераторы этой серии имеют форсированное воздушное охлаждение по замкнутому циклу. Эти ТГ рекомендуются для работы с газовыми турбинами. Завод-изготовитель серий – НПО “ЭЛСИБ” г. Новосибирск.

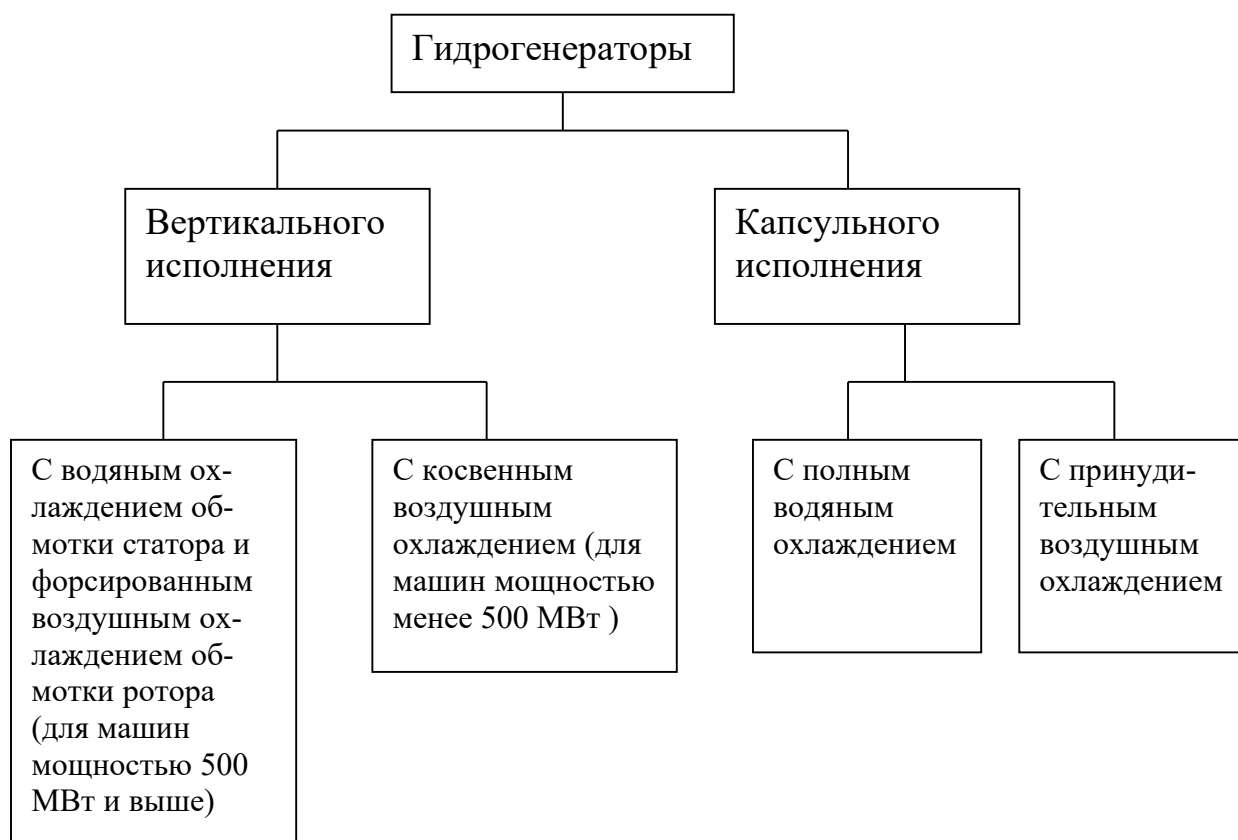
➤ Серии ТЗВА-110-2УЗ, ТЗВА-220-УЗ, ТЗВА-320-2УЗ, взаимозаменяемые с турбогенераторами ТВФ-100-2 (ТВФ-110-2), ТВВ-220-2 и ТВВ-320-2 соответственно. ТГ этих серий асинхронизированные, т.е. имеют продольно-поперечное (по осям d и q ротора) возбуждение, которое обеспечивает стабилизацию напряжения на шинах ТЭС. Охлаждение полное водяное, сердечник статора монолитный без радиальных вентиляционных каналов. Завод-изготовитель серий: “Электросила”, г. Санкт-Петербург.

➤ Серии ТЗФА-110-2УЗ, ТЗФАУ-160-УЗ, ТЗФСУ -320-2УЗ. Современные серии асинхронизированных турбогенераторов с воздушным и комбинированным воздушно -водяным охлаждением. Установка таких генераторов позволяет повысить статическую и динамическую устойчивость энергосистемы; потреблять и вырабатывать реактивную мощность в широком диапазоне; стабилизировать уровень напряжения в сети. Завод-изготовитель серий: “Электросила”, г. Санкт-Петербург.

Гидрогенераторы (ГГ).

Если ТГ являются машинами крупносерийными, т.е. могут устанавливаться на практически любой ТЭС, то ГГ являются мелкосерийными. Они изготавливаются для каждой конкретной ГЭС, а их мощность и частота вращения определяются напорно-расходными характеристиками плотины, т.е. конкретно напором (давлением) $H(\text{кг/м}^2)$ и расходом воды $Q(\text{м}^3/\text{с})$. Иными словами, для ГГ невозможно дать такую же четкую классификацию, как для ТГ. Однако, опираясь на

главный конструктивный признак – способ охлаждения, – можно выделить основные подклассы этих машин и дать им краткую характеристику, как это показано на нижеследующей схеме.



Комментируя эту схему, следует отметить, что в подавляющем числе случаев гидрогенераторы, находящиеся в эксплуатации, а также выпускаемые ведущими отечественными и зарубежными фирмами, изготавливаются с косвенным воздушным охлаждением обмотки статора и непосредственным – сердечника статора, обмотки и полюсов ротора. Воздух, циркулирующий по замкнутому контуру и охлаждаемый в воздухоохладителях, снимает тепловые потери с поверхностей расточки и вентиляционных каналов сердечника статора, обмотки статора, обмотки ротора и полюсных наконечников. Необходимый для преодоления аэродинамических сопротивлений каналов в ГГ, воздухоохладителях и т.п. напор создаётся установленными на торцах ротора вентиляторами и самим ротором. В ряде случаев используется принудительная вентиляция, как, например, в генераторе-двигателе (ГД)

гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) Охира (Япония) мощностью 265 МВт при $n = 400$ об/мин.

Поскольку здесь были упомянуты ГАЭС с обратимыми ГГ, т.е. способными работать в режиме генератор-двигатель (ГД), сделаем небольшое замечание. ГАЭС обычно строятся вблизи АЭС. Дело в том, что АЭС очень чувствительны к регулированию их активной мощности, а именно, мощности реактора. Целесообразно, чтобы реактор, выведенный, например, на номинальную мощность, продолжал бы работать на этой мощности. Однако в некоторых режимах нагрузки появляется избыток активной мощности. Тогда работающие рядом с АЭС ГАЭС переводят свои генераторы в двигательный режим, перекачивая как насосы воду из нижнего бьефа плотины в верхний, запасая тем самым объем воды в верхнем бьефе плотины. В случае пиковых нагрузок ГАЭС переходит в режим обычной ГЭС, вырабатывая недостающее количество электроэнергии.

В ГГ большой мощности применяется водяное охлаждение обмотки статора. В последнем ГГ Нурекской ГЭС мощностью 300 МВт при $n=200$ об/мин водяное охлаждение применено и в обмотке ротора. В этой машине на полюсах ротора используются полукатушки, намотанные несколькими полыми проводниками, электрически и гидравлически соединенными с помощью специальных наконечников. В капсульных ГГ завода “Электросила” применено непосредственное водяное охлаждение обмотки и полюсов ротора. По данным фирмы АВВ (Швейцария) ГГ с полным водяным охлаждением целесообразно производить, начиная с мощности (20-22) МВА на полюс. При мощности более 500 МВА и $n < 150$ об/мин целесообразно применять смешанное охлаждение – водяное обмотки статора и воздушное сердечника статора, обмотки и полюсов ротора. Во всех других случаях предпочтительным является воздушное охлаждение ГГ.

Синхронные компенсаторы (СК).

Традиционно для управления перетоками реактивной мощности и поддержания требуемого уровня напряжения в электрических сетях

использовались СК. В 1970 г. шведская фирма АСЕА изготовила пока самый крупный в мире СК мощностью 350 МВАР с непосредственным охлаждением сердечника статора и полюсов ротора. Данный СК, установленный на электростанции Доумонт (США) имеет номинальное напряжение 18 кВ при $n = 900$ об/мин (число пар полюсов $p = 4$).

В последние десятилетия большую часть СК активно заменяли на статические устройства: системы накопления энергии с использованием аккумуляторных батарей (АБ); батареи статических конденсаторов; управляемые шунтирующие реакторы; управляемые тиристорные компенсаторы; СТАТКОМ.

Однако, накопленный опыт эксплуатации таких устройств и режимные требования со стороны энергосистем (необходимость повышения динамической устойчивости энергосистем и стабилизации напряжения при резко переменной в течение суток нагрузки) вновь делают актуальными электромашинные компенсаторы.

В настоящее время заводом “Электросила” выпускаются асинхронизированные компенсаторы (АСК). Они выполнены неявнополюсными, при этом предельные значения выдаваемой и потребляемой реактивной мощности оказываются равными. АСК отличаются от синхронных наличием дополнительной обмотки возбуждения по поперечной оси ротора, магнитодвижущая сила (МДС) этой обмотки может быть выполнена существенно меньшей, чем МДС основной обмотки возбуждения

1.2. Проблемы и пути повышения эффективности ЭЭМ

Эффективность ЭЭМ закладывается и обеспечивается на всех этапах их жизненного цикла, – от проекта до эксплуатации, – и определяется многими технико-экономическими факторами. Важнейшими среди них являются: полнота и научный уровень исследований ЭЭМ, научно-технический уровень их проектирования и технологии изготовления в конкретных производственных условиях, конкретная практика эксплуатации и т.п.

Одним из важнейших показателей эффективности ЭЭМ является использование их активных и конструкционных материалов. Современные ЭЭМ, как правило, являются высокоиспользуемыми машинами. И степень их использования повышается по мере увеличения единичной мощности.

Бурный рост отечественной энергетики в 60 – 80-е годы прошлого столетия был в значительной мере предопределен непрерывным возрастанием единичной мощности энергоблоков на электростанциях.

Действительно, наращивать мощность энергосистемы электростанций возможно двумя путями:

- Путем увеличения на станциях числа генераторов относительно небольшой мощности
- Путем сокращения на станциях числа генераторов с одновременным повышением единичной мощности установленных генераторов.

Второй путь является предпочтительным по следующим причинам:

1. Создание генераторов большой единичной мощности оказывается дешевле по удельным (на единицу мощности) капитальным затратам, хотя и возникает необходимость использования принципиально новых, в ряде случаев специально разработанных дорогостоящих материалов (специальный профильный медный прокат с присадкой серебра, холоднокатаная электротехническая сталь, титановые сплавы, новые виды изоляции, стеклобандажи и т.п.).

2. Снижается удельная металлоемкость конструкции генератора и трудовые затраты.

3. Снижаются удельные капитальные затраты на электростанциях, так как сокращаются сроки ввода энергетических мощностей, уменьшается объем строительно-монтажных работ, снижаются удельный расход материалов, а также расход топлива на ТЭС и трудовых затрат в процессе эксплуатации. Кроме того, повышается общий КПД станции, так как суммарный КПД (η_{Σ}) нескольких параллельно работающих

генераторов одинаковой мощности меньше КПД (η) одного генератора мощностью равной их суммарной ($\eta > \eta_{\Sigma} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n$).

Для иллюстрации сказанного в табл. 1.3 приводятся сведения об удельных капиталовложениях и стоимости электроэнергии в процентах к таким же показателям ТГ мощностью 60 МВт.

Таблица 1.3

Мощность ТГ (МВт)	Удельные капиталовложения (%)	Стоимость электроэнергии (%)
60	100,0	100,0
120	96,5	88,5
200	81,5	70,0
350	75,0	68,2
500	69,5	65,0

Кроме того, с увеличением единичной мощности ЭЭМ с одной и той же системой охлаждения резко сокращается удельный расход материалов (обмоточной меди, электротехнической и конструкционной стали, изоляционных материалов). Так, для ТГ прежних, не унифицированных серий ТВВ он составлял 0.93 кг/кВт для ТВВ-300-2, 0.66 кг/кВт для ТВВ-500-2 и 0.51 кг/кВт для ТВВ-1200-2.

Следует, однако, отметить, что увеличение единичных мощностей ТГ не может быть чрезмерным. Это связано, во-первых, с тем, что выход из строя мощного генератора может привести к нарушению параллельной работы остальных генераторов станции, и даже энергосистемы. Во-вторых, отключение большой мощности может резко ухудшить качество энергоснабжения потребителей. Например, установленная мощность Костромской ГРЭС составляет 3600 МВт и включает в себя мощность 8 генераторов по 300 МВт и одного 1200 МВт. Следовательно, при аварийном отключении ТГ 1200 МВт станция теряет треть установленной мощности. Поэтому на ТЭС целесообразно устанавливать ТГ одинаковой мощности, как, например, ТГ Экибастузской ТЭС (8 генераторов по 500 МВт). Тогда отключение одного, даже мощного генератора, будет менее опасно для устойчивости параллельной работы

остальных машин, а потеря мощности станцией окажется менее чувствительной для потребителя.

Однако, несмотря на отмеченные ограничения в увеличении единичной мощности ЭЭМ, проблема эта остается актуальной, особенно для электростанций с дешевыми источниками энергии.

Рассмотрим возможные пути повышения единичной мощности ЭЭМ и решения возникающих при этом проблем. С этой целью проанализируем выражение для электромагнитной мощности синхронной машины (СМ), которая, как известно, равна:

$$S = k n D_1^2 l_1 A_1 B_\delta, \quad (1.1)$$

где n – частота вращения, D_1 – диаметр расточки статора, l_1 – активная длина расточки статора, A_1 – линейная токовая нагрузка статора, B_δ – индукция в воздушном зазоре, $k=1,1$ – коэффициент пропорциональности.

Значение линейной нагрузки может быть рассчитано по формуле:

$$A_1 = I_n \frac{S_{n1}}{t_1 \cdot a}, \quad (1.2)$$

где I_n – номинальный ток статора, a – число параллельных ветвей обмотки, S_{n1} – число эффективных проводников в пазу, $t_1 = \frac{\pi D_1}{Z_1}$ – пазовое деление статора, Z_1 – число пазов статора.

Из формулы (1.1) следует, что единичная мощность СМ может быть повышена путем увеличения частоты вращения n , активного объёма машины (габаритов) и электромагнитных нагрузок.

Оценим возможности увеличения каждой из перечисленных величин.

I. Частота вращения.

Турбогенераторы. Частота вращения ТГ определяется частотой вращения паровой турбины, которая, в свою очередь, зависит от

параметров так называемого свежего пара. На ТЭС современные котлы, использующие органическое топливо, позволяют достигнуть давления пара $(160\div 240)$ атм при температуре $(540\div 560)^\circ\text{C}$. При таких параметрах пара турбина имеет наилучшие технико-экономические показатели (наибольший КПД) при частоте вращения $n=(3000\div 3600)$ об/мин. В России и в Европе принята частота вращения $n=3000$ об/мин, что при числе пар полюсов $p=1$ соответствует частоте тока $f=50$ Гц. В США, Канаде, некоторых странах Латинской Америки и частично в Японии принята частота тока $f=60$ Гц и там при $p=1$ получается $n=3600$ об/мин. На АЭС реакторы позволяют получить давление пара $(60-70)$ атм при температуре $(250-300)^\circ\text{C}$. Для таких параметров пара экономически целесообразной оказывается частота вращения турбины $n=(1500\div 1800)$ об/мин, т.е. ТГ должен иметь четырех полюсное исполнение ($p=2$).

В последнее время начинают получать широкое распространение ТЭС с использованием газотурбинных установок (ГТУ), мощность которых достигает 250 МВт. В таких установках начальная температура газа, получающегося при сжигании топлива, достигает величины $(1300\div 1400)^\circ\text{C}$ при степени сжатия $15\div 17$. При таких параметрах газа ГТУ развивает частоту вращения $n=(3000\div 3600)$ об/мин при КПД $\eta=36.5\%$. Поскольку на выходе из ГТУ температура газа остается высокой, целесообразно направлять его в паровой котел для выработки пара, который в дальнейшем подается на паровую турбину, вращающую ТГ. Установки, комбинирующие газотурбинный цикл с высокотемпературным подводом тепла и паровой цикл, в котором высокая температура выхлопных газов газовой турбины используется в паровом котле для получения пара, поступающего затем в паровую турбину, называются парогазовыми (ПГУ). ПГУ имеют наибольший КПД по сравнению с другими ТЭС, и он достигает величины $\eta=(55\div 60)\%$.

Таким образом, частота вращения современных ТГ оказывается практически постоянной и равной $n=(3000\div 3600)$ об/мин для ТЭС и $n=(1500\div 1800)$ об/мин для АЭС. Это означает, что турбогенераторы

ТЭС должны иметь двухполюсное исполнение ($p=1$), а АЭС – четырехполюсное ($p=2$), хотя на АЭС могут работать и двухполюсные ТГ (например, ТВВ-500-2 на ЛАЭС), но их использование будет менее эффективным. Итак, увеличение единичной мощности ТГ за счет повышения их частоты вращения невозможно.

Гидрогенераторы. Частота вращения ГГ определяется частотой вращения гидравлической турбины, которая, в свою очередь, зависит от напорных характеристик плотины и расхода воды через турбину. Поэтому частота вращения ГГ выбирается строго индивидуально для каждой конкретной ГЭС и она будет тем больше, чем больший напор создает плотина станции. Следовательно, повышать частоту вращения ГГ для увеличения единичной мощности также практически невозможно.

ТГ являются машинами крупносерийными, то есть они могут быть установлены на любой ТЭС или АЭС. ГГ – машины мелкосерийные, то есть они изготовлены для конкретной ГЭС и не могут быть установлены на других ГЭС.

Все ТГ горизонтального исполнения, т.е. ось их вращения параллельна полу машинного зала. ГГ в большинстве вертикального исполнения, ось их вращения перпендикулярна полу машинного зала, и в зависимости от расположения опорного подшипника (подпятника) они подразделяются на два типа. Если подпятник находится выше ротора, то это ГГ подвесного типа. Если же подпятник находится ниже ротора, то это ГГ зонтичного типа. Существуют ГГ и горизонтального исполнения. Это ГГ капсульного типа. Такой ГГ помещается в водонепроницаемую капсулу, а сами капсулы – в отверстия в теле плотины. За пределами капсулы на одном валу с ГГ монтируется гидравлическая турбина поворотно-лопастного типа. На плотинах с такого типа ГГ нет верхнего и нижнего бьефа, т.е. уровень реки до и после плотины одинаков. Напор воды определяется естественной скоростью течения реки и поэтому относительно мал. По этой причине все капсульные ГГ тихоходны и имеют большое число пар полюсов. Мощность капсульных ГГ относительно невелика и в настоящее

время достигла 56 МВт. Однако, ГЭС с капсульными ГГ имеют то преимущество перед другими ГЭС, что они не требуют создания искусственного водохранилища, т.е. затопления больших территорий.

II. Габариты машины.

Турбогенераторы. Увеличение единичной мощности ТГ за счет возрастания габаритных размеров ограничено такими факторами, как:

- 1) Механическая прочность ротора.
- 2) Масса поковки ротора.
- 3) Транспортные возможности.

По условиям механической прочности, вследствие значительных центробежных сил, ограничиваются диаметры ротора D_2 , бандажных колец D_B и центрального отверстия D_0 , которое высверливается вдоль длины ротора для выборки металла с усадочными трещинами, образовавшимися при ковке ротора. Диаметр центрального отверстия принимается равным $D_0 = 0,12 D_2$ с округлением до 5 мм в ту или иную сторону. Центральное отверстие в ряде случаев заполняется магнитным материалом.

Напомним, что центробежная сила на поверхности ротора равна:

$$F_{ц} = 2 \frac{m_2 \cdot v^2}{D_2}, \quad (1.3)$$

где $m_2 = \rho \frac{\pi D_2^2}{4} l_2$ – масса ротора, ρ – усредненная плотность материала ротора, l_2 – длина ротора, $v = \frac{\pi D_2 n}{60}$ – окружная скорость на поверхности ротора, n (об/мин) – частота вращения.

Учитывая, что масса ротора может превышать 100 т, а окружная скорость достигает 200 м/с, центробежные силы на поверхности ротора получаются чрезвычайно большими. Вследствие этого диаметр ротора D_2 должен быть ограничен. По ряду причин (см. ниже) должна быть

ограничена и длина ротора. В табл. 1.4 приводятся геометрические размеры роторов серии ТВВ различной мощности.

Таблица 1.4

P (МВт)	150	200	300	500	800	1200
D_2 (мм)	1000	1025	1075	1120	1200	1250
l_2 (мм)	3950	4350	5800	6350	7100	8000

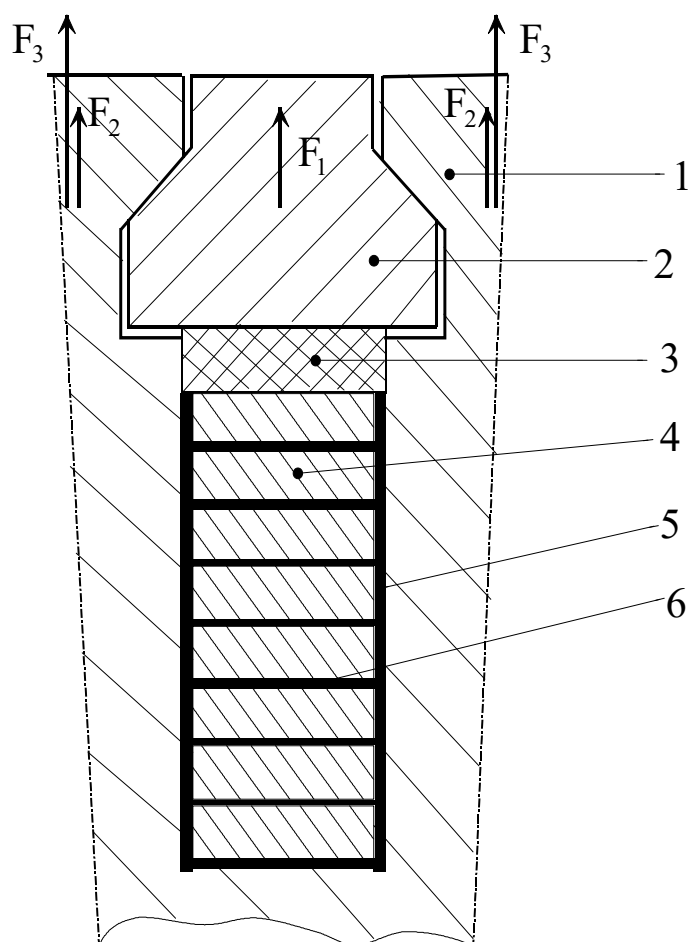


Рис. 1.1. Обозначения: 1 – зубец; 2 – клин; 3 – подклиновая прокладка; 4 – проводник обмотки; 5 – корпусная изоляция; 6 – межвитковая изоляция

Чтобы лучше разобраться в ограничениях по механической прочности, напомним механизм нагружения конструктивных элементов ротора центробежными силами при вращении ротора. В центральной части ротора центробежные силы от массы клина и обмотки F_1 (рис. 1.1) суммируются с центробежной силой от массы зубца F_2 , создавая результирующую силу $F_3 = F_1 + F_2$, которая целиком воспринимается зубцом. Эта сила вызывает большие механические напряжения в корне зубца (у дна паза), стремясь его оторвать.

Для снижения напряжений в корне зубца иногда пазы ротора выполняют трапецидальными, так, чтобы стенки паза были параллельны оси зубца (рис. 1.2). Тогда сечение зубца по всей высоте паза остается неизменным. В турбогенераторах серии ТЗВ

пазы ротора выполняют ступенчатыми (рис. 1.3). Верхняя часть паза выполняется более широкой, чтобы уложить полые проводники обмотки по ширине меди b_m , а нижняя – более узкой, чтобы уложить проводники по ширине a_m .

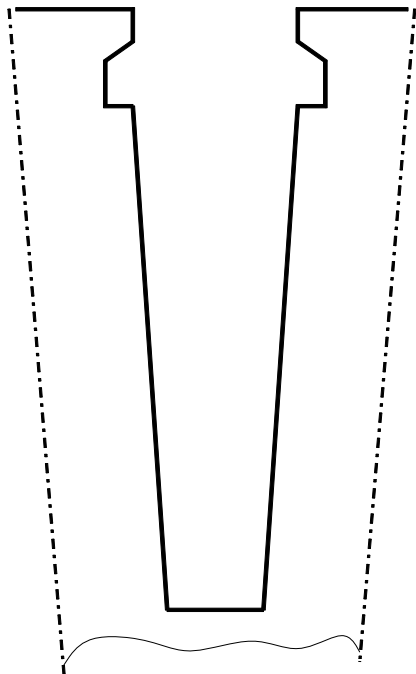


Рис. 1.2

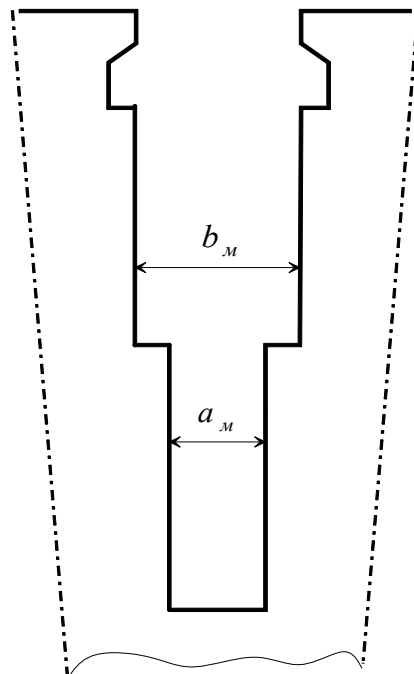


Рис. 1.3

Кроме того, по условиям допустимых напряжений в корне зубца ограничивается число обмотанных пазов ротора, выфрезерованных на равном расстоянии друг от друга, обычно на $2/3$ окружности ротора в поперечной оси. Эти ограничения приводятся в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Диаметр ротора до (мм)	Число пазовых делений	Число обмотанных пазов	Число плоскостей лобовых частей обмотки	Число демпферных пазов на полюс
500	28	20	5	4
600	30	20	5	5
700	36	24	6	6
800	38	28	7	5
900	40	32	8	4
1000	44	32	8	6

В таблице под плоскостями лобовых частей понимаются сечения лобовых частей обмотки ротора по продольной оси большого зуба, а под демпферными пазами понимаются пазы, выфрезерованные в больших зубцах ротора только на глубину пазового клина, в которые забиваются бронзовые клинья. Об их назначении будет сказано ниже.

Радиально направленные центробежные силы, действующие на конструктивные элементы ротора, стремятся растянуть его кольцевые структуры, – бочка ротора, бандаж, демпферное кольцо, – создавая при этом тангенциальные механические напряжения в них.

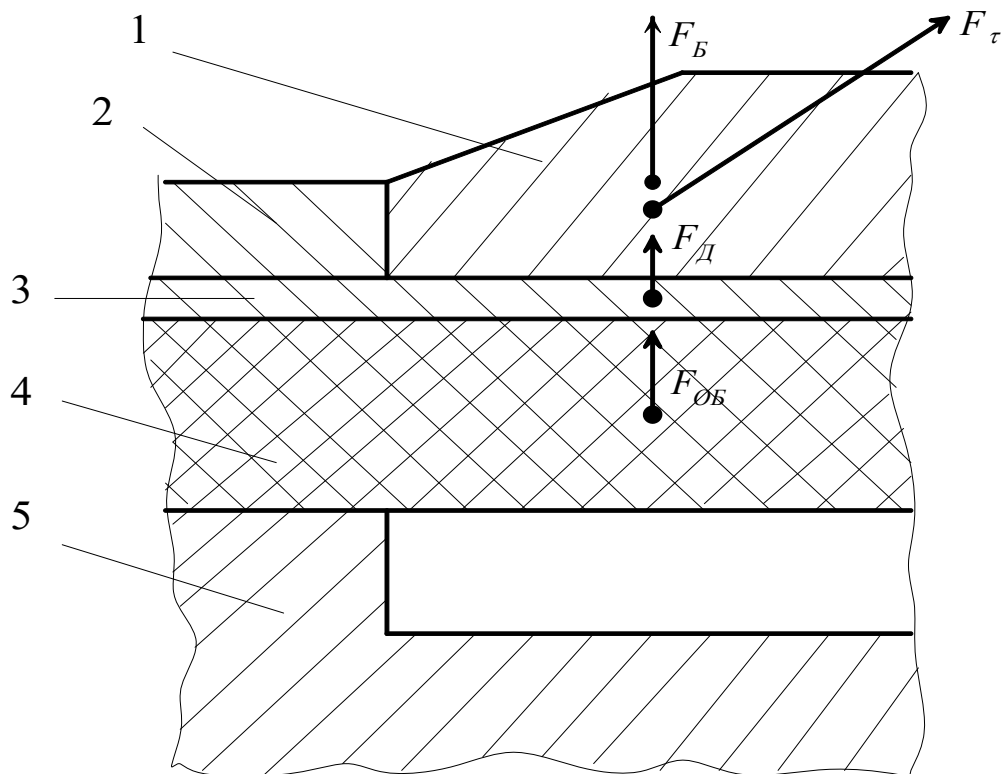


Рис. 1.4

1- бандажное кольцо; 2- клин; 3- демпфер; 4- обмотка; 5 - тело ротора

Наиболее опасными действия этих напряжений оказываются в торцевой части ротора, где взаимодействуют центробежные силы лобовой части обмотки $F_{ОБ}$, демпферной обмотки F_D и бандажа F_B (рис. 1.4). Возникающие при этом тангенциальные силы F_{τ} , стремятся разорвать бандаж и короткозамыкающее демпферное кольцо.

Механическая прочность бочки ротора, бандажа и других конструктивных элементов зависит от характеристик материалов из которых они изготовлены. Все применяемые в конструкции роторов материалы (сталь, дюралюминий, бронза, титан и т.д.) являются пластическими, т.е. они обладают пластической деформацией. Это значит, что при напряжениях σ больших предела текучести σ_S , но меньше предела прочности σ_B , они деформируются, изменяя свои размеры, но не разрушаются. Механические свойства пластических материалов характеризуются следующими физическими величинами:

1. Пределом упругости – максимальным напряжением, при котором еще происходит упругая деформация при изменении нагрузки.

2. Физическим пределом текучести σ_S (кг/мм²) – напряжением, при котором происходит пластическая деформация почти без изменения нагрузки.

3. Пределом прочности σ_B (кг/мм²) – наибольшим напряжением, выдерживаемым материалом без разрушения.

4. Относительным удлинением ε или сужением ψ , характеризующими пластические свойства материала.

Роторы ТГ с диаметрами $D_2 \leq 800$ мм, как правило, изготавливаются из углеродистой стали. Роторы ТГ мощностью (150 – 1200) МВт, выпускаемых в России, выполняются из хромоникельмолибденовых сталей с высоким до (1,5 – 4) % содержанием никеля со следующими характеристиками: $\sigma_B = (73-80)$ кг/мм², $\sigma_S = (55-62)$ кг/мм², $\varepsilon = (15-16)$ %, $\psi = (30-35)$ %.

Роторные бандажные кольца для средних и мощных ТГ изготавливаются из немагнитной аустенитной хромомарганцевой (4 % хрома и 18 % марганца) стали. Широкое распространение получила хромомарганцевая сталь с повышенным содержанием хрома (до 18 %). Магнитная проницаемость такой стали мала и равна $\mu = (1,01-1,03)\mu_0$, где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная проницаемость воздуха. В машинах с

большими диаметрами роторов для снижения центробежных сил от собственной массы бандажей в качестве материала для них применяются титановые сплавы. Материалом для пазовых клиньев обычно является дюралюминий. В ТГ большой мощности клинья изготавливаются из титановых сплавов.

В табл. 1.6 и 1.7 приводятся механические характеристики и свойства материалов, применяемых для роторов, бандажных колец и клиньев. Все механические напряжения указаны при разгонной частоте вращения ротора $n_p = 1,2 n_n$.

Таблица 1.6

D_2 , мм	σ_3 , кг/мм ²	$\sigma_{Ц}$, кг/мм ²	σ_B , кг/мм ²	Ротор			Бандаж		
				σ_B , кг/мм ²	σ_S , кг/мм ²	ε , %	σ_B , кг/мм ²	σ_S , кг/мм ²	ε , %
472	7,95	3,6	24,8	50	25	16	80	60	16
575	11,70	5,9	30,7	50	25	16	80	60	16
664	12,70	6,7	29,2	50	30	16	80	60	16
728	17,80	17,2	38,2	60	35	16	80	60	16
814	19,60	20,5	40,7	65	40	16	85	72	18
1000	28,40	28,5	51,0	75	55	16	100	85	20
1075	29,20	32,2	57,1	80	60	16	110	90	20

Таблица 1.7

Материал	ρ , кг/дм ³	E , кг/мм ²	β , 1/град	σ_B , кг/мм ²	σ_S , кг/мм ²	ε , %	ψ , %
Аустенит- ная сталь	7,8-8,0	$2,1 \cdot 10^6$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	75-110	60-100	25-20	8-10
Титано- вый сплав	4,5	$1,15 \cdot 10^6$	$0,86 \cdot 10^{-5}$	92	85	14	5
Дюралю- миний	2,7	$0,7 \cdot 10^6$	$2,2 \cdot 10^{-5}$	40	30	8-12	—

В таблицах обозначено: σ_3 – напряжение в корне зубца, σ_{II} – тангенциальное напряжение на поверхности центрального отверстия, σ_B – тангенциальное напряжение на внутренней поверхности бандажа, E – модуль упругости, ρ – плотность, β – коэффициент линейного расширения.

При механическом расчете элементов ротора обязательно должны быть обеспечены коэффициенты запаса, равные отношению предела текучести материала к действующему радиальному или тангенциальному напряжению. Эти коэффициенты должны быть не ниже: $k_S = 1,8 \div 2,0$ для напряжений в зубцах ротора; $k_S = 1,75 \div 2,0$ для напряжений на поверхности центрального отверстия; $k_S \geq 1,6$ для напряжений в клиньях; $k_S \geq 1,54$ для напряжений в бандажных кольцах.

В заключение заметим, что предельный по соображениям прочности диаметр ротора в двухполюсном исполнении $D_{2,2}$ был достигнут в турбогенераторе ТВВ-1200-2 конструкции завода “Электросила” и составил 1250 мм. Если принять одинаковой мощность для двух- и четырехполюсного ТГ, то, как следует из формулы (1.1), предельный диаметр ротора в четырехполюсном исполнении окажется равным $D_{2,4} = \sqrt{2} D_{2,2} = \sqrt{2} \cdot 1250 = 1775$ мм. Однако, если определять $D_{2,4}$ через равенство центробежных сил, то по (1.3) получим $D_{2,4} = 1,6 D_{2,2}$, т.е. $D_{2,4} = 1,6 \cdot 1250 = 2000$ мм. В настоящее время ротор самого большого диаметра в четырехполюсном исполнении изготовлен фирмой “Альстом” для ТГ мощностью 1485 МВт и равен 1900 мм. Масса этого ротора 230 т. Масса ротора ТВВ-1200-2 составляет 107 т.

Длина бочки ротора l_2 , как и ее диаметр, также не может быть выбрана слишком большой. Дело в том, что ротор представляет собой нагруженную балку на двух опорах и при большой длине, даже несмотря на значительный диаметр ротора, неизбежен его статический прогиб. У современных мощных ТГ с учетом вылета лобовых частей,

удаления бандажных узлов от боковых щитов корпуса ТГ, а самих щитов от опорных подшипников, расстояние между подшипниками (точками опоры) достигает 12–15 м. Очевидно, что прогиб ротора будет тем больше, чем больше его масса и меньше диаметр.

Наличие прогиба приводит к возникновению вибраций, которые могут вызвать разрушение подшипников и, кроме того, через боковые щиты передаются корпусу ТГ, а через него сердечнику статора, вызывая его вибрации. Помимо вибраций, вызванных прогибом ротора, возникают дополнительные вибрации, обусловленные несимметрией распределения массы по продольной (d) и поперечной (q) осям ротора. В поперечной оси выфрезерованы пазы, ослабляющие сечение бочки ротора. В продольной оси таких пазов нет. Это приводит к различным условиям жесткости по осям d и q . В целях выравнивания жесткости по этим осям в больших зубьях ротора на расстоянии примерно 50–60 см друг от друга выфрезеровываются серповидные поперечные канавки глубиной около 150 мм, называемые канавками Лаффуна, по имени американского инженера, их предложившего. Они выполняют роль пружины при продольных колебаниях ротора. В табл. 1.8 приводятся данные, иллюстрирующие различия в характеристиках роторов ТГ серии ТВВ различных мощностей.

Таблица 1.8

Мощность (МВт)	100	200	500	800	1200
Диаметр ротора (см)	99,0	107,5	112,5	120,0	125,0
Масса ротора (т)	32,1	43,6	64,0	84,0	107,0
Объем бочки ротора (м ³)	5,0	5,8	6,3	8,1	9,9

Для гашения колебаний статора применяется пружинная (камертонная) подвеска сердечника статора. Пакеты сердечника статора набираются на приваренные к корпусу шпильки прямоугольного сечения, имеющие по длине через определенные интервалы прорези. Эти шпильки выполняют роль пружины и гасят колебания.

Гидрогенераторы. Если роторы ТГ, в силу больших частот вращения, выполняются с относительно малыми диаметрами и большой активной длиной, то роторы ГГ, частоты вращения которых относительно невелики, изготавливаются со значительными диаметрами при относительно небольшой активной длине. Например, гидрогенераторы, работающие на ГЭС Гренд-Кули (США) ($S_n = 615,4$ МВА, $n_n = 72$ об/мин, $p = 50$), имеют диаметр расточки статора $D_1 = 20$ м. За вычетом двойного зазора такого же порядка будет и диаметр ротора D_2 . Однако, несмотря на относительно низкие частоты вращения роторов ГГ вследствие их больших диаметров центробежные силы, действующие на ротор могут достигать очень больших значений, т.к. они пропорциональны D_2^3 .

Как показывают расчёты и практика эксплуатации ГГ, наибольшие усилия в роторах имеют место в области крепления полюса Т-образными хвостами к ободу ротора и на внутренней поверхности самого обода. Как сердечники полюсов, так и обода роторов выполняют шихтованными. Для сердечников полюсов, применяется неизолированная электротехническая сталь толщиной $\Delta = 1,0; 1,5; 2,0$ мм. Обода набираются из конструкционной стали толщиной 3-4 мм в поперек.

Полюсы крепятся к ободу ротора с помощью Т-образных хвостов. Площадь хвостов обычно принимается 7% от площади сердечника полюса. При больших механических нагрузках листы шихтованного сердечника теряют устойчивость и коробятся. Для повышения устойчивости хвосты по всей длине провариваются. Критическая нагрузка, при которой листы теряют устойчивость, определяется опытным путем. После этого

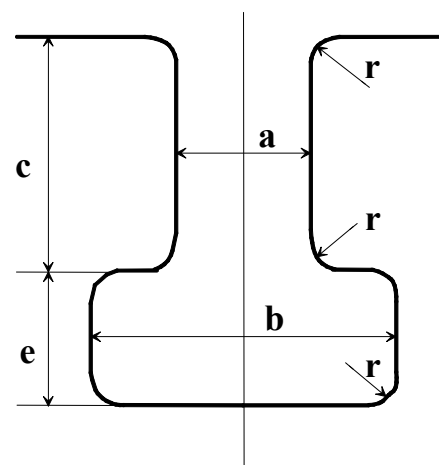


Рис. 1.5

хвосты нормализуются, и для нормализованных хвостов устанавливается допустимая нагрузка. В табл. 1.9 приведены размеры нормализованных хвостов завода “Электросила” согласно рис. 1.5 и величины допустимой нагрузки.

Предел текучести для стали полюсов $\sigma_s = 2000$ кг/см², модуль упругости $E = 2 \cdot 10^6$ кг/см². Для проваренных листов толщиной 2 мм (вместо 1,5 мм) допустимая нагрузка может быть увеличена на 40 %. При особенно тяжелых полюсах их сердечники снабжаются двумя хвостами.

Таблица 1.9

Размеры хвостов, мм					Толщина листа, мм	Допустимая нагрузка, кг/см ²	
<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>e</i>	<i>r</i>		хвост проварен	хвост не проварен
20	40	38	20	1,5	1,0	1100	800
					1,5	2000	1500
26	52	50	25	1,5	1,0	1100	700
					1,5	2800	2100
32	65	58	32	1,5	1,0	1300	620
					1,5	2900	2200
38	70	58	32	1,5	1,0	1800	530
					1,5	3400	2500
40	78	62	32	1,5	1,5	4000	—
56	102	80	52	3,0	1,5	5600	—
75	135	90	60	3,0	1,5	7500	—

Увеличение окружной скорости ротора ГГ, в первую очередь, ограничивается прочностью обода. Сечение шихтованного обода, набранного в перекрой из отдельных листов, ослаблено канавками для хвостов и отверстиями под стяжные шпильки, вблизи которых происходит концентрация напряжений.

При заданном допустимом механическом напряжении предельная окружная скорость ротора ГГ v_{np} зависит от диаметра расточки статора D_1 , ширины обода h_0 , удельной плотности материалов полюса ρ , высоты полюса h_n и коэффициента β , характеризующего ослабление обода. Прочностные характеристики обода ротора принято оценивать некоторой величиной

$$A = v_{np} \sqrt{\frac{\beta}{\sigma}}, \quad (1.4)$$

где v_{np} – предельная окружная скорость ротора при заданных D_1 , h_0 и угонной частоте вращения $n_{y2} = 1,5n_n$; $\sigma = 30$ кг/мм² – допустимое напряжение на ободе, изготовленном из Ст. 35 с пределом текучести $\sigma_s = 32-34$ кг/мм².

Значения величины A при средних значениях для полюсов ГГ $h_n = 32$ см, $\rho = 6 \cdot 10^{-3}$ кг/см³ и коэффициенте ослабления $\beta = 1,6$ в зависимости от D_1 и h_0 приведены в табл. 1.10.

Таблица 1.10

h_0 , см	D_1 , см							
	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
50	3,36	3,23	3,14	3,11	3,07	3,05	3,04	3,03
60	3,50	3,36	3,28	3,22	3,19	3,17	3,15	3,13
70	3,66	3,48	3,38	3,33	3,29	3,25	3,23	3,21
80	3,79	3,60	3,48	3,40	3,35	3,34	3,29	3,27
90	3,93	3,70	3,57	3,50	3,42	3,39	3,36	3,33
100	4,05	3,79	3,65	3,47	3,50	3,45	3,42	3,39

Пересчет по (1.4) из данных в табл. 1.10 значений A позволяет определить предельные значения скорости v_{np} , которые приведены в табл. 1.11.

Таблица 1.11

h_0 , см	D_1 , см							
	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
50	145	140	136	134	133	132	131	131
60	151	145	142	139	138	137	136	135
70	158	150	146	144	142	141	140	139
80	164	156	150	147	145	144	142	141
90	170	160	154	151	148	147	145	144
100	175	164	158	154	151	149	148	147

Таким образом при заданной частоте вращения ГГ диаметр расточки статора D_1 ограничен механической прочностью обода ротора и не может быть увеличен выше какого-то определенного размера. В свою очередь и длина активных частей машины также не может варьироваться в широких пределах по условиям компоновки машинного зала, глубины турбинных шахт и т. п.

Экспериментально – аналитическим путем установлена связь между геометрическими размерами, некоторыми параметрами ГГ и мощностью на один полюс $S_p = \frac{S}{2p}$. Так активная длина сердечника статора l_1 , а следовательно, и длина ротора $l_2 = l_1$, определяется выражением:

$$l_1 = k \cdot S_p^{0,36} \quad (\text{м}), \quad (1.5)$$

где $k=0,96$ для ГГ с полным водяным охлаждением и $k=1,4$ для ГГ с воздушным охлаждением.

Полюсная дуга (ширина полюсного наконечника)

$$b_{nn} = 0,45 S_n^{0,27} \quad (\text{м}) \quad (1.6)$$

Итак, как следует из вышесказанного, увеличение единичной мощности современных ТГ и ГГ не может быть достигнуто за счет наращивания частоты вращения и увеличения габаритных размеров. Кроме того, с увеличением габаритных размеров повышается расход

активных и конструкционных материалов, т.е. машина становится более дорогой.

III. Проблемы транспортировки.

ТГ и ГГ к местам установки на электростанциях, как правило, перевозят по железной дороге. Поэтому их габаритные размеры ограничиваются необходимостью соблюдения транспортного железнодорожного габарита. ТГ мощностью до 300 МВт включительно выполняют в одном корпусе с внешним его диаметром до 2,8–3,0 м и со встроенными между сердечником статора и внутренней поверхностью корпуса горизонтальными газоохладителями. Число газоохладителей, в зависимости от мощности машины, обычно равно 4 или 6. Собранные статор и ротор перевозят отдельно на специальных многоосных (16–24 осей) железнодорожных транспортерах. Обычно при перевозке узлов ТГ движение по встречной колее перекрывается. В мощных ТГ корпус изготавливается разъемным, состоящим из трех частей, – центральной, в которой находится сердечник статора с уложенной обмоткой и двух боковых, в которых помещаются вертикальные газоохладители. Каждая из частей транспортируется отдельно.

Статор ГГ выполняется разъемным, состоящим из 4 и более сегментов, в зависимости от диаметра расточки. Каждый сегмент с сердечником и уложенной обмоткой перевозится отдельно. На ГЭС статор собирается полностью и на местах стыков сегментов доукладывается обмотка. В ряде случаев сборка сердечника статора и укладка обмотки производится непосредственно на ГЭС, как например, на Саяно-Шушенской ГЭС. Полюсы ротора, элементы обода и роторная втулка также перевозят отдельно, и уже на ГЭС осуществляется полная сборка ротора.

ТГ малой и средней мощности (12–30 МВт) транспортируют полностью собранными. Точно также перевозят капсульные ГГ малой и средней мощности и синхронные компенсаторы. Отдельно перевозят вспомогательное оборудование и узлы, например, машинные возбудители,

выносные стояковые подшипники скольжения, трансформаторы тока и напряжения для статических систем возбуждения и др.

IV. Электромагнитные нагрузки.

Как непосредственно следует из вышеизложенного, практически единственным путем повышения единичной мощности ТГ и ГГ в настоящее время является увеличение электромагнитных нагрузок. К удельным электромагнитным нагрузкам относятся: индукция в воздушном зазоре B_δ , плотности токов в обмотках статора и ротора j_1 и j_2 , линейная токовая нагрузка статора A_1 . Однако, увеличение электромагнитных нагрузок сопровождается:

1. Возрастанием электромагнитных усилий, действующих на активные и конструктивные элементы машины.
2. Увеличением удельных потерь на единицу массы или объема машины.
3. Ухудшением параметров машины, в силу чего осложняются условия ее параллельной работы с сетью.

Поэтому электромагнитные нагрузки также имеют свои допустимые значения, поскольку ими определяются в первую очередь тепловые нагрузки, т.е. температурное поле машины. И если допустимые температуры характеризуются классом изоляции, то допустимые электромагнитные нагрузки определяются дополнительно конструктивным исполнением машины, и прежде всего ее системы охлаждения.

Электрические нагрузки. Прогресс в повышении использования активного объема ЭЭМ и роста единичной мощности связан, главным образом, со значительным увеличением линейных токовых нагрузок в ТГ с непосредственным охлаждением обмоток. Линейная нагрузка статора ТГ A_1 в зависимости от размеров и системы охлаждения в современных двухполюсных ТГ изменяется от 500 до 2400 А/см, а в четырехполюсных машинах с полным водяным охлаждением до 3160 А/см (ТЗВ-1000-4). Индукция в зазоре B_δ изменяется относительно мало – от 0,65 до 0,95 Тл. Относительно низкий уровень индукции в зазоре

определяется качеством выпускаемых ныне металлургической промышленностью электротехнических сталей, не позволяющих поднять уровень B_δ выше 1Тл. При больших значениях резко возрастает насыщение магнитопроводов, приводящее к искажению формы кривой поля в зазоре, а следовательно к искажению формы ЭДС и напряжений машины. Кроме того, сильное насыщение приводит к увеличению амплитуды высших гармоник поля, т.е. к возрастанию добавочных потерь. При насыщении магнитной системы машины для проведения магнитного потока через магнитную цепь требуется больший ток возбуждения, т.е. при неизменной плотности тока возбуждения j_2 возрастает расход меди и увеличиваются потери в обмотке возбуждения.

Степень использования активного объема ТГ может характеризоваться машинной постоянной Арнольда, пропорциональной объему расточки статора, приходящемуся на единицу мощности машины $[\text{мм}^3/(\text{мин} \cdot \text{МВА})]$

$$C_A = \frac{D_1^2 l_1 n_n}{S_n} = \frac{9 \cdot 10^{13}}{A_1 B_\delta k_y}, \quad (1.7)$$

где k_y – коэффициент укорочения обмотки статора, n_n – номинальная частота вращения (об/мин).

Приводимые в специальной литературе зависимости $C_A = f(S_n)$ позволяют при заданной мощности ТГ, считая известной одну из величин, например A_1 , определить B_δ и наоборот. Заметим, что при выборе A_1 необходимо учитывать естественные ограничения этой величины. Из факторов, ограничивающих величину A_1 , прежде всего следует учитывать нагрев обмотки статора. Суммарные потери в активной (пазовой) части обмотки статора равны

$$P_{\text{эл1}} = m I^2 \frac{w_1 l_1}{F_{\text{м1}} \gamma_\theta} k_\phi, \quad (1.8)$$

где I – фазный ток статора, m – число фаз, $w_1 = \frac{Z_1 S_{n1}}{2ma_1}$ – число витков в фазе, S_{n1} – число эффективных проводников в пазу, Z_1 – число пазов, a_1 – число параллельных ветвей обмотки статора, F_{m1} – площадь сечения одного витка, γ_θ – удельная проводимость меди при заданной температуре обмотки, k_ϕ – коэффициент увеличения потерь, обусловленный эффектом вытеснения тока (коэффициент Филда).

Если эти потери отнести к площади расточки статора $F_1 = \pi D_1 l_1$, то получится выражение для удельной тепловой нагрузки

$$A = \frac{A_1 j_1 k_\phi}{\gamma_\theta}, \quad (1.9)$$

в котором произведение $A_1 j_1$ принято называть фактором нагрева.

Очевидно, что допустимые значения фактора нагрева определяются способом охлаждения обмотки статора. Для машин с различными системами охлаждения могут быть рекомендованы значения $A_1 j_1$, указанные в табл. 1.12

Таблица 1.12.

Охлаждение	Косвенное воздушное	Косвенное водородное	Непосредственное водяное
$A_1 j_1, \text{A}^2/\text{см}^3$	1600-2000	2000-3600	6500-20000

Если учесть, что плотность тока при косвенном воздушном охлаждении составляет $j_1 = (3,0 \div 3,5) \text{ A}/\text{мм}^2$, а для обмоток с непосредственным водяным охлаждением $j_1 = (6 \div 10) \text{ A}/\text{мм}^2$, то удельная тепловая нагрузка в первом случае будет равна $A = 0,4 \text{ Вт}/\text{см}^2$, а во втором $A \leq 5 \text{ Вт}/\text{см}^2$.

Итак, с увеличением A_1 возрастают потери в обмотке статора. Величина A_1 определяется классом изоляции, системой охлаждения, а также электрическими параметрами (индуктивные сопротивления) и экономичностью (КПД), о чем будет сказано ниже.

В машинах с косвенным охлаждением нагрев обмотки является главным фактором, ограничивающим величину A_1 , в машинах с непосредственным охлаждением выступают и другие факторы – параметры и экономичность. A_1 сильно возрастает по мере интенсификации охлаждения, достигая своих максимальных значений при непосредственном водяном охлаждении. Для одной и той же системы охлаждения A_1 возрастает с увеличением диаметра расточки статора. Это связано с тем, что при сохранении плотности тока j_1 неизменной площадь пазов увеличивается быстрее диаметра (пропорционально квадрату линейного размера) и на большей площади можно разместить большее число пазов.

Для ТГ линейная токовая нагрузка статора связана с мощностью на полюс выражением

$$A_1 = 400 S_p^{0,42} \quad (\text{А/см}). \quad (1.10)$$

Остановимся на допустимых токовых ограничениях для обмотки ротора ТГ. Плотность тока в обмотке ротора j_2 определяется допустимой по условиям нагрева изоляции температурой обмотки и степенью использования машины, т.е. ее системой охлаждения. Величина j_2 в зависимости от способа охлаждения может достигать уровня 3 А/мм² при косвенном воздушном, 10 А/мм² при непосредственном водородном и 15 А/мм² при непосредственном водяном охлаждении. Кроме того, допустимая плотность тока j_2 зависит еще и от системы охлаждения обмотки статора. При косвенном охлаждении обмотки статора и непосредственном водородном обмотки ротора температура водорода в зазоре ТГ будет выше, чем при непосредственном охлаждении обмоток статора и ротора, т.к. в первом случае тот же водород, который охлаждает обмотку возбуждения, одновременно снимает тепло с сердечника и обмотки статора, т.е. более интенсивно нагревается. Поскольку для каждого класса изоляции существует своя

допустимая температура $\theta_{\text{доп}}$, то температура меди ротора $\theta_{\text{м2}}$, определяемая уровнем потерь и способом охлаждения, будет существенно зависеть от температуры водорода в зазоре ТГ θ_{H_2} , т.е. $\theta_{\text{м2}} = \theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{H}_2}$. Следовательно, с увеличением θ_{H_2} должна быть снижена $\theta_{\text{м2}}$, т.е. уменьшены потери в обмотке ротора, которые пропорциональны квадрату плотности тока. С учетом сказанного обычно принимается $j_2 = 6-8 \text{ А/мм}^2$ при непосредственном водородном охлаждении обмотки ротора и косвенном обмотки статора (система ТВФ), $j_2 = 8-10 \text{ А/мм}^2$ при непосредственном водородном охлаждении обмотки ротора и непосредственном водяном обмотки статора (система ТВВ). В случае полного водяного охлаждения (система ТЗВ) в зависимости от скорости протекания воды по каналам охлаждения обмотки ротора и длины этих каналов $j_2 = 7-15 \text{ А/мм}^2$. Обычно скорость протекания воды по каналам обмотки статора равна 1,5–2,0 м/с, а обмотки ротора – около 7 м/с.

Магнитные нагрузки. Уровень магнитной индукции в воздушном зазоре ТГ B_δ определяется допустимым уровнем магнитной индукции в отдельных элементах магнитопровода, который в свою очередь зависит от магнитных характеристик сталей, и в частности, от величины удельных потерь, обусловленных перемагничиванием, а также степенью насыщения. По ротору ТГ замыкается статический магнитный поток и там уровень допустимой индукции определяется насыщением элементов ротора. При сильном насыщении резко возрастает ток возбуждения, а вместе с ним потери на возбуждение и расход меди в обмотке ротора. В статоре ТГ помимо насыщения зубцового слоя сердечника большое значение приобретает уровень потерь от перемагничивания стали. Практика проектирования показывает, что ограничение B_δ в большинстве случаев связано с магнитными нагрузками роторов, т.к., во-первых, они изготовлены из конструкционной, а не электротехнической стали,

имеющей худшие магнитные характеристики, во-вторых, в роторе меньше возможностей выбора числа пазов, т.е. ограничен выбор сечения зубцов и в роторе сложнее осуществить вентиляцию зубцов. Для увеличения поверхности охлаждения и снижения уровня поверхностных добавочных потерь наружные поверхности роторов современных ТГ выполняют рифлеными. Для этого на наружной поверхности ротора вдоль его длины с достаточно мелким шагом фрезеруются канавки прямоугольного сечения глубиной и шириной примерно 10 мм.

В последние годы металлургической промышленности удалось заметно повысить свойства шихтованной электротехнической стали. Так удельные потери для стали толщиной $\Delta=0,5$ мм при $B=1$ Тл и $f=50$ Гц удалось снизить с 1,25 Вт/кг до 0,6 Вт/кг. В то же время при напряженности магнитного поля $H=25$ А/см удалось повысить индукцию с 1,4 Тл до 1,85 Тл. Материал же роторных поковок по своим магнитным свойствам остается практически неизменным уже в течение многих лет, и поэтому вопрос о допустимом насыщении для ротора приобретает особое значение. Из факторов, ограничивающих насыщение ТГ, могут быть указаны следующие:

1. Относительно небольшой воздушный зазор. В современных ТГ отношение двойного воздушного зазора к диаметру ротора составляет 0,05 – 0,24, причем большее значение соответствует мощным высокоиспользованным ТГ. Поскольку ток i_δ определяется магнитным сопротивлением относительно небольшого зазора, составляющим основную долю магнитного сопротивления на пути магнитного потока, то это само по себе требует умеренного насыщения магнитопровода и соответственно коэффициентов насыщения $k_\mu = \frac{i_0}{i_\delta}$ (см. рис. 1.6). В ТГ обычно $k_\mu = 1,05 - 1,25$.

2. Разброс магнитных характеристик материалов и особенно роторных поковок. Разброс по напряженности магнитного поля при

индукциях 1,7 – 1,8 Тл может достигать недопустимо больших значений (рис. 1.7). Поэтому один и тот же ТГ, спроектированный и рассчитанный одинаково, после изготовления с различными поковками ротора может иметь различные магнитные характеристики.

3. Приближенность расчета магнитной цепи при нагрузке, вызванная погрешностями из-за нелинейной зависимости магнитной проницаемости от индукции $\mu = f(B)$, погрешностями определения угла нагрузки θ , приближенным учетом рассеяния обмоток и т.п.

Все вышеизложенное накладывает определенный отпечаток на выбор индукций на отдельных участках магнитопровода. Уровень допустимых индукций обычно определяется в режиме, соответствующем внутренней ЭДС машины $\dot{E}_p = \dot{U}_H + j\dot{I}_H x_p$ (за индуктивным сопротивлением Потье x_p , приближенно равным индуктивному сопротивлению рассеяния обмотки статора $x_{\sigma a}$) или при холостом ходе с номинальным напряжением U_H . В табл. 1.13 указан уровень рекомендуемых индукций в магнитной цепи ТГ.

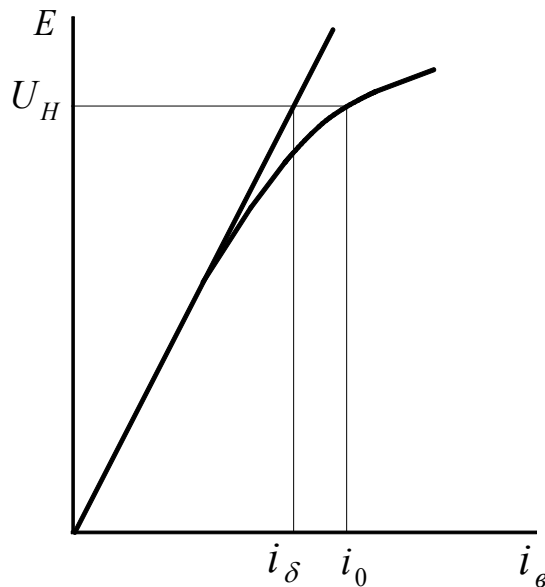


Рис. 1.6

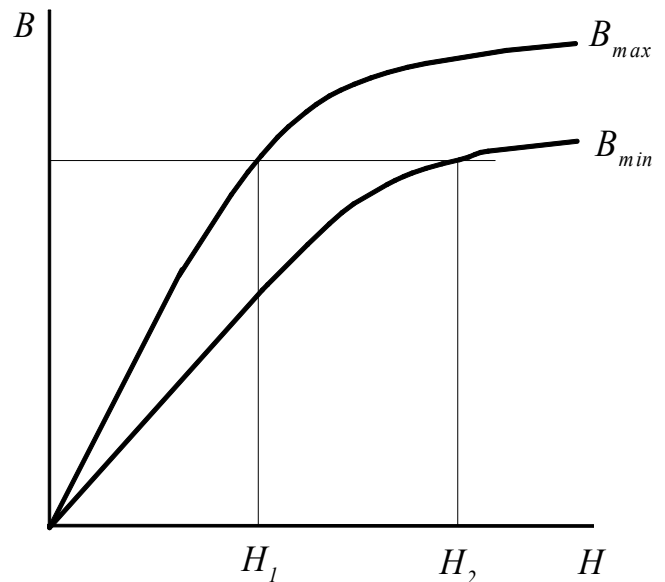


Рис. 1.7

В таблице обозначено: $B_{Z0,2}$ – контрольная индукция в зубцах ротора, рассчитанная на удалении 0,2 высоты паза от его дна, $B_{Z1/3}$ – расчетная индукция в зубцах статора, определенная на расстоянии $1/3$ их высоты, считая от головок зубцов.

Приведенные в табл. 1.13 значения индукций в элементах ротора справедливы для выпускаемых металлургической промышленностью сплошных стальных поковок. Индукции в элементах сердечника статора даны для горячекатаной и холоднокатаной анизотропной стали. Для производимой ныне изотропной электротехнической стали индукция вдоль и поперек проката одинакова и равна индукции вдоль проката.

Таблица 1.13

Участок магнитной цепи	B , Тл			
	Горячекатаная и холоднокатаная сталь поперек проката		Холоднокатаная сталь вдоль проката	
	U_n	E_p	U_n	E_p
Воздушный зазор B_δ	0,65-0,95	—	0,65-0,95	—
Зубцы ротора $B_{Z0,2}$	1,7-2,0	1,9-2,4	1,7-2,0	1,9-2,4
	1,4-1,6	1,5-1,8	1,4-1,6	1,5-1,8
Спинка ротора B_{a2}	1,3-1,5	1,5-1,75	1,4-1,7	1,6-1,95
Зубцы статора $B_{Z1/3}$	1,2-1,4	1,4-1,6	1,4-1,5	1,6-1,75
Спинка статора B_{a1}				

Глава 2

Некоторые особенности электрических станций

Ранее уже отмечалось, что все ЭЭМ работают на различных ЭС (тепловых, атомных, гидравлических), отдавая свою энергию в ЭЭС. Поэтому целесообразно остановиться здесь на кратких характеристиках этих ЭС, в частности, на их технико-экономических и эксплуатационных возможностях, а именно, на энергетических показателях (к.п.д.) и перспективах развития. Не вдаваясь в особенности работы ЭС, рассмотрим лишь некоторые аспекты, касающиеся эксплуатации ЭЭМ.

2.1. Тепловые электрические станции

При работе ТЭС в качестве первичного энергоносителя используется органическое топливо. Сами ТЭС подразделяются на два вида: конденсационные электростанции (КЭС), на которых, отработавший в турбине, пар поступает в конденсатор турбины и после этого, сконденсировавшись, снова поступает в паровой котел; теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), на которых производится отбор пара (или горячей воды), полезно используемого на цели отопления, технологические нужды промышленных предприятий и т.п., а оставшаяся часть пара поступает в конденсатор турбины, как и на КЭС.

Мощность, развиваемая паровой турбиной, и ее к.п.д. зависят, главным образом, от параметров, так называемого, свежего пара на входе в турбину (т.е. от давления пара и его температуры). Кроме того, мощность турбины и ее к.п.д. будут определяться также температурой конденсата после охлаждения пара. Эта температура зависит от способа охлаждения конденсата: прямоточного, когда вода в систему конденсатного охлаждения поступает из естественных водоемов (моря, реки, озера) и оборотного с искусственными бассейнами и градирнями. Температура насыщения пара в конденсаторе получается равной $\theta = (18-32)^{\circ}\text{C}$ при прямоточной системе водоснабжения конденсатора и $\theta = (31-42)^{\circ}\text{C}$ при оборотной системе водоснабжения. При

этом в конденсаторе турбоустановки поддерживается “технический вакуум” с давлением $p = (0,002-0,008)$ МПа.

С точки зрения повышения термического к.п.д. турбины, который определяется разностью температур пара на входе в турбину и в конденсаторе, отнесенную к температуре на входе, целесообразно поднимать входную температуру пара. Однако она ограничена прочностными характеристиками сталей паропроводов, способных длительно эксплуатироваться при повышенных температурах. Следовательно, температуры рабочего пара ограничиваются не возможностями паровых котлов и парогенераторов, а только возможностями паропроводов. Правда, следует отметить, что современные котлы на ТЭС не позволяют поднять давление пара свыше 30 МПа. В табл. 2.1 приведены предельно допустимые температуры паропроводов, выполненных из различных сталей.

Таблица 2.1

Класс стали	Марка стали	Предельная температура ($^{\circ}\text{C}$)
Углеродистая	20	450
Перлитная низколегированная	12МХ	530
Высокохромистая ферритно-мартенситная	12Х1МФ	570
	12Х1МФ	610
Аустенитная	10Х14А18В2БР	650

Современная энергетика на органическом топливе в основном базируется на широком использовании легированных сталей перлитного класса, допускающих длительную работу при температурах до 570°C . Применения сталей аустенитного класса носит ограниченный характер (например, опытно-промышленная установка Р-100-300 на Каширской ГРЭС с расчетными начальными параметрами пара перед турбиной: $p=30$ МПа и $\theta=650^{\circ}\text{C}$). Наиболее широко стали аустенитного класса используются в атомной энергетике, но там это связано не столько с температурным режимом, сколько с их высокой коррозионной стойкостью.

Следовательно, для современных ТЭС предельными параметрами пара следует считать: давление $p=30$ МПа, температура $\theta=650^{\circ}\text{C}$.

К.п.д. современных ТЭС, оцениваемый как отношение выработанной электроэнергии к теплосодержанию израсходованного на ее выработку топлива, относительно не высок и составляет для ТЭЦ $\eta_{\text{ТЭЦ}} \approx 36\%$, а для КЭС $\eta_{\text{КЭС}} \approx 42\%$.

В последние 20-25 лет в качестве привода турбогенераторов на ТЭС стали применяться газотурбинные установки (ГТУ), включающие в себя компрессор для подачи воздуха в камеру сгорания и газовую турбину. В качестве топлива обычно используется природный газ. Однако топливом для ГТУ могут служить и легкие горючие жидкости, как, например, керосин и дизельное топливо. В настоящее время проводятся разработки по газификации угля для сжигания в ГТУ.

Достоинством ГТУ являются их хорошие эксплуатационные качества: мобильность, оперативность пуска, быстрый набор нагрузки, работа в базовом и пиковом режиме. Недостатком является относительно низкий к.п.д., составляющий при автономной работе около 36,5%. С момента первоначальных разработок до настоящего времени начальная температура газов, определяющая, в основном, совершенство газотурбинного цикла, увеличилась с $(850-900)^{\circ}\text{C}$ до $(1300-1400)^{\circ}\text{C}$, а степень сжатия (увеличение давления) с 7-9 до 15-17. Мощность современных ГТУ достигла 250 МВт.

Отработавшие в ГТУ газы имеют высокие термодинамические параметры (давление и температуру), что позволило направлять их в паровые котлы для выработки пара, поступающего дальше в паровую турбину. Так образовались парогазовые установки с двойной выработкой электрической энергии – от газовой и паровой турбин. Существуют два типа ПГУ: бинарные (многовальные) и одновальные.

В бинарных ПГУ имеют место два отдельных энергоблока – один с газовой, а второй с паровой турбиной. При такой компоновке ПГУ удастся

достичь общего к.п.д. станции до 60 %. Правда, в этом случае ПГУ занимает достаточно большую площадь машинного зала ТЭС.

Одновальная система ПГУ предполагает работу обеих турбин (газовой и паровой) на один турбогенератор. Объем площадей машинного зала при этом значительно снижается, но одновременно уменьшается и общий к.п.д. ПГУ, не превышая 52 %.

Американская фирма “Вестингауз” разработала одновальную ПГУ с такими параметрами: номинальная мощность ГТУ при частоте 60 Гц равна 230 МВт, к.п.д. при автономной работе составляет 38,5%, к.п.д. бинарной с ней ПГУ 58%, мощность всей ПГУ 345 МВт, мощность паровой турбины в составе ПГУ – 120 МВт. При пересчете на частоту 50 Гц мощность такой ПГУ была бы несколько выше 300 МВт.

В табл. 2.2 приведено сопоставление к.п.д. ГТУ и ПГУ в зависимости от начальной температуры газов и степени сжатия

Таблица 2.2

Начальная температура газов	1200	1300	1400	1500
Степень сжатия	13	15	17	20(25)
К.п.д. ГТУ	33	35	37	38,5(40)
К.п.д. ПГУ	50	52	55	58(60)

2.2. Атомные электрические станции

В связи с резким удорожанием природных энергоносителей и, в первую очередь, нефти и газа, а также с экологическими проблемами, обусловленными выбросами в атмосферу на ТЭС вредных веществ, вновь проявился интерес к АЭС, которые в экологическом отношении при соблюдении надлежащей радиационной защиты могут считаться чистыми.

Однако память об авариях на Чернобыльской АЭС в 1986 году и на Фукусиме в 2011, а также проблемы хранения высокорadioактивных отходы и высокая себестоимость выработки электроэнергии привели многие страны к заморозке развития атомной энергетики или полному отказу от нее (Германия, Австрия, Литва).

Сегодня в мире эксплуатируется около 440 энергоблоков в 34 странах, из них только в США – почти 100. В совокупности эти станции производят около 10% электроэнергии в мире, что на 7% меньше, чем в 1993 году. В то время как одни страны отказываются от ядерных установок, другие продолжают максимально активно развивать эту отрасль, подчеркивая её важность для долгосрочной энергетической безопасности и сокращения углеродного следа. Лидерами по строительству новых АЭС являются Китай (56 действующих и 25 строящихся реакторов) и Индия (23 действующих и 7 строящихся), а по количеству вырабатываемой на АЭС электроэнергии – Франция (70%), Словакия (более 60%), Венгрия (48%), Швеция (39%). США, Великобритания и Россия получают на АЭС около 20% всей вырабатываемой в стране энергии. В России в настоящее время ведется строительство 20 реакторов (из них 17 – по заказу других стран).

Принципиально выработка электроэнергии на АЭС и ТЭС ничем не отличается, с той только разницей, что в качестве “котла” для производства пара, поступающего в турбину, на АЭС используется реактор. В настоящее время в России эксплуатируются два типа реакторов: РБМК (реактор большой мощности канальный) и ВВЭР (вводно-водяной энергетический реактор). Реактор РБМК более прост в эксплуатации, но менее надежен и менее безопасен по сравнению с реактором ВВЭР. Кроме того, при одинаковой мощности реактор РБМК требует большей загрузки ядерного горючего. Поэтому в России при создании новых атомных энергоблоков повсеместно применяются реакторы ВВЭР. Не вдаваясь в конструктивные схемы выполнения реакторов названных типов, отметим лишь их некоторые свойства и характеристики.

Атомные реакторы подразделяются на реакторы, работающие на медленных тепловых нейтронах, использующих в качестве “топлива” уран 238 (U^{238}), обогащенный ураном 235 (U^{235}), и реакторы на быстрых нейтронах, в которых “топливом” является плутоний 239

(Pu^{239}). Сразу отметим, что в реакторах на быстрых нейтронах первичным теплоносителем, снимающим теплоту с реактора, используются химически агрессивные жидкие литий или натрий (вторичным теплоносителем является, превращаемая в пар, вода). В связи с химической агрессивностью лития и натрия такие реакторы используются редко (в России – Белоярская АЭС). Поэтому в настоящее время самое широкое распространением получили реакторы на медленных нейтронах типа ВВЭР, где в качестве первичного и вторичного теплоносителей используется вода.

Заметим, что к самостоятельному делению ядер, вызывающему цепную реакцию, способен только U^{235} , которого по сравнению с U^{238} в природных ископаемых чрезвычайно мало. Поэтому для возможности развития цепной реакции тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы), заполненные U^{238} должны содержать некоторое количество U^{235} . Это содержание U^{235} , необходимое для поддержания управляемой цепной реакции называют средним обогащением урана.

Количество урана, загружаемого в реактор, намного больше, чем это требуется для создания критической массы, приводящей к неуправляемой цепной реакции, т.е. к атомному взрыву. Во избежание этого в реакторах применяются замедлители деления нейтронов, как, например, графит или “тяжелая” вода. Кроме того, замедлителем является сам U^{238} , который, активно поглощая нейтроны, превращается в Pu^{239} , а также в неделящийся изотоп U^{240} . Сам U^{235} превращается в неделящийся изотоп U^{236} . Доля ядер, вступающих в реакцию деления составляет примерно 85%, остальные ядра вступают в реакцию захвата.

На АЭС принципиально невозможно полное сжигание ядерного топлива, сколько бы станция не работала. Время работы реактора с одной и той же загрузкой называется кампанией реактора. Длительность кампании на современных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах достигает 800–900 эффективных суток, под которыми понимается время работы реактора на номинальной мощности. Перезагрузка реакторов типа

ВВЭР новыми ТВЭЛами осуществляется через 290–300 эффективных суток. Средняя глубина выгорания урана в реакторе определяется его мощностью умноженной на сутки, и отнесенной к одной тонне урана (МВт*сут/т). Отработанное топливо содержит не только невыгоревший U^{235} , но также вновь образовавшиеся делящиеся изотопы Pu^{239} , Pu^{241} и другие продукты деления. Например, одна тонна урана с начальным обогащением 3,6% (т.е. при начальном содержании U^{235} в количестве 36 кг на 1 тонну урана) после достижения выгорания, соответствующего наработке 28000 МВт*сут/т при выгрузке содержит 13 кг U^{235} , 5,4 кг Pu^{239} , и 1,2 кг Pu^{241} . Выгружаемые из реактора тепловыделяющие сборки (ТВС) после необходимой выдержки в бассейнах–хранилищах АЭС направляются для переработки. Как правило, в качестве ядерного горючего используется двуокись урана.

В табл. 2.3 приведены некоторые характеристики атомных реакторов типа ВВЭР и РБМК.

Таблица 2.3

Характеристика	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Тепловая мощность реактора, МВт	1375	3000	3000
Электрическая мощность реактора, МВт	440	1000	1000
Загрузка урана в реактор, т	42	66	192
Среднее обогащение урана, %	3,5	3,4-4,4	1,8-2,0
Средняя глубина выгорания топлива, МВт*сут/т	28600	26000-40000	18100

Как следует из табл. 2.3, к.п.д. реакторов, т.е. отношение электрической мощности к тепловой, не превышает 33,3 %. Следовательно, около 67 % мощности реактора составляют тепловые потери, величина которых чрезвычайно велика. Это означает, что для отвода этих потерь, т.е. для нормального функционирования реакторов, требуется их интенсивное охлаждение.

Максимальная мощность введенных в строй энергоблоков на зарубежных АЭС в настоящее время достигла 1750 МВт. В декабре

2018 года на китайской АЭС «Тайшань» ввели в промышленную эксплуатацию блок с флагманским французским реактором EPR-1750, осенью 2024 произошёл пуск EPR-1600 на АЭС «Фламанвиль», Франция. Реакторы EPR (European Pressurised Water Reactor, «европейский реактор с водой под давлением») создаются французской компанией Areva, работа над проектом началась более 20 лет назад и идет очень сложно. В России введены в строй блоки 1200 МВт на Нововоронежской АЭС и Ленинградской АЭС. Для современного состояния мировой энергетики, похоже, это предельная мощность, хотя еще 30 лет назад казалось, что повышение единичной мощности реакторов будет идти быстрыми темпами. Так, еще в 1997 году Санкт-Петербургским институтом «Атомэнергопроект», ОКБ «Гидропресс», РНЦ «Курчатовский институт» был разработан «концептуальный проект АЭС с ВВЭР-1500». Почти одновременно появились франко-германские разработки энергоблоков EPR мощностью 1750 МВт. Поэтому наряду с разработкой названного проекта с ВВЭР-1500 проводились оценочные исследования по созданию энергоблоков мощностью 1800 МВт с ВВЭР-1800. При этом предполагалось, что энергоблоки с ВВЭР-1500 будут вводиться в строй, начиная с 2015 года.

2.3. Гидравлические электрические станции

На гидравлических электрических станциях (ГЭС) производителями электрической энергии являются гидрогенераторы (ГГ). Несмотря на разнообразие конструкций ГГ для настоящего времени отсутствует их классификация, что связано с трудностями выделения важнейших признаков, определяющих основные варианты исполнения. Обычно в качестве таких признаков указывают число и расположение подшипников относительно ротора, а также системы охлаждения и возбуждения.

Действительно, одним из главных факторов, определяющих конструкцию ГГ является положение оси валопровода относительно

пола машинного зала ГЭС. По этому признаку все ГГ подразделяются на вертикальные и горизонтальные.

подавляющее большинство ГГ выполняется с вертикальным валом, что обусловлено спецификой привода – гидравлической турбиной (ГТ), нерентабельностью, а во многих случаях и невозможностью создания ГГ больших размеров в горизонтальном исполнении по условиям обеспечения необходимых жесткостей статора и ротора, а также выполнения подшипников необходимой грузоподъемности. Однако вертикальное расположение валопровода приводит к появлению в конструкции ГГ опорных элементов – опорного подшипника (подпятника) и во многих случаях опорной (несущей) крестовины, которые должны быть рассчитаны на восприятие усилий от массы ротора, рабочего колеса турбины, а также реакции воды на рабочее колесо ГТ. Вертикальные ГГ подразделяются на два основных типа: зонтичный с расположением подпятника под ротором на нижней крестовине или на подставке на крышке ГТ, и подвесной, с подпятником, устанавливаемым над ротором, на верхней крестовине. Четкой границы между областями применения этих двух типов вертикальных ГГ не существует. Однако для ГГ с низкими и средними частотами вращения (до 150 об/мин) характерно в основном зонтичное исполнение. В то же время намечается тенденция к переходу на зонтичное исполнение и более быстроходных ГГ.

Следует отметить особые требования к выполнению подпятника ГГ гидроаккумулирующих ГЭС, на которых ГГ может работать как в генераторном, так и в двигательном режимах с изменением направления вращения, т.е. подпятник должен быть реверсивным.

ГГ вертикального исполнения устанавливаются на ГЭС с относительно высоким напором, т.е. на ГЭС, на которых уровень верхнего бьефа реки (до плотины) значительно выше уровня нижнего бьефа (после плотины).

Горизонтальные ГГ в основном изготавливаются как капсульные, т.е. помещенные в водонепроницаемую капсулу, размещенную в теле

плотины и совмещенную с валом ГГ поворотно-лопастной ГТ. На ГЭС с капсульными ГГ уровень верхнего бьефа плотины или немного выше нижнего или равен ему. Капсульные ГГ характеризуются относительно низкими частотами вращения и искусственно уменьшенными радиальными размерами, достигаемыми за счет использования более эффективных принудительных систем охлаждения. Единичная мощность капсульных ГГ относительно невысока (крупнейшие машины такого типа мощностью 75 МВт установлены на Бразильской ГЭС Santo Antonio

Приводом ГГ являются гидротурбины (ГТ). Известны три типа ГТ: ковшовые, радиально-осевые и поворотно-лопастные.

Ковшовые ГТ применяются в высоконапорных ГЭС (от 200 метров) с быстроходными ГГ (600 об/мин и более). В России строительство ГЭС с такими турбинами возможно лишь на горных реках (например, на Алтае). При напоре 800-1000 м ковшовые турбины они не имеют альтернатив. Крупнейшие в мире гидроагрегаты с ковшовыми турбинами с 1998 года установлены на швейцарской ГЭС Vieudron, их мощность составляет 423 МВт, а расчетный напор – 1883 м.

Радиально-осевые ГТ главным образом применяются в качестве привода вертикальных ГГ. Проточная часть этих ГТ включает в себя: спиральную камеру, обеспечивающую необходимый напор; направляющий аппарат, регулирующий расход воды; рабочее колесо; отсасывающую трубу, отводящую воду от ГТ.

Поворотно-лопастные ГТ в основном используются для привода капсульных ГГ, хотя иногда применяются и для привода относительно маломощных вертикальных ГГ. В отличие от радиально-осевых ГТ эти турбины являются прямоточными, т.е. не имеют спиральной камеры. Напор, расход воды, мощность и частота вращения в них регулируются за счет поворота лопаток направляющего аппарата и лопастей ГТ.

Созданные еще в СССР, радиально-осевые ГТ успешно работают на Красноярской ГЭС (мощность 508 МВт, расчетный напор 93 м, диаметр рабочего колеса 7,5 м) и на Саяно-Шушенской ГЭС (мощность

640 МВт, расчетный напор 194 м, диаметр рабочего колеса 6,5 м). Очень мощные ГТ производятся и зарубежными фирмами. Так, например, японская фирма “Тошиба” спроектировала для ГЭС “Грэнд-Кули III” на реке Ниагара радиально-осевую ГТ мощностью 600 МВт, с расчетным напором 87 м и диаметром рабочего колеса 9,7 м. В 2022 году полностью введена в строй китайская гидроэлектростанция Байхэтань на реке Цзиньша, с установленной мощностью 16 000 МВт (16 агрегатов по 1000 МВт). По установленной мощности эта ГЭС является второй в мире после тоже китайской ГЭС “Три ущелья”.

Завод “Электросила” в настоящее время выпускает вертикальные гидрогенераторы с косвенным воздушным охлаждением мощностью до 420 МВт; а вертикальные гидрогенераторы с водяным охлаждением обмоток статоров мощностью до 720 МВт;

К.п.д. ГТ очень высок и составляет 85–92%, а при благоприятных условиях работы для лучших образцов ГТ он равен 94–95%.

Глава 3

Режимы работы и параметры ЭЭМ

Особенность работы ЭЭМ, как уже отмечалось, заключается в том, что они, как правило, работают параллельно друг с другом как на отдельных электростанциях, так и в энергосистемах различного уровня. Различают нормальные и аномальные режимы их работы. Под нормальным режимом работы принято понимать такой установившийся синхронный режим при симметричной нагрузке, когда параметры режима – P, n, M, U, I – длительное время остаются неизменными. Соответственно аномальный режим – это такой режим, когда машина вынужденно работает в условиях, не типичных для нормальной работы. Различают длительные и кратковременные аномальные режимы. Допустимые величина и длительность аномального режима определяются уровнем дополнительных воздействий на элементы и узлы ЭЭМ, обусловленных конкретной спецификой режима.

Кроме упомянутых режимов отдельно выделяют т.н. переходные режимы, т.е. режимы перехода от одного установившегося режима к другому, если существование такого возможно. Длительность переходного режима, а также диапазон изменения параметров режима существенно определяются видом происшедшего изменения (сброс или наброс нагрузки, различного вида внезапные короткие замыкания и т.д.), а также физическими свойствами ЭЭМ и всех присоединенных к ним механизмов и систем управления. Основные элементы и узлы ЭЭМ в таких режимах могут подвергаться воздействиям, значительно превосходящим таковые в нормальных установившихся режимах.

3.1. Система относительных единиц

В СМ характеристики и параметры, выраженные в относительных единицах (о.е.), несмотря на конструктивное исполнение (явнополюсные и неявнополюсные), оказываются весьма близкими по своим значениям. Поэтому при анализе различных процессов и явлений, происходящих в СМ, как правило, используется система о.е. Общее количество о.е.

достаточно велико, но при рассмотрении тех процессов и явлений, с которыми приходится сталкиваться в настоящей работе, можно ограничиться лишь некоторыми из них, а именно:

1. Относительное напряжение: отношение амплитуды фазного напряжения к амплитуде его номинальной фазной величины, или отношение действующего значения фазного напряжения к его номинальному фазному значению, т.е.

$$U^* = \frac{U_m}{U_{mH}} = \frac{U}{U_H}. \quad (3.1)$$

2. Относительная величина тока определяется так же, как и для напряжения

$$I^* = \frac{I_m}{I_{mH}} = \frac{I}{I_H} \quad (3.2)$$

Те величины, к которым относят текущие значения напряжения и тока, называются базовыми. Поскольку легче измерить действующие значения, то обычно за базовые величины принимают фазные $U_6 = U_H$ и $I_6 = I_H$.

За базисное сопротивление, к которому в дальнейшем относят все активные и реактивные сопротивления, принимается, так называемое, номинальное сопротивление Z_H

$$Z_6 = \frac{U_H}{I_H} = Z_H. \quad (3.3)$$

3. Полную базисную (номинальную) мощность можно представить в виде

$$S_6 = m U_6 I_6 = m U_H I_H = \frac{m U_6^2}{Z_6} = \frac{m U_H^2}{Z_H}. \quad (3.4)$$

4. Базисный момент находится из выражения $M_6 = \frac{S_6}{\Omega_1}$, где

$\Omega_1 = 2\pi n_1$ – синхронная угловая частота вращения ротора.

5. Базисная угловая частота $\omega_6 = 2\pi f_H$, где f_H – номинальная частота сети.

6. В ряде случаев удобно оперировать относительным временем, когда за базовое время выбирается такое время, которое соответствует повороту ротора СМ при базисной угловой частоте вращения на один электрический радиан. Следовательно, $t_6 = \frac{1}{\omega_6} = \frac{1}{2\pi f_H}$, что при частоте $f_H = 50 \text{ Гц}$ соответствует

$$t_6 = \frac{1}{100\pi} \text{ (с)}. \quad (3.5)$$

7. Базисная индуктивность $L_6 = \frac{Z_6}{\omega_6}$. (3.6)

8. Базисный ток возбуждения $i_{в6} = i_{в0}$. Это ток возбуждения, который в режиме холостого хода индуктирует в обмотке статора ЭДС, равную номинальному напряжению.

3.2. Основные индуктивные параметры и энергетические показатели ЭЭМ в нормальных режимах работы

Электромагнитные параметры нормального режима ЭЭМ – P, M, I – существенно определяются синхронными индуктивными сопротивлениями обмотки статора. Сопротивления эти обусловлены синхронновращающимся магнитным полем якоря, которое является статическим по отношению к ротору. Для машин с явнополюсным ротором эти сопротивления определяются отдельно для продольного (I_d) и поперечного (I_q) тока статора и называются, соответственно, синхронными индуктивными сопротивлениями обмотки статора по продольной (x_d) и поперечной (x_q) осям. Для машин с неявнополюсным ротором, как у ТГ, $x_d = x_q$. В соответствии со спецификой магнитного поля якоря эти сопротивления представляют двумя составляющими, а именно:

$$x_d = x_{\sigma a} + x_{ad}, \quad x_q = x_{\sigma a} + x_{aq}, \quad (3.7)$$

где $x_{\sigma a}$ – индуктивное сопротивление рассеяния статорной обмотки; x_{ad} и x_{aq} – индуктивные сопротивления реакции якоря по осям d и q соответственно.

Индуктивные сопротивления реакции якоря в относительных единицах для ТГ равны:

$$x_{ad} = x_{aq} = \frac{\sqrt{2} \mu_0 \tau k_{об1} A_{1H}}{\pi k_{\delta} k_{\mu} \delta B_{\delta H}}, \quad (3.8)$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная проницаемость воздуха; τ – полюсное деление; $k_{об1}$ – обмоточный коэффициент обмотки статора; k_{δ} – коэффициент воздушного зазора; k_{μ} – коэффициент насыщения; A_{1H} – номинальная линейная токовая нагрузка статора; $B_{\delta H}$ – номинальная индукция в воздушном зазоре.

Для ГГ и СК:

$$x_{ad} = \frac{\sqrt{2} \mu_0 \tau k_{об1} A_{1H}}{\pi k_{\delta} k_{\mu d} \delta B_{\delta H}} k_{ad}, \quad (3.9)$$

$$x_{aq} = \frac{\sqrt{2} \mu_0 \tau k_{об1} A_{1H}}{\pi k_{\delta} k_{\mu q} \delta B_{\delta H}} k_{aq}, \quad (3.10)$$

где $k_{\mu d}$, $k_{\mu q}$, k_{ad} , k_{aq} – коэффициенты насыщения и коэффициенты формы поля реакции якоря по осям d и q ротора.

$$k_{ad} = \frac{B_{adm1}}{B_{adm}}, \quad k_{aq} = \frac{B_{aqm1}}{B_{aqm}}, \quad (3.11)$$

где B_{adm1} , B_{aqm1} – амплитуды первых гармоник индукции поля реакции якоря по осям d и q ; B_{adm} , B_{aqm} – максимальные значения индукции магнитного поля реакции якоря по осям d и q ; $k_{ad}, k_{aq} = f(\alpha, \delta_m/\delta, \delta/\tau)$, где $\alpha = b_{нн}/\tau$ – коэффициент полюсной дуги; $b_{нн}$ – ширина полюсного

наконечника; δ и δ_m – соответственно минимальный и максимальный зазоры под полюсом. Обычно в ГГ $k_{ad} \approx 0,9$; $k_{aq} = 0,6-0,7$.

Как отмечалось ранее, в современных ТГ и ГГ увеличение единичной мощности достигается главным образом за счет повышения линейной токовой нагрузки A_1 . В таких условиях сопротивления x_{ad} и x_{aq} также имеют тенденцию к росту. Однако, для улучшения энергетических показателей ЭЭМ эти сопротивления (особенно x_{ad}), как будет показано ниже, необходимо снижать. Как следует из формул (3.8–3.10) сделать это возможно только увеличивая воздушный зазор. С увеличением зазора, естественно, будет возрастать намагничивающая сила (н.с.) обмотки возбуждения, что приведет к росту тока возбуждения (при неизменном числе витков обмотки) либо числа витков (при неизменном токе возбуждения). В первом случае для сохранения допустимой по условиям нагрева плотности тока в обмотке возбуждения j_2 необходимо увеличивать сечение проводников, во втором – увеличивать суммарную длину витков обмотки. В обоих случаях возрастает расход меди и машина становится дороже. Кроме того, возрастет активное сопротивление обмотки, увеличатся электрические потери в ней и снизится КПД. Однако, несмотря на это, для обеспечения приемлемых энергетических и эксплуатационных характеристик ТГ и ГГ с ростом единичной мощности приходится идти на увеличение воздушного зазора.

Полное индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора $x_{\sigma a}$ складывается из сопротивлений пазового рассеяния x_n , лобового рассеяния $x_{л}$ и дифференциального рассеяния x_d , т.е. $x_{\sigma a} = x_n + x_{л} + x_d$.

Сопротивление пазового рассеяния, определяется потоком рассеяния, замыкающимся вокруг паза, и равно

$$x_n = 4\pi\mu_0 f_1 \frac{w_1^2}{pq} l_1' \lambda_n \text{ [Ом]}, \quad (3.12)$$

где p – число пар полюсов; q – число пазов на полюс и фазу; w_1 – число витков обмотки статора; f_1 – частота; λ_n – относительная магнитная проводимость путей потока пазового рассеяния; $l'_1 = l_1 - 0,5n_b b_b$ – расчетная длина ферромагнитного сердечника статора (l_1 – длина сердечника статора, n_b – число радиальных вентиляционных каналов, b_b – ширина канала). Для ТГ и ГГ $\lambda_n = 1,0$ – $4,0$ и она тем больше, чем уже и глубже пазы.

Индуктивное сопротивление лобового рассеяния $x_{л}$ определяется как полями собственного рассеяния обмоток статора, так и полями взаимоиндукции между обмотками статора и ротора, которые по сравнению с активной зоной машины несоизмеримо малы, но все же имеют место. Это сопротивление рассчитывается по (3.12) с заменой λ_n на $\lambda_{л}$. Величина $\lambda_{л}$ зависит от конструкции машины и лобовых частей. Точный расчет $\lambda_{л}$ возможен лишь по картине поля, поэтому $\lambda_{л}$ вычисляется по формулам полуэмпирического типа.

Дифференциальное рассеяние определяется всеми высшими гармониками магнитного поля воздушного зазора, т.е. разностью между результирующим полем якоря в воздушном зазоре и его основной (первой) гармоникой. В современных ГГ доля дифференциального рассеяния возрастает из-за применения в них обмоток с дробным числом пазов на полюс и фазу, которые приводят к увеличению спектра высших гармоник, как по их числу, так и по амплитуде. То же самое имеет место и в мощных ТГ при применении в них шестифазных обмоток статора.

Индуктивное сопротивление дифференциального рассеяния обмотки статора $x_{д}$, равное сумме сопротивлений от всех v гармоник магнитного поля якоря, кроме первой, рассчитывается по выражению:

$$x_{д} = \frac{4mf_1}{\pi} \cdot \frac{\mu_0 \tau l_1}{k_{\mu} k_{\delta} \delta} \cdot \frac{w_1^2}{p} \sum_{v \neq 1} \frac{k_{обv}^2}{v^2} [\text{Ом}], \quad (3.13)$$

где v – порядок гармоники, $k_{обv}$ – обмоточный коэффициент для v -той гармоники.

В относительных единицах:

$$x_d = \frac{\sqrt{2} \mu_0 \tau}{\pi k_\delta k_\mu \delta k_{об1}} \cdot \frac{A_{1н}}{B_{\delta н}} \cdot \sum_{v \neq 1} \frac{k_{обv}}{v^2}. \quad (3.14)$$

Сопоставляя выражения (3.8) и (3.14) можно записать $x_d = k_d x_{ad}$, где

$$k_d = \frac{1}{k_{об1}^2} \sum \frac{k_{обv}^2}{v^2}. \text{ Такая связь между } x_d \text{ и } x_{ad} \text{ строго справедлива для}$$

ТГ, но с достаточной степенью точности она может быть распространена и на ГГ. Наличие пазов приводит к некоторому уменьшению k_d на

величину Δk_d , которая для машин с целым $q = \frac{Z_1}{2pt}$ (ТГ) определяется

$$\text{выражением } \Delta k_d = k_Z \left(\frac{2p}{Z_1} \right)^2. \text{ Как видно с увеличением числа пазов } (Z_1)$$

Δk_d уменьшается и x_d возрастает. И наоборот, чем меньше Z_1 , тем больше Δk_d и тем меньше x_d . Коэффициент k_Z зависит от отношения

$\frac{b_{n1}}{t_1}$ и $\frac{t_1}{\delta}$ (b_{n1} – ширина открытия паза ротора, равная в ТГ и ГГ

ширине паза, t_1 – зубцовый шаг). Чем меньше $\frac{b_{n1}}{t_1}$ и чем больше $\frac{t_1}{\delta}$,

тем меньше k_Z . Обычно $k_Z = 0,05-0,4$. Для ТГ $k_Z \approx 0,3$. В общем k_d

зависит от q и коэффициента укорочения обмотки статора $\beta = \frac{y_1}{\tau}$ (y_1

– шаг обмотки по пазам). Начиная с $q=6$, дальнейшее его увеличение

слабо влияет на k_d . Коэффициент k_d имеет минимум при $\beta=0,83$. В ТГ

k_d еще больше уменьшается вследствие того, что высшие гармоники

поля в зазоре наводят ЭДС и вихревые токи в массиве ротора, которые

создают свои магнитные поля, ослабляющие или частично демпфирующие поля высших гармоник статора.

Выражению для x_d можно придать такой же вид, что и для x_n , заменив в (3.12) λ_n на λ_d .

$$\lambda_d = \frac{mqk_{об1}^2}{\pi^2 k_\mu k_\delta \delta} \cdot \frac{l_1}{l_1'} k_{дм} (k_d - \Delta k_d), \quad (3.15)$$

где $k_{дм} < 1$ – коэффициент демпфирования поля дифференциального рассеяния массивным ротором ТГ.

Таким образом полное индуктивное сопротивление рассеивания обмотки статора в ТГ и ГГ равно:

$$x_{\sigma a} = 4\pi\mu_0 f_1 \frac{w_1^2}{pq} l_1' \cdot (\lambda_n + \lambda_\lambda + \lambda_d) \quad (3.16)$$

или в относительных единицах, не применяя специальных индексов:

$$x_{\sigma a} = \frac{\pi\sqrt{2}\mu_0 l_1'}{mqk_{об1}} \frac{A_{1н}}{l_1 B_{\delta н}} \cdot (\lambda_n + \lambda_\lambda + \lambda_d) \quad (3.17)$$

Из (3.17) следует, что с увеличением единичной мощности машины за счет возрастания A_1 пропорционально ей растет $x_{\sigma a}$. Как будет показано ниже это сопротивление существенно влияет на динамическую устойчивость параллельной работы ТГ и ГГ в энергосистеме. Чем оно больше, тем ниже динамическая устойчивость. Снизить $x_{\sigma a}$ можно только за счет увеличения числа пазов на полюс и фазу q , но это не всегда удастся. Сопротивление $x_{\sigma a}$ примерно на порядок меньше сопротивлений x_{ad} , x_{aq} и поэтому не оказывает существенного влияния на сопротивления x_d и x_q . Что касается активного сопротивления обмотки статора r_a , то при практических расчетах это сопротивление обычно не принимается во внимание, поскольку оно примерно на 3 порядка меньше x_d и x_q .

Подводя итог сказанному, отметим, что с увеличением единичной мощности ТГ и ГГ растет линейная токовая нагрузка статора A_1 , а вместе с ней и сопротивление $x_d = x_{\sigma a} + x_{ad}$, существенно влияющее на энергетические и эксплуатационные показатели. Снизить x_d можно только за счет увеличения воздушного зазора, но его увеличение не безгранично.

Рассмотрим теперь связь между индуктивными параметрами и генерируемой активной мощностью ЭЭМ, полагая, что машина работает на сеть бесконечной мощности с напряжением U .

Как известно, активная мощность, развиваемая ГГ и СК, как машинами явнополюсного типа, определяется выражением:

$$P = \frac{mUE}{x_d} \sin \theta + \frac{mU^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta \quad (3.18)$$

Для ТГ, у которых $x_d = x_q$ эта мощность определяется выражением:

$$P = \frac{mUE}{x_d} \sin \theta, \quad (3.19)$$

где E – ЭДС, индуцированная полем возбуждения, U – напряжение на зажимах машины, θ – угол нагрузки, примерно равный углу между осями магнитных потоков возбуждения и реакции якоря. Амплитуда второго слагаемого в (3.18) составляет примерно 25% от амплитуды первого. При прочих равных условиях (одинаковые E, U, x_d) гидрогенераторы развивают большую мощность, чем турбогенераторы. Максимальное значение мощности P_m в ТГ достигается при угле $\theta = 90^\circ$, а в ГГ при угле $\theta_{np} < 90^\circ$. В зависимости от соотношения параметров x_d, x_q в современных ГГ $\theta_{np} = (60-75)^\circ$, а соотношение максимальных мощностей $\frac{P_{mГГ}}{P_{mТГ}} = 1,10-1,15$. Из выражений (3.18, 3.19) следует, что

ТГ и ГГ способны выдавать тем большую активную мощность, чем меньше x_d , т.е. чем больше воздушный зазор.

При работе параллельно с сетью ТГ и ГГ их режимы работы должны быть устойчивы. Под устойчивостью понимают способность ТГ и ГГ сохранять синхронный режим работы параллельно с энергосистемой при случайных возмущениях, происходящих как в самом генераторе, так и в системе. В теории синхронных машин принято различать устойчивость отдельно при действии малых возмущений (статическая устойчивость) и больших возмущениях (динамическая устойчивость). Целесообразность такого разделения единого понятия "устойчивость" обусловлена нелинейными свойствами характеристик СМ и существующими методами ее исследования. В результате оказалось методологически удобнее и проще исследовать отдельно два вида устойчивости, нежели строить единый алгоритм исследования устойчивости вообще.

Напомним также, что все современные мощные ЭЭМ снабжаются автоматическими регуляторами возбуждения, что существенно повышает качество энергоснабжения и расширяет зоны их устойчивой работы. Однако сейчас мы остановимся на проблеме обеспечения устойчивости параллельной работы СМ только за счет ее собственных, внутренних свойств, т.е. без автоматического регулятора напряжения.

Остановимся сначала на проблеме обеспечения статической устойчивости, полагая по-прежнему, что СМ работает параллельно с сетью бесконечной мощности, чтобы тем самым исключить влияние других, параллельно работающих машин. Из теории известно, что условия статической устойчивости по "сползанию" СМ определяются величиной и знаком синхронизирующей мощности ΔP , т.е. мощности синхронизирующей движение ее ротора при появлении малых возмущений угла нагрузки $\Delta \theta$. Мощность эта равна:

$$\Delta P = P_{\text{см}} \Delta \theta, \quad (3.20)$$

где $P_{\text{см}}$ — коэффициент синхронизирующей мощности, определяемый как

$$P_{\text{см}} = \frac{dP}{d\theta} . \quad (3.21)$$

Для рассматриваемых условий работы этот коэффициент, как следует из (3.18) и (3.19), равен для ТГ и ГГ соответственно:

$$P = \frac{mUE}{x_d} \cos \theta \quad (3.22.a)$$

$$P = \frac{mUE}{x_d} \cos \theta + mU^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cos 2\theta . \quad (3.22.б)$$

Если выражения (3.22.a, 3.22.б) поделить на угловую скорость вращения $\Omega = 2\pi n$ (n измеряется в об/сек), то получим выражение для коэффициента синхронизирующего момента $M_{\text{см}}$.

Из анализа приведенных выражений следует, что:

1. Работа СМ будет устойчивой, если $P_{\text{см}} > 0$.
2. Статическая устойчивость будет тем выше, чем при меньших углах θ работает СМ.
3. Величина $P_{\text{см}}$ возрастает с уменьшением x_d .
4. Перевозбужденная машина ($E > U$) более устойчива, чем недовозбужденная ($E < U$).

С увеличением угла θ мощность СМ растет и становится максимальной ($P = P_m$) при $\theta = \theta_{\text{пр}}$. Если нагрузку увеличивать дальше, то P превысит P_m , синхронная машина выйдет из синхронизма и ее ротор будет вращаться асинхронно с некоторым скольжением $s = \frac{n_1 - n}{n_1} < 1$.

Асинхронный режим возбужденной СМ является аварийным и она должна быть немедленно отключена от сети. Асинхронный режим не возбужденной СМ (особенно ТГ) допустим непродолжительное время со снижением вырабатываемой мощности. В процессе работы ТГ и ГГ возможны кратковременные перегрузки. Кроме того, возможны повреждения в энергосистеме, сопровождающиеся снижением напря-

жения сети. Из-за неполадок в системе возбуждения может уменьшиться ЭДС генератора. В таких условиях может уменьшиться мощность генератора, вырабатываемая при синхронном вращении ротора, и возникает опасность выхода его из синхронизма. Поэтому необходимо, чтобы при параллельной работе ТГ и ГГ в энергосистеме у них был обеспечен достаточно большой запас мощности, т.е. чтобы мощность P_m была больше номинальной P_H . Этот запас определяет т.н. статическую перегружаемость СМ k_n , равную отношению P_m при $U=U_H$ и $i_B=i_{BH}$ к P_H , т.е. $k_n = \frac{P_m}{P_H} = \frac{M_m}{M_H}$. Очевидно, что k_n будет тем больше, чем при меньших углах θ_H работает машина. Обычно у ТГ и ГГ $\theta_H = (20-35)^\circ$. Для расчета k_n ГОСТ рекомендует следующую формулу:

$$k_n = \frac{i_{BH}}{i_{BK}} \cdot \frac{1}{\cos \varphi_H}, \quad (3.23)$$

где i_{BH} – номинальный ток возбуждения, i_{BK} – ток возбуждения при номинальном токе статора $I_K = I_H$ в режиме трехфазного короткого замыкания, $\cos \varphi_H$ – номинальный отстающий коэффициент мощности.

Важнейшим параметром, определяющим эксплуатационные характеристики ТГ и ГГ является отношение короткого замыкания (о.к.з.). По ГОСТу о.к.з. определяется как отношение к номинальному току статора I_H установившегося тока трехфазного короткого замыкания I_{K0} при таком токе возбуждения i_{B0} , который в режиме холостого хода при номинальной частоте вращения создает ЭДС, равную номинальному напряжению U_H :

$$\text{о.к.з.} = \frac{I_{K0}}{I_H}. \quad (3.24)$$

Учитывая, что ток $I_{к0}$ можно определить как $I_{к0} = \frac{U_H}{x_d}$, где x_d – насыщенное значение индуктивного сопротивления по продольной оси, получим:

$$\text{о.к.з.} = \frac{U_H}{I_H x_d} = \frac{z_H}{x_d} = \frac{1}{x_d^*} = \frac{k_{\mu d}}{x_{d\infty}^*}. \quad (3.25)$$

Несложно показать, что отношение $\frac{I_{к0}}{I_H} = \frac{i_{в0}}{i_{вк}} = \text{о.к.з.}$. Тогда

$i_{вк} = \frac{i_{в0}}{\text{о.к.з.}}$ и из (3.23) получается другое выражение для k_n , также рекомендованное ГОСТом:

$$k_n = \text{о.к.з.} \cdot \frac{i_{вн}}{i_{в0}} \cdot \frac{1}{\cos \varphi_H}. \quad (3.26)$$

Наконец, k_n можно связать с углом θ_H :

$$k_n = \frac{1}{\sin \theta_H}. \quad (3.27)$$

Как следует из полученных выражений, статическая перегружаемость ТГ и ГГ будет тем выше, чем больше их о.к.з., т.е. чем меньше x_d . Кроме того, k_n увеличивается с уменьшением отстающего $\cos \varphi_H$. При упреждающем $\cos \varphi$ вследствие намагничивающей реакции якоря уменьшается ток $i_{вн}$ и k_n снижается. С ростом единичной мощности генераторов за счет интенсификации охлаждения и применения новых более совершенных материалов увеличивается степень использования последних при сравнительно малом увеличении размеров машины, что характерно, например, для ТГ с непосредственным газовым и жидкостным охлаждением обмоток. Это приводит с одной стороны к увеличению x_d (снижение о.к.з.), а с другой – затрудняет работу ТГ с относительно низкими значениями $\cos \varphi$. Так, если для отечественных ТГ мощностью 100 МВт с

косвенным охлаждением обмоток характерными были значения $x_d = 1,4$ – $1,8$, то для ТГ мощностью 500 МВт с непосредственным охлаждением обмоток $x_d = 2,5$. В соответствии со сказанным, ГОСТом накладываются требования на статическую перегружаемость, о.к.з., а для ТГ еще и на $\cos \varphi$. По ГОСТу для ТГ с $P \leq 300$ МВт $k_n \geq 1,7$; при $P \geq 500$ МВт $k_n \geq 1,6$. Для всего диапазона мощностей о.к.з. = $0,4 - 1,0$. Для ГГ $k_n \geq 1,7$ и о.к.з. = $0,8 - 1,8$. Для всех ТГ мощностью до 100 МВт включительно $\cos \varphi = 0,8$; при мощностях от 160 до 500 МВт $\cos \varphi = 0,85$. Если мощность превышает 800 МВт, то по согласованию между изготовителем и заказчиком $\cos \varphi = 0,85 - 0,90$. Соответствующие требования в рекомендациях международной электротехнической комиссии (МЭК) сводятся к следующему: у ТГ мощностью более 500 МВт $\cos \varphi = 0,9$, а о.к.з. $\geq 0,35$.

Итак, в качестве вывода из всего ранее сказанного следует, что для увеличения единичной мощности, статической устойчивости и статической перегружаемости ЭЭМ следует снижать их сопротивление x_d , а также и x_q , хотя и в меньшей степени. Однако эти параметры с ростом единичной мощности ЭЭМ, достигаемой за счет увеличения линейной токовой нагрузки, имеют, как ранее отмечалось, тенденцию к возрастанию. Поэтому для уменьшения x_d , а следовательно, и для улучшения энергетических и эксплуатационных показателей ЭЭМ, особенно ТГ, приходится увеличивать воздушный зазор, что однако приводит к удорожанию машины и снижению ее КПД.

3.3. Индуктивные параметры ЭЭМ в переходных режимах

Переходные режимы в ЭЭМ возникают при резком изменении условий их работы. Наиболее характерными переходными режимами являются: сброс и наброс нагрузки; замыкание и размыкание электрических цепей обмоток (например, размыкание цепи обмотки возбуждения при под-

ключенной к сети обмотке статора); внезапные короткие замыкания и т.п.

Характер электромагнитных и электромеханических процессов, имеющих место при переходных режимах, существенно отличается от таковых при нормальных режимах. С точки зрения механики движения ротора машины существенным оказывается то обстоятельство, что в переходных режимах может резко измениться баланс моментов, приложенных к валопроводу энергоагрегата. В результате ротор может получить резкое ускорение или замедление (в зависимости от вида переходного режима), в силу чего возникает опасность выхода машины из синхронизма и переходу к асинхронному режиму, который может оказаться аварийным.

С точки зрения электродинамики, существенным в переходных режимах оказывается изменение характера магнитных связей обмоток ротора и статора. Если в нормальных режимах магнитные поля ротора и статора неподвижны по отношению друг к другу и оказываются статическими по отношению к ротору, то в переходных процессах эти поля оказываются динамическими в силу того, что между обмотками ротора и статора возникают трансформаторные связи. Наличие таких связей существенно изменяет характер и величину индуктивных параметров обмоток ЭЭМ.

В силу отмеченных особенностей магнитных связей обмоток статора и ротора индуктивные параметры этих обмоток в нормальных режимах следовало бы называть статическими и определять как параметры обмоток трансформатора в режиме холостого хода, т.е. с разомкнутыми вторичными обмотками. В переходных режимах параметры обмоток следует называть динамическими и определять как параметры трансформатора с замкнутыми вторичными обмотками. Однако следует подчеркнуть, что аналогия с трансформатором здесь получается не полной. Дело в том, что переходный режим СМ длится ограниченное время и заканчивается установлением нового нормального режима, если таковой возможен. Поэтому динамические параметры

следует рассматривать, следуя терминологии ТОО, как переходные, т.е. зависящими от времени. При этом полное время изменения переходного параметра будет зависеть от вида переходного процесса, что, естественно, создает определенные неудобства для однозначной оценки параметров обмотки. Чтобы избежать этих неудобств, в теории СМ принято динамические параметры определять только для начала переходного процесса, когда все трансформаторно связанные вторичные обмотки проявляют себя одинаково, как сверхпроводящие. Для этого момента времени величина динамического индуктивного параметра, как известно, будет одной и той же, независимо от вида переходного режима. Таким образом, оказывается возможным однозначно определять эквивалентную динамическую индуктивность любой из обмоток СМ. Для определенных таким образом индуктивных параметров в теории СМ используются термины – сверхпереходная и переходная индуктивности (или индуктивные сопротивления), – которые указывают не на особенность переходного процесса, а лишь на наличие (сверхпереходная индуктивность) или отсутствие (переходная индуктивность) на роторе демпферных обмоток.

3.3.1 Индуктивные сверхпереходные и переходные сопротивления обмотки статора

Как следует из сказанного выше, сверхпереходные сопротивления обмотки якоря следует определять по аналогии с теорией трансформаторов. В качестве первичной обмотки здесь будет выступать обмотка статора, а в качестве вторичных обмоток – расположенные на роторе обмотка возбуждения и демпферная обмотка. При этом вторичные обмотки такого трехобмоточного трансформатора следует рассматривать как короткозамкнутые. При определении переходного индуктивного сопротивления следует поступать аналогичным образом, полагая однако, что на роторе нет демпферных обмоток. Следуя теории трансформаторов, электрические схемы для рассматриваемых параметров получаются такими же, как и схемы замещения трансформаторов в

режиме к.з. Отметим только, что эти схемы удобно представлять для параметров, измеренных в системе относительных единиц " x_{ad} ". В этом случае операция приведения вторичных обмоток к первичным осуществляется автоматически. Напомним также, что в теории СМ принято представлять распределенную демпферную (или успокоительную) обмотку в виде двух эквивалентных демпферных (или успокоительных) контуров, ориентированных по двум осям магнитной симметрии ротора. Получаемая указанным образом схема замещения для сверхпереходного индуктивного сопротивления x''_d , аналогичная схеме замещения трехобмоточного трансформатора в режиме к.з., показана на рис. 3.1.

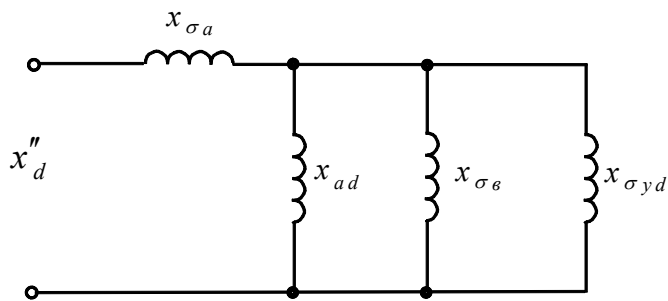


Рис. 3.1

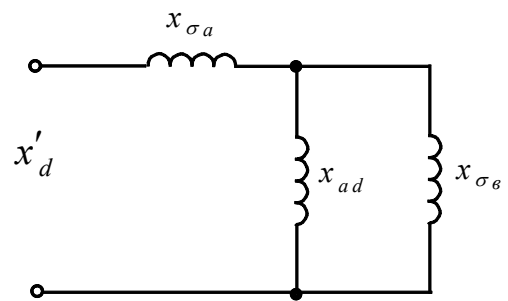


Рис. 3.2

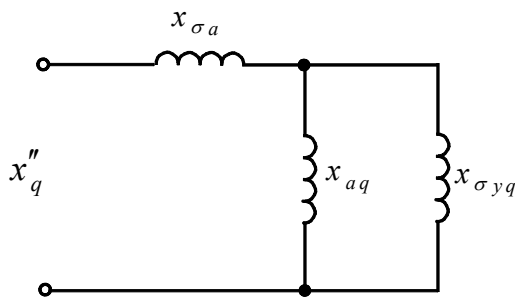


Рис. 3.3

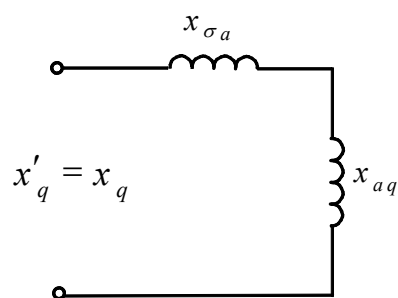


Рис. 3.4

Как следует из схемы замещения

$$x''_d = x_{\sigma a} + \frac{1}{\frac{1}{x_{ad}} + \frac{1}{x_{\sigma \delta}} + \frac{1}{x_{\sigma yd}}} \quad (3.28)$$

В ТГ и ГГ $x_{\sigma a}, x_{\sigma \delta}, x_{\sigma yd} \ll x_{ad}$. Поэтому сопротивление x''_d определяется главным образом сопротивлением $x_{\sigma a}$, которое, как

отмечалось выше, с ростом единичной мощности ТГ и ГГ возрастает. Величина x''_d определяет, как известно, амплитуды начальных значений периодической I_{nm} и аperiodической I_{am} составляющих тока трехфазного короткого замыкания

$$I_{nm} = I_{am} = \frac{E}{x''_d} \quad (3.29)$$

И, следовательно, сопротивление x''_d определяет величину ударного тока короткого замыкания $i_{уд} = 2I_{nm}$, по которому оцениваются ударные электромагнитные силы и моменты. На практике с учетом затухания тока и того факта, что генератор может эксплуатироваться при напряжении на 5% больше номинального, ударный ток оценивается по выражению $i_{уд} = \frac{1,05\sqrt{2}U_H}{x''_d}$, где U_H – действующее значение номинального напряжения. Относительные всплески токов в обмотках возбуждения и успокоительной соответственно оказываются равными:

$$\frac{\Delta i_{Ba}}{i_{B0}} = \frac{x''_d - x_{\sigma a}}{x_{\sigma B}} \cdot \frac{x_{ad}}{x''_d}; \quad \frac{\Delta i_{Ya}}{i_{B0}} = \frac{x''_d - x_{\sigma yd}}{x''_d} \cdot \frac{x_{ad}}{x''_d}, \quad (3.30)$$

где i_{B0} – ток возбуждения, создающий в обмотке статора при холостом ходе ЭДС $E = U_H$.

Видно, что наличие успокоительной обмотки приводит к возрастанию ударного тока короткого замыкания в обмотке статора и одновременно к снижению токов в роторных обмотках. Если на роторе нет успокоительной обмотки, то получается схема замещения, отвечающая переходному продольному индуктивному сопротивлению x'_d (рис. 3.2). Из схемы следует

$$x'_d = x_{\sigma a} + \frac{1}{\frac{1}{x_{ad}} + \frac{1}{x_{\sigma B}}}. \quad (3.31)$$

Рассуждая аналогично и учитывая, что в поперечной оси ротора нет обмотки возбуждения, получим схемы для сверхпереходного x''_q (рис. 3.3) и переходного x'_q (рис. 2.4) поперечного сопротивлений

$$x''_q = x_{\sigma a} + \frac{1}{\frac{1}{x_{aq}} + \frac{1}{x_{\sigma yq}}}; \quad x'_q = x_q = x_{\sigma a} + x_{aq} . \quad (3.32)$$

Заметим, что величина x'_q в силу равенства (3.32) не используется в теории СМ.

В сверхмощных ТГ и ГГ параметры x''_d , x''_q , x'_d возрастают, поскольку согласно (3.17) сопротивление $x_{\sigma a} \sim A_1$ увеличивается с ростом единичной мощности. Это приводит, например, к относительному снижению ударного тока трехфазного короткого замыкания с одной стороны и затягиванию переходного процесса с другой, т. к. увеличиваются постоянные времени, о чем будет сказано ниже. Следствием этого является относительное снижение ударных электромагнитных сил и моментов и относительное повышение температуры обмоток за время переходного процесса. Возрастание сопротивления x'_d может привести к осложненным условиям параллельной работы с точки зрения динамической устойчивости генератора. В силу важности проблемы динамической устойчивости остановимся более подробно на некоторых ее аспектах. Предварительно отметим, что в силу отмеченной ранее нелинейности характеристик СМ, характер протекания переходного процесса, возникшего под действием конечного возмущения и называемого динамическим переходом, зависит не только от исходного режима работы машины, но и от вида возмущения. Наибольшую опасность для СМ представляют возмущения, связанные с однократным или многократным изменением параметров в цепях СМ или энергосистемы.

Предварительные оценки динамической устойчивости СМ в рассматриваемых условиях ее работы можно сделать по известному правилу площадей, пользуясь переходной моментно-угловой характе-

ристикой машины. Эта характеристика определяет электромагнитный момент (или пропорциональную ему электромагнитную мощность) через ЭДС за переходным сопротивлением E'_d и имеет для явнополюсной машины вид:

$$M = \frac{mU E'_d}{\Omega_1 x'_d} \sin \theta + \frac{mU^2}{2\Omega_1} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x'_d} \right) \sin 2\theta, \quad (3.33)$$

Поскольку E'_d пропорциональна, как известно, результирующему магнитному потоку, сцепленному с обмоткой возбуждения, то в силу высокой магнитной инерционности обмотки возбуждения эту ЭДС можно считать постоянной в течение некоторого времени. В таких условиях по переходной моментно-угловой характеристике, определяющей момент как функцию только угла θ , можно оценивать амплитуду вылета угла θ в первом колебании и устойчивость первого колебания ротора.

Исследуем структуру выражения (3.33). Видно, что момент M будет тем больше, чем меньше x'_d . При этом на динамический переход оказывает влияние составляющая момента, определяемого вторым членом в (3.33). Динамическая устойчивость также зависит от инерционной постоянной ротора T_j , которая у ТГ меньше, чем у ГГ. Так у ТГ мощностью 300 МВт $T_j = (7,0-7,5)$ с, а у ТГ мощностью 500 МВт $T_j = (6,0-6,5)$ с. У турбоагрегата общая инерционная постоянная на (70–85)% определяется турбиной. Все вышесказанное накладывает требование на ограничение сопротивления x'_d . По действующим в России нормам необходимо, чтобы $x'_d \leq 0,4$. Так для ТГ мощностью (800–1200) МВт при $\cos \varphi = 0,9$ $x'_d = 0,36-0,38$, а при $\cos \varphi = 0,85$ $x'_d = 0,38-0,40$. Примерно такие же нормы приняты и в других странах. Так, например, во Франции для ТГ мощностью 600 МВт и выше $x'_d = 0,42-0,43$.

3.3.2. Постоянные времени обмоток синхронных ЭЭМ

Эти понятия, как известно, определяют длительность затухания в обмотках апериодических составляющих свободных токов, возникающих при переходных электромагнитных процессах, а, следовательно, и длительность самого процесса. Наибольшая длительность переходных электромагнитных процессов имеет место в обмотках возбуждения в силу их высокой магнитной инерционности. Поскольку обмотка возбуждения магнитно связана с другими обмотками, то для нее, равно как и для других обмоток, определяют несколько постоянных времени, соответственно для различных условий и этапов протекания переходного процесса. Перечислим эти постоянные времени сначала для обмотки возбуждения и напомним процедуры их определения. Предварительно отметим, что при анализе переходного электромагнитного процесса в обмотке возбуждения активное сопротивление обмотки статора можно принять равным нулю (не считая, однако, при этом ее сверхпроводящей), т.к. электрические потери в ней, обусловленные затухающим апериодическим током возбуждения, покрываются не за счет энергии, запасенной в магнитном поле, а за счет механической энергии вращающегося ротора.

Итак, в теории СМ определяют постоянные времени ОВ для следующих условий:

1. Ротор без успокоительной обмотки, обмотка статора разомкнута.

Электрическая схема замещения ОВ для этих условий имеет вид, показанный на рис. 3.5, и постоянная времени такой схемы определяется как

$$T_{d0} = T_B = \frac{L_{\sigma B} + L_{ad}}{r_B}, \quad (3.34)$$

т.е. как собственная постоянная времени ОВ T_B .

2. На роторе имеется успокоительная обмотка (УО), обмотка статора разомкнута.

Электрическая схема замещения ОВ для этих условий имеет вид, показанный на рис. 3.6, на котором УО представлена некоторым эквивалентным продольным контуром (y_d) и приведена к ОВ, как в двухобмоточном трансформаторе. Заметим, что здесь и далее все параметры определяются в системе относительных единиц " x_{ad} ", а, следовательно, операции приведения выполняются автоматически.

Поскольку электромагнитные процессы в такой схеме описываются системой дифференциальных уравнений второго порядка, здесь появляются две постоянные времени переходная – T'_{d0} и сверхпереходная – T''_{d0} –, определяемые соотношениями:

$$T'_{d0} = T_{d0} + T_{yd0} - T''_{d0}, \quad T''_{d0} = \frac{\sigma_{eyd} T_{d0} T_{yd0}}{T_{d0} + T_{yd0}}, \quad (3.35),$$

где $T_{yd0} = \frac{L_{yd}}{r_{yd}}$ – собственная постоянная времени эквивалентного

продольного успокоительного контура, $\sigma_{eyd} = 1 - \frac{L_{ad}^2}{L_{\epsilon} \cdot L_{yd}}$ – общий

коэффициент рассеяния ОВ и УО.

В крупных ЭЭМ обычно имеют место следующие соотношения: $L_{\sigma\epsilon} \approx L_{\sigma yd} \ll L_{ad}$ и $L_{ad} \approx L_{\epsilon} \approx L_{yd}$, в силу которых коэффициент рассеивания σ_{eyd} оказывается очень малым. Так для ТГ $\sigma_{eyd} = 0,05 - 0,10$, для ГГ – $\sigma_{eyd} = 0,10 - 0,15$. Кроме того, в ТГ и ГГ $r_{yd} > r_{\epsilon}$ а потому $T_{yd0} < T_{d0}$. Что касается численных значений постоянных времени T'_{d0} и T''_{d0} , то они находятся в пределах:

- для ТГ: $T''_{d0} = (0,01 - 0,03) T_{d0}$; $T'_{d0} = (1,2 - 1,4) T_{d0}$
- для ГГ: $T''_{d0} = (0,01 - 0,025) T_{d0}$; $T'_{d0} = (1,1 - 1,2) T_{d0}$

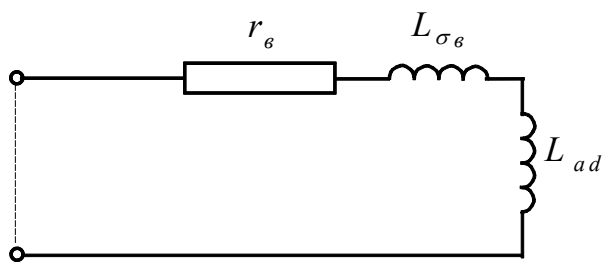


Рис. 3.5

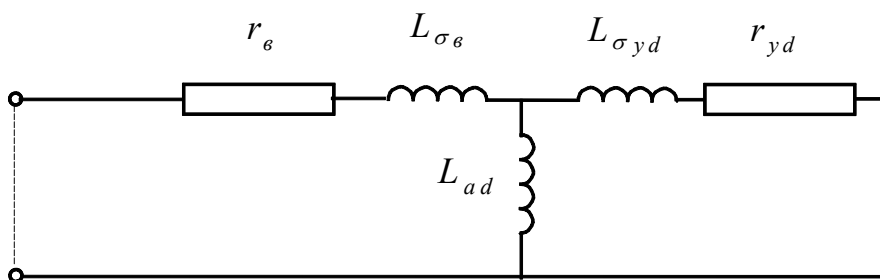


Рис. 3.6

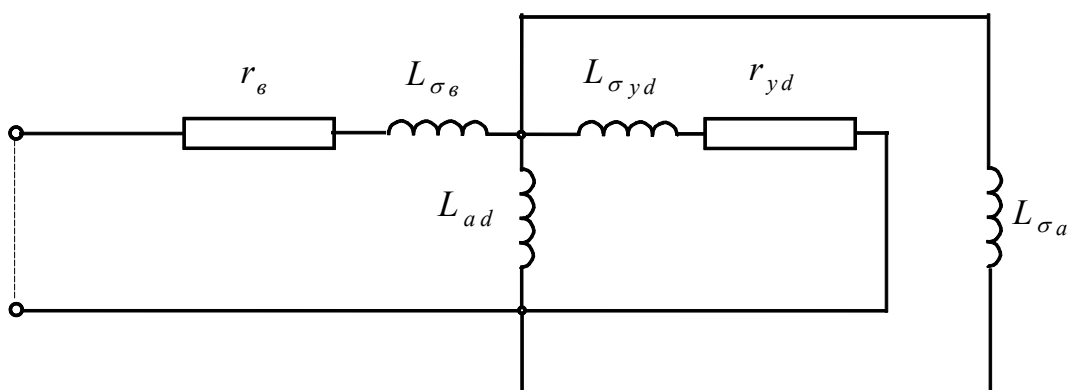


Рис. 3.7

3. Ротор с успокоительной обмоткой, обмотка статора замкнута накоротко.

Электрическая схема замещения ОВ для этих условий имеет вид, показанный на рис. 3.7, и представляет, по сути, схему замещения трех-обмоточного трансформатора. Апериодический свободный ток в ОВ так же, как и в ранее рассмотренном случае, будет иметь две экспоненциально изменяющиеся составляющие. И время их затухания

будет естественно определяться двумя постоянными времени T'_d и T''_d , называемыми соответственно переходной и сверхпереходной. Определяются эти постоянные времени по выражениям:

$$T'_d = T'_\epsilon + T'_{yd} - T''_d; \quad T''_d = \frac{\sigma'_{\epsilon yd} T'_\epsilon T'_{yd}}{T'_\epsilon + T'_{yd}}, \quad (3.36)$$

где $\sigma'_{\epsilon yd} = 1 - \frac{(L'_{ad})^2}{L'_{yd} \cdot L'_\epsilon}; \quad T'_\epsilon = \frac{L'_\epsilon}{r_\epsilon}; \quad T'_{yd} = \frac{L'_{yd}}{r_{yd}}$

$$L'_\epsilon = L'_{ad} + L_{\sigma\epsilon}; \quad L'_{yd} = L'_{ad} + L_{\sigma yd}; \quad L'_{ad} = \frac{L_{ad} \cdot L_{\sigma a}}{L_{ad} + L_{\sigma a}}.$$

Из (3.36) следует, что $T''_d < T'_d$ и $T'_d < T'_{d0}$, $T''_d < T''_{d0}$. Это означает, что при замкнутой обмотке якоря свободные токи ОВ и УО затухают быстрее, чем при разомкнутой обмотке якоря. Что касается постоянной времени затухания свободного тока статора T_a , то на нее, в силу вращения ротора, активные сопротивления обмоток ротора влияния практически не оказывают. А потому, полагая активные сопротивления этих обмоток равными нулю (но не считая обмотки сверхпроводящими) и учитывая, что среднее значение эквивалентной индуктивности обмотки статора в переходных режимах равно $L_a = \frac{x''_d + x''_q}{2\omega}$,

получим, что

$$T_a = \frac{x''_d + x''_q}{2\omega r_a} \text{ — для машины с УО} \quad (3.37)$$

$$T_a = \frac{x'_d + x_q}{2\omega r_a} \text{ — для машины без УО} \quad (3.38)$$

В качестве примера укажем численные значения рассмотренных постоянных времени для ТГ: $T'_{d0} = (3 \div 12)$ сек, $T'_d = (0,4 \div 1,6)$ сек, $T_a = (0,04 \div 0,4)$ сек.

Численные значения постоянных времени обмоток ЭЭМ необходимо учитывать при построении оперативных систем управления последними. Рассмотрим, в качестве примера, процедуры организации оперативной системы управления ЭЭМ при внезапных внутренних КЗ. Предложим, что в ТГ произошло внутреннее короткое замыкание. Релейная защита в этом случае отключает сначала генератор от сети. Однако авария при этом не ликвидируется. Понятно, что при такой аварии надо быстро довести ток возбуждения до нуля. При этом мгновенного разрыва цепи возбуждения производить нельзя, т.к. такая операция, в силу известных физических закономерностей, может привести к пробое изоляции обмотки или изоляции между контактными кольцами, а также может вызвать появление на контактах отключающего устройства электрической дуги, способной привести к разрушению этих контактов. Система оперативного управления в этом случае должна быстро вывести энергию магнитного поля возбуждения из машины, или, как говорят, погасить поле возбуждения путем быстрого, но не мгновенного уменьшения тока возбуждения до нуля. Принципиальная схема гашения поля возбуждения в СГ изображена на рис. 3.8

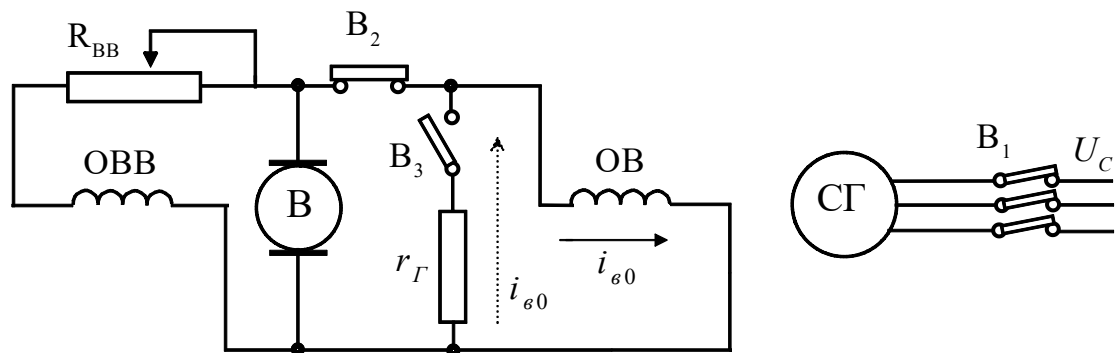


Рис. 3.8

При внезапном внутреннем коротком замыкании сначала отключается выключатель B_1 , затем замыкается B_3 и отключается B_2 . Причем в наиболее трудных условиях работает B_2 , т. к. ему приходится разрывать цепь, нагруженную не только полным током i_{Γ} , но и добавочным, протекающим через гасящее сопротивление r_{Γ} .

После всех операций отключения цепь ОВ генератора оказывается замкнутой через сопротивление r_{Γ} , и ток i_{ϵ} затухает тем быстрее, чем больше величина этого сопротивления. Поскольку индуктивность ОВ L_{ϵ} в общем велика, то после замыкания В₃ и размыкания В₂, напряжение на ОВ и r_{Γ} возрастает, т. к. вследствие электромагнитной инерции цепи $L_{\epsilon} - r_{\Gamma}$ ток в первый момент времени мгновенно измениться не может. Если до гашения поля по ОВ протекал ток $i_{\epsilon 0}$, то напряжение на обмотке ОВ было равно $U_{\epsilon 0} = r_{\epsilon} i_{\epsilon 0}$, где r_{ϵ} – сопротивление ОВ. Сразу после начала гашения это напряжение становится равным $U_{\epsilon \Gamma} = r_{\Gamma} i_{\epsilon 0}$. Отношение $k_z = \frac{U_{\epsilon \Gamma}}{U_{\epsilon 0}} = \frac{r_{\Gamma}}{r_{\epsilon}}$ называется коэффи-

циентом гашения и определяет увеличение напряжения на зажимах обмотки ОВ в первый момент гашения. Понятно, что нельзя выбирать r_{Γ} значительно больше r_{ϵ} , т. к. тогда $U_{\epsilon \Gamma}$ может сильно превысить $U_{\epsilon n}$ ТГ.

Вынужденное уменьшение r_{Γ} приводит, естественно, к затягиванию процесса гашения, что нежелательно. Поэтому приходится находить компромиссное значение r_{Γ} , учитывая и реальную постоянную времени ОВ. Возникающие при этом технические проблемы не позволяют использовать указанную принципиальную схему для получения необходимого быстрогодействия. На практике для гашения поля используются сложные устройства – автоматы гашения поля (АГП), действующие по описанному принципу. Характеристики некоторых АГП конструкции АО "Электросила" приведены в табл. 3.1

Таблица 3.1

Тип	Применение	Мощность машины, МВт	Разрываемый ток, А
АГП-6	ТГ, ГГ, МПТ, МПерТ	–	630
АГП-12	ТГ	>30	1250
АГП-30	ТГ, ГГ	60-300 ТГ 30-100 ГГ	3200
АГП-60	ТГ, ГГ	300-500 ТГ 100-500 ГГ	<6300
АГП-100	ТГ	800-1200	<10000

3.4 Параметры установившихся несимметричных режимов

Исследование установившихся несимметричных режимов синхронных ЭЭМ производится обычно методом симметричных составляющих, согласно которому любая несимметричная система токов, напряжений и т. п. представляется тремя симметричными системами – прямой, обратной и нулевой последовательностей. Для каждой из симметричных систем токов статора электромагнитные параметры ее обмоток – r_1, r_2, r_0 и x_1, x_2, x_0 – оказываются различными. Различия эти обусловлены особенностями магнитного поля якоря, возбуждаемого каждой из симметричных систем токов. Напомним особенности этих полей и укажем различия в характере и величинах электромагнитных параметров обмотки статора синхронных ЭЭМ.

Электромагнитные параметры обмотки статора для токов прямой последовательности. Магнитное поле якоря, возбуждаемое токами прямой последовательности трехфазной обмотки статора СМ, как известно, синхронно с ротором. И следовательно, электромагнитные параметры для этой системы токов будут такими же, как и в нормальных режимах работы. При этом, как уже рассматривалось, индуктивные сопротивления определяются отдельно для продольного (I_d) и поперечного (I_q) токов статора и оказываются соответственно

равными x_d и x_q . Активное сопротивление обмотки статора для токов прямой последовательности $r_1 = r_a$.

Электромагнитные параметры обмотки статора для токов обратной последовательности. Магнитное поле якоря СМ, возбуждаемое токами обратной последовательности, является обратно-синхронным, т.е. вращается против движения ротора с двойной частотой. По отношению к ротору это поле оказывается динамическим, а поэтому и индуктивные сопротивления обмотки статора оказываются динамическими и изменяются от x''_d (в момент, когда поле якоря ориентировано по продольной оси) до x''_q (в момент, когда поле якоря ориентировано по поперечной оси). В практических расчетах x_2 определяют либо как среднеарифметическое от x''_d и x''_q :

$$x_2 = \frac{x''_d + x''_q}{2}, \quad (3.39)$$

либо как среднегеометрическое от указанных сопротивлений:

$$x_2 = \frac{2x''_d x''_q}{x''_d + x''_q}. \quad (3.40)$$

Понятно, что если СМ не имеет УО, то в формулах (3.39) и (3.40) вместо сверхпереходных сопротивлений x''_d и x''_q следует подставить переходные сопротивления x'_d и x'_q . Активное сопротивление r_2 оказывается больше активного сопротивления обмотки статора r_a за счет дополнительно вносимой составляющей, обусловленной электрическими потерями в роторе от обратно-синхронного поля якоря.

Электромагнитные параметры обмотки статора для токов нулевой последовательности. Как известно, токи нулевой последовательности создают в воздушном зазоре поля только гармоник, кратных трем ($\nu=3, 9, 15, 21$ и т. д.). Поскольку амплитуда полей высших гармоник мала по сравнению с первой гармоникой, то и индуктивное сопротивление x_0

мало, оно определяется практически полями пазового и лобового рассеяния. Поэтому $z_0 = r_0 + j x_0$, где $r_0 \approx r_a$, а $x_0 < x_{\sigma a}$.

В заключение для иллюстрации вышеизложенного в табл. 3.2 приведены параметры некоторых двухполюсных ТГ.

Таблица 3.2

S МВА	о.к.з	x_d		x'_d		x''_d ненас	x_2 нас	x_0	T_{d0} с	T'_d с	T''_d с	T_a с	T_j с
		ненас	нас	ненас	нас								
75	0,64	1,61	1,40	0,27	0,24	0,19	0,24	0,090	4,9	0,85	0,10	0,40	2,91
117,5	0,605	1,79	1,46	0,26	0,23	0,18	0,22	0,095	6,5	0,95	0,12	0,40	2,74
176,5	0,615	1,71	1,41	0,26	0,23	0,16	0,20	0,094	6,9	0,92	0,11	0,51	2,46
223,5	0,57	1,88	1,57	0,28	0,25	0,19	0,23	0,086	6,4	0,93	0,11	0,31	2,30
353	0,624	1,0	1,43	0,26	0,23	0,17	0,21	0,088	5,9	0,89	0,11	0,37	2,10
588	0,428	2,49	1,91	0,37	0,32	0,24	0,30	0,145	9,2	1,36	0,17	0,36	1,67

Глава 4

Потери в турбо- и гидрогенераторах

В соответствии с физикой электромеханического преобразования энергии в ТГ и ГГ, как и в любых других электрических машинах, имеют место механические, магнитные и электрические потери. Потери магнитные и электрические, как результат проявления единого электромагнитного процесса, часто называют электромагнитными. При этом в них отдельно выделяют потери основные и добавочные. Под основными потерями понимаются потери, обусловленные основной гармоникой рабочего напряжения и рабочего тока, а именно: магнитные потери в активной стали, выделяемые при ее перемагничивании основным магнитным потоком (поток от первой гармоники магнитного поля в зазоре) и электрические потери от рабочих токов в обмотках статора и ротора. К основным потерям, в силу отмеченной логики понятий, принято также относить и потери механические. Электромагнитные потери, обусловленные магнитными полями рассеяния и высшими гармониками магнитного поля в зазоре, относят к добавочным. К ним также относят и дополнительные потери, возникающие вследствие неизбежных технологических отклонений при производстве машины.

Характерные соотношения между различными видами потерь для ТГ различной мощности, выпускаемых заводом "Электросила", представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Мощность (МВт)	100	150	200	300
Электромагнитные потери (%)	75	80	81	83
Механические потери (%)	25	20	19	17

Видно, что с ростом единичной мощности ТГ возрастает доля электромагнитных потерь и снижается доля потерь механических.

Потери, выделяемые в ТГ и ГГ при нагрузке в нормальных режимах работы, принято определять как сумму потерь холостого хода p_0 (механических и магнитных) и короткого замыкания $p_{к.з.}$ (электрических). Хотя такое разделение потерь не является строгим, тем не менее такой подход дает хорошие результаты в отношении суммы потерь при нагрузке. Понятно, что при этом существенно упрощается расчет суммарных потерь. В качестве примера в табл. 4.2 представлены характерные соотношения между потерями холостого хода (p_0), короткого замыкания ($p_{к.з.}$) и потерями на возбуждение ($p_в$) для ТГ различной мощности, выпускаемых заводом "Электросила".

Таблица 4.2

Мощность (МВт)	100	150	200	300
p_0 (%)	51	42	41	41
$p_{к.з.}$ (%)	28	36	36	31
$p_в$ (%)	21	22	23	28

Потери короткого замыкания, определяемые экспериментально, позволяют дать оценку добавочным потерям в режиме короткого замыкания через отношение потерь короткого замыкания на переменном токе $p_{к.з.~}$ к таковым на постоянном токе $p_{к.з.=}$. Для крупных ТГ это отношение достигает величины 2,5.

Заметим также, что если в малоиспользованных ТГ и ГГ добавочные потери учитываются иногда эмпирически, процентом от номинальной мощности (например 1%), то в высокоиспользованных ТГ и ГГ добавочные потери должны обязательно определяться отдельно, т.к. они могут быть сравнимы с основными потерями или даже превосходить их.

4.1. Основные потери

Как уже указывалось, к основным потерям относят основные электромагнитные и механические потери. Основные электромагнитные

потери представляют собой сумму магнитных потерь в перемагничиваемых элементах магнитопровода и электрических потерь в обмотках.

Магнитные потери ($p_{мг}$) определяются первой гармоникой магнитного поля в зазоре и включают в себя потери на вихревые токи ($p_{вх}$) и гистерезис ($p_{г}$). Каждая из этих составляющих потерь может быть определена как:

$$p_{вх} = c_{вх} B^2 f^2, \quad p_{г} = c_{г} B^n f. \quad (4.1)$$

Показатель степени n в (4.1) зависит от величины индукции. Так при $B = (0,8 - 1,0)$ Тл $n = 2$. При практических расчетах, полагая $f = 50$ Гц, обычно пользуются выражением

$$p_{мг} = c_{мг} B^2 f^n, \quad (4.2)$$

где $n = 1,3 - 1,5$ в зависимости от соотношения между потерями на вихревые токи и потерями на гистерезис.

Магнитные потери при нормальных режимах работы ТГ и ГГ выделяются только в сердечнике статора, т. к. в сердечнике ротора магнитный поток является статическим и явление перемагничивания там отсутствует.

Коэффициенты $c_{вх}$ и $c_{г}$ зависят от марки стали, качества шихтовки пакетов, уровня удельных потерь $p_{уд}$ каждой конкретной марки стали, массы пакета. Коэффициент $c_{мг} = \varphi(c_{вх}, c_{г})$ зависит от тех же факторов. Наибольшее влияние на величину $c_{мг}$ оказывают удельные потери и масса пакета. Удельные потери принято определять в ваттах на единицу массы. Они зависят от толщины листа δ и уровня магнитной индукции B и определяются обычно при частоте $f = 50$ Гц.

В электрических машинах используется изотропная горячекатаная и анизотропная холоднокатаная сталь, у которой магнитные свойства различны в зависимости от направления проката. В ТГ и ГГ, как правило, применяется холоднокатаная сталь. Удельные потери $p_{уд}$ зависят от марки стали и толщины листа. Так у самой низкокачест-

венной стали Э310 при $\delta=0,5\text{ мм}$ $p_{y\delta}= 1,10; 2,45; 3,20$ Вт/кг для индукций $B= 1,0; 1,5; 2,0$ Тл соответственно. У высококачественной стали Э330А при $\delta=0,35\text{ мм}$ $p_{y\delta}= 0,50; 1,10; 1,60$ для тех же значений индукций (данные приведены для магнитного потока, направленного вдоль проката).

Учитывая, что при одном и том же потоке вследствие различных сечений спинки (ярма) и зубцов сердечника статора ТГ и ГГ уровень индукции в них будет различным, принято подразделять потери в сердечнике на потери в спинке p_a и потери в зубцах p_z .

Основные электрические потери в обмотках могут быть определены по формуле

$$p_{эл} = I^2 r, \quad (4.3)$$

где I – ток, равномерно распределенный по всему сечению проводника F ; r – активное сопротивление проводника.

В практике проектирования эти потери часто определяют через удельные объемные потери $q_v = j^2 \rho = \frac{j^2}{\gamma}$, а именно:

$$p_{эл} = j^2 \rho V = \frac{j^2}{\gamma} V = q_v V, \quad (4.4)$$

где $j = I/F$ – плотность тока, $\rho [\text{Ом}\cdot\text{м}]$ – удельное электрическое сопротивление материала проводника, $\gamma [1/\text{Ом}\cdot\text{м}]$ – электрическая проводимость этого материала, $V = lF$ – объем проводника.

К основным электрическим потерям следует отнести активные потери на возбуждение $p_{\epsilon} = i_{\epsilon}^2 r_{\epsilon}$ и потери в щеточном контакте $p_{щ.к.} = \Delta U_{щ} i_{\epsilon}$, где i_{ϵ} – ток возбуждения, r_{ϵ} – сопротивление обмотки возбуждения, $\Delta U_{щ}$ – падение напряжения под щетками.

Механические потери $p_{мх}$ состояются из потерь на трение ротора о газовую среду, потерь на вентиляцию, потерь на трение в подшипниках и масляных уплотнениях вала, потерь на трение в щеточном контакте.

Потери на трение ротора о газ в ТГ – это потери на трение о газ бочки ротора и бандажных колец

$$p_{ТГр} = c_p D_p^4 l_p n^3, \quad p_{ТГб} = c_b D_b^4 l_b n^3. \quad (4.5)$$

Коэффициенты c_p и c_b зависят от применяемого в объеме машины газа. С уменьшением плотности газа они уменьшаются. Так, при прочих равных условиях, при заполнении объема ТГ чистым водородом вместо воздуха эти коэффициенты снижаются в 14,35 раза. Реально, поскольку не удастся получить абсолютно чистый водород, это снижение только десятикратное. Потери на трение о газ существенно зависят от давления газа. Так для водорода $p_{ТГН} = H \cdot p_{ТГН=1}$, где H – давление водорода в ати, $p_{ТГН=1}$ – потери на трение о газ при давлении водорода $H=1$ ати (10^5 Па).

Вентиляционные потери существенно зависят от типа вентилятора (пропеллерный или центробежный), расхода газа Q , напора вентилятора H и равны:

$$p_{вн} = c_{вн} Q H, \quad (4.6)$$

где $c_{вн}$ – постоянная, определяемая типом вентилятора.

Потери на трение в подшипниках приближенно могут быть определены по формуле

$$p_n = c_n \mu G n, \quad (4.7)$$

где c_n – коэффициент, зависящий от типа подшипника (качения или скольжения), характера обработки трущихся поверхностей, марки баббита, вида смазки и т. п., μ – коэффициент трения при заданной температуре масла, G – масса ротора, n – частота вращения.

Потери на трение в подпятнике ТГ:

$$P_{подп} = c_{подп} H^{3/2} n^{3/2}, \quad (4.8)$$

где $c_{подп}$ зависит от тех же факторов, что и c_n , H – суммарное давление на пяту от массы ротора, рабочего колеса турбины и падающей воды. Учитывая, что суммарное давление очень велико, потери в подпятнике могут достигать чрезвычайно большой величины. Например, у ГГ Саяно-Шушенской ГЭС только масса ротора составляет 935т, а общая масса валопровода превышает 2000т.

Потери на трение в щетках могут быть рассчитаны по формуле:

$$P_{тщ} = c_{щ} \mu D_k F_k H_{уд}, \quad (4.9)$$

где $c_{щ}$ – коэффициент, зависящий от материала щеток, характера контактной поверхности и т. п., $H_{уд}$ – удельное давление на контактной поверхности щеток, F_k – суммарная поверхность щеток на кольце одной полярности, D_k – наружный диаметр контактного кольца, μ – коэффициент трения щеток о кольцо.

В зависимости от марки щеток и характера контактной поверхности $\mu = 0,10 - 0,25$. Удельное давление на щетку $H_{уд} = 0,20 - 0,25$ кг/см². Поверхность щеток обычно выбирается из условия, чтобы средняя плотность тока под щеткой не превышала $j_{щ} = 7 - 10$ А/см².

4.2. Добавочные потери

Добавочные потери в современных мощных ТГ и ГГ, как уже упоминалось, достигают значительной величины и в отдельных режимах работы могут накладывать серьезные ограничения на уровни тока, напряжения, длительность существования режима и т. п. Независимо от того, где выделяются добавочные потери – в статоре или роторе, их можно подразделить на три группы: потери от высших гармоник магнитного поля в зазоре, потери от зубцовых гармоник магнитного поля в зазоре, потери от переменных магнитных полей рассеяния.

Рассмотрим физические условия и особенности возникновения этих потерь.

Добавочные потери от высших и зубцовых гармоник магнитного поля.

Рассмотрим причины возникновения и меры борьбы с этого рода потерями на примере режима холостого хода ТГ или ГГ, при котором условия для возникновения этих потерь наиболее благоприятны и очевидны. Названные потери в ТГ и ГГ в таком режиме определяются магнитным полем возбуждения, которое должно быть синусоидально распределенным вдоль расточки статора. Однако в силу особенностей конструкции роторов ТГ (неявнополюсный) и ГГ (явнополюсный) синусоидальную форму получить не удастся. Поэтому в кривой поля возбуждения ТГ и ГГ неизбежно будут присутствовать высшие гармоники.

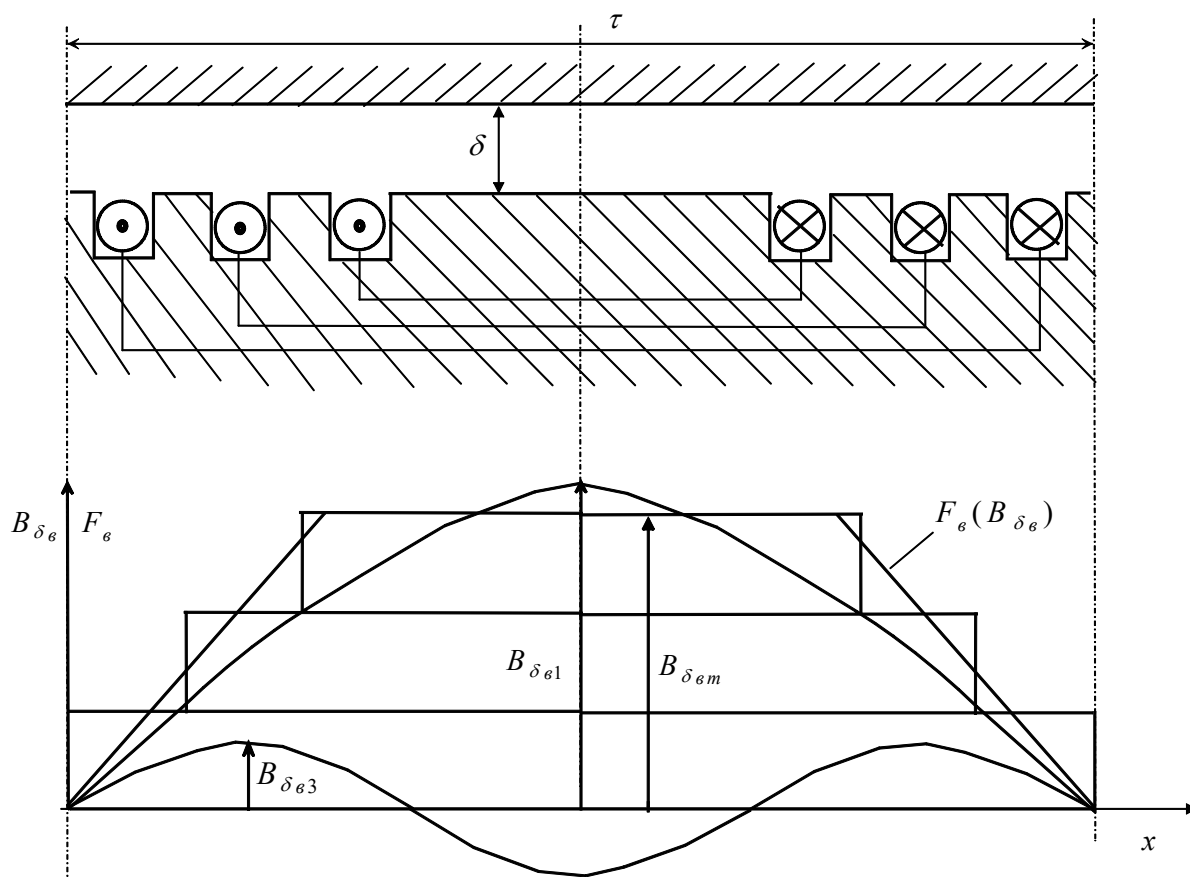


Рис. 4.1

Рассмотрим вначале поле возбуждения в ТГ. Форма кривой намагничивающей силы обмотки возбуждения ТГ определяется суммой

намагничивающих сил отдельных катушек, которые в силу одинакового числа витков в катушках и одинакового протекающего по ним тока, постоянны на ширине каждой катушки. В результате наложения намагничивающих сил отдельных катушек получается ступенчатое распределение намагничивающей силы вдоль полюсного деления, которое в первом приближении можно заменить равновеликой трапецией (рис. 4.1). Распределенную, периодически повторяющуюся вдоль расточки статора, намагничивающую силу можно разложить в ряд Фурье по нечетным гармоникам. И тогда наряду с основной гармоникой появляются высшие, обусловленные несинусоидальной формой намагничивающей силы, и зубцовые. Если реальный зубчатый воздушный зазор δ заменить постоянным расчетным зазором $\delta' = k_{\delta} \cdot \delta$, то кривая распределения магнитной индукции в зазоре в некотором масштабе будет повторять кривую распределения намагничивающей силы обмотки возбуждения F_{ϵ} .

Максимальное значение магнитной индукции будет равно $B_{\delta \epsilon m} = \frac{\mu_0}{\delta'} F_{\epsilon}$, а амплитуда ν -ой гармоники индукции

$$B_{\delta \epsilon \nu} = \frac{4 \mu_0}{\nu \pi \delta'} F_{\epsilon} k_{p\nu}, \quad (4.10)$$

где $k_{p\nu}$ – коэффициент распределения обмотки для ν -ой гармоники поля.

Известно, что распределение поля возбуждения вдоль зазора желательно приблизить к синусоидальному. Критерием приближения формы поля к синусоидальной является коэффициент формы поля возбуждения:

$$k_{\epsilon} = \frac{B_{\delta \epsilon 1}}{B_{\delta \epsilon m}} = \frac{4}{\pi} k_{p1} \quad (4.11)$$

Улучшения кривой распределения поля возбуждения можно добиться двумя способами:

1. Изменением отношения числа обмотанных пазов ротора z_2 к числу зубцовых делений z'_2 , равного $\gamma = \frac{z_2}{z'_2}$. Изменение величины γ ведет к изменению ширины верхнего основания трапеции, и если $\gamma \rightarrow 0$, то кривая формы поля стремиться к прямоугольной, а если $\gamma \rightarrow 1$, то к треугольной. Обычно для ТГ $k_{p1}=0,73-0,90$, что соответствует $k_g=0,93-1,15$. Рекомендуется выбирать γ так, чтобы $k_{p1}=0,75-0,82$. Тогда $k_g=0,955-1,045$, т.е. весьма близко к единице. Обычно в ТГ принимают $\gamma \approx 0,667$, т. е. обмотанные пазы занимают приблизительно $2/3$ длины окружности ротора. Увеличение z_2 , т. е. увеличение γ , приводит к снижению амплитуды зубцовых гармоник.

2. В целях улучшения формы поля прибегают к уменьшению заполнения током близлежащих к большому зубу пазов, для чего эти пазы делают меньшей глубины и укладывают в них меньшее число витков обмотки возбуждения, в результате чего намагничивающая сила этих пазов будет меньше, чем нормальных. Это приводит к снижению амплитуды результирующей намагничивающей силы. Количество мелких пазов колеблется от двух до четырех на полюсное деление. В ТГ с $p=1$ выполняют два паза (по одному с каждой стороны большого зуба) с глубиной $\frac{h_2}{2}$ (рис. 4.2а), где h_2 – глубина нормального паза. В ТГ с $p=2$ помимо двух первых два последующих паза выполняют глубиной $\frac{2}{3}h_2$ (рис. 4.2б). Это делается потому, что по условиям прочности ротора для ТГ с $p=1$ $\tau=(1900-2000)$ мм, а с $p=2$ $\tau=(1500-1600)$ мм, т. е. с уменьшением τ сложнее добиваться улучшения формы поля за счет увеличения γ , а следовательно, размещения большего числа пазов z_2 .

Если оценивать добавочные потери в сердечнике статора ТГ от высших гармоник поля возбуждения некоторым коэффициентом ϕ ,

равным отношению добавочных потерь к основным, то при $\gamma = 0,65 - 0,82$ $\varphi = 0,209 - 0,072$.

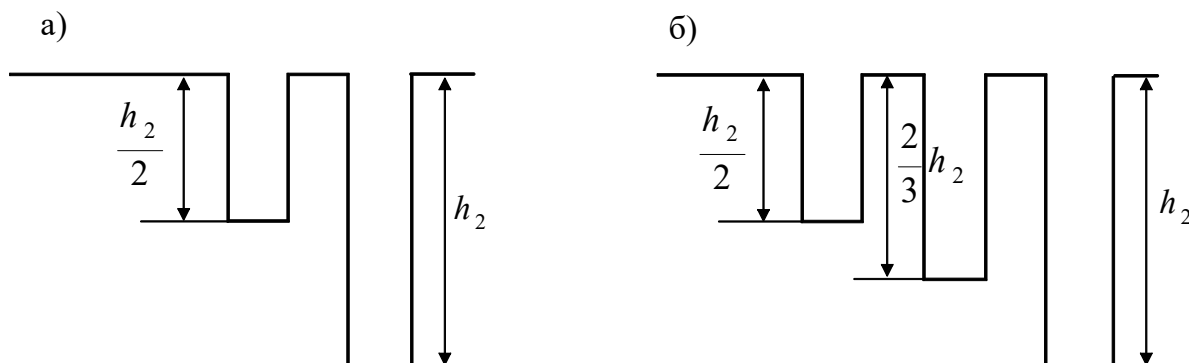


Рис. 4.2

В табл. 4.3 в качестве примера представлен гармонический состав кривой поля возбуждения для ТГ с $\gamma=0,75$ с насыщенной и ненасыщенной магнитной системой, а также равноуглубленных и укороченных пазов на роторе

Таблица 4.3

Условия насыщения и конструкция ротора	Состав гармоник $B_{\delta v}/B_{\delta 1}$				
	B_3	B_5	B_7	B_9	B_{11}
$\mu = const, h_n = const$	0,0641	- 0,0071	-0,0199	-0,0196	-0,0094
$\mu = var, h_n = const$	0,0563	0,0445	-0,0714	-0,0397	-0,0274
$\mu = var$, два укороченных паза на τ	0,0533	0,0505	-0,0188	-0,0367	-0,0156
$\mu = var$, четыре укороченных паза на τ	0,0534	0,0232	-0,0178	-0,0307	-0,0130

Рассмотрим теперь поле возбуждения в ГГ. В нем поле возбуждения создается катушкой, сосредоточенно расположенной на полюсе под полюсным наконечником, поэтому на полюсном делении τ намагничивающая сила $F_\delta = const$. Поскольку ширина полюсного наконечника $b_{nn} = \alpha \tau$ ($\alpha < 1$ – коэффициент полюсной дуги), то имеет

$$\delta \geq 0,4 \frac{A_1}{B_\delta} \cdot \frac{\tau}{x_d} \text{ (см)} \quad (4.12)$$

Отношение δ_m / δ колеблется в диапазоне 1,5-2,0, но наибольшее приближение формы поля к синусоидальной получается при $\delta_m / \delta = 1,5$.

Наружная поверхность полюсного наконечника очерчивается по окружности радиусом

$$R_{nn} = \frac{D_1}{2 + 8D_1 \frac{\delta_m - \delta}{b_{nn}^2}} \text{ (см)} \quad (4.13)$$

Пульсационные потери. При перемещении ротора относительно неподвижного статора магнитное поле в зазоре непрерывно пульсирует, что обусловлено наличием пазов на статоре, т. к. магнитная проводимость потоку максимальна в зубцах и минимальна в пазах. При наличии двусторонней зубчатости (пазы на статоре и роторе), как в ТГ, эти пульсации по амплитуде будут еще больше, т. к. магнитная проводимость потоку в положении зубец-зубец значительно выше проводимости в положении паз-паз. Пульсации магнитного потока приводят к возникновению добавочных магнитных потерь на наружных поверхностях сердечников статора и ротора. Амплитуда зубцовых гармоник определяется следующими факторами:

1. Отношением t_1 / δ или b_n / τ ($t_1 = \frac{\pi D_1}{z_1}$). Чем больше δ , тем меньше амплитуда пульсаций потока.
2. Отношением b_n / t_1 . Чем меньше открытие паза, тем меньше амплитуда зубцовых гармоник.
3. Соотношением числа пазов на статоре и роторе (частота перемагничивания).

Итак, мы рассмотрели физическую природу добавочных потерь в режимах холостого хода ТГ и ГГ, обусловленных наличием в кривой поля возбуждения высших гармоник, а также зубчатостью статора и ротора. Добавочные потери такой же природы возникают и в режиме короткого замыкания, когда в зазоре возбуждается магнитное поле якоря.

Добавочные потери от полей рассеяния. Эти потери выделяются в обмотке статора и обусловлены ее полем пазового и лобового рассеяния, а также в элементах торцевых зон сердечника статора, где они вызваны полями рассеяния лобовых частей обмоток статора и ротора. Первые потери по своей природе являются электрическими, вторые – магнитными.

Добавочные потери в обмотке статора. При протекании переменного тока по проводникам обмотки статора имеет место явление поверхностного эффекта, обусловленное поперечным полем пазового рассеяния. Оно вызывает неравномерное распределение тока статора по сечению проводников, что равносильно увеличению их активного сопротивления, а стало быть, и увеличению электрических потерь. Это увеличение потерь и представляется как добавочные потери в обмотке статора.

Степень неравномерности распределения тока и обусловленное этим увеличение активного сопротивления можно оценить, используя основные положения теории распространения плоской электромагнитной волны. Согласно этой теории распределение плотности тока по высоте проводника можно считать экспоненциальным, т.е. изменяющимся по закону

$$j = j_0 e^{-\frac{y}{\Delta}}, \quad (4.14)$$

где j_0 – плотность тока на поверхности проводника, сквозь которую проникает плоская электромагнитная волна; y – координата в направлении распространения электромагнитной волны, которая, в данном случае проникает из воздушного зазора вглубь паза, заполненного проводниками;

$\Delta = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \gamma}}$ – глубина проникновения плоской электромагнитной волны

в массив медного проводника, $\omega = 2\pi f$, $\mu = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м, $\gamma = 50 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом·м – удельная электропроводность меди.

Глубина проникновения Δ и определяет тот слой проводника, где реально будет протекать переменный ток. Для медного проводника эта глубина оказывается равной 10 мм при частоте $f = 50$ Гц.

Такое приближенное представление о характере распределения тока в проводниках обмотки статора, не претендуя на большую точность, позволяет тем не менее правильно оценить стратегию инженерных решений по снижению уровня добавочных потерь в обмотке статора.

Так, существенного снижения уровня добавочных потерь в обмотке статора можно добиться, если активные проводники обмотки набирать из большого числа элементарных проводников, высота которых $a_m \leq 0,4 \Delta$. Все элементарные проводники изолируются друг от друга. При таком разбиении эффект вытеснения тока будет конечно иметь место в каждом элементарном проводнике, но неравномерность распределения тока в нем будет менее значительной. Плотность тока в элементарных проводниках по глубине паза будет также снижаться, но не в такой степени, как при сплошном проводнике. Однако, при разделении активного проводника обмотки на элементарные, изолированные друг от друга, существенным становится следующее физическое обстоятельство. Дело в том, что ЭДС, индуцируемые поперечными потоками рассеяния, оказываются различными для разных элементарных проводников. В нижних, лежащих на дне паза элементарных проводниках эти ЭДС будут больше, чем в верхних. А поскольку в лобовых частях обмотки все проводники соединяются параллельно (в головках лобовых частей), то между различными элементарными проводниками возникают циркуляционные токи. Для снижения или даже полной компенсации этих токов применяется транспозиция

элементарных проводников, т. е. их перекладка на протяжении длины сердечника обмотки так, что, проходя все уровни потока рассеяния, верхний проводник приходит на место нижнего, а нижний на место верхнего (транспозиция на 180°). Если проводник совершает полный оборот, то это транспозиция на 360° . Далее, в зависимости от длины стержня, можно осуществить транспозицию на 540° , 720° и т.д. Транспозиция, как правило, производится в пазовой части обмотки, но иногда ее делают и в лобовой. В ТГ, у которых длина пазовой части достигает 8000 мм почти всегда удается осуществить транспозицию на 540° . В ГГ, где стержни обмотки статора относительно короткие, транспозиция делается на 180° и реже на 360° . В лобовых частях обмотки из-за их относительно малой длины транспозицию проделать сложнее и в редких случаях это удастся произвести лишь на 180° . При транспозиции в пазовой части обмотки на 360° циркуляционные токи в ней полностью компенсируются. Транспозиция в лобовых частях на 180° лишь частично компенсирует циркуляционные токи.

В заключение укажем, что увеличение активного сопротивления статорной обмотки и возрастание потерь в ней, т.е. добавочные электрические потери, оцениваются коэффициентом Фильда.

Потери в концевых пакетах сердечника статора ТГ и ГГ. Обратимся к картине магнитного поля в активной и концевых зонах ТГ и ГГ и отметим их характерные особенности. В активной зоне машины, независимо от источников возбуждения, магнитное поле можно считать плоскопараллельным. Плотности возбуждающих токов здесь имеют только одну составляющую – аксиальную, а магнитная индукция – две составляющие: радиальную и тангенциальную.

В зоне лобовых частей обмоток статора и ротора, т.е. в зоне концевых пакетов сердечника статора, картина магнитного поля становится принципиально иной. Дело в том, что конфигурация обмоток как ротора, так и статора здесь такова, что вектор плотности тока в обмотках определяется всеми тремя составляющими: радиальной, тангенциальной и аксиальной. Поэтому и вектор магнитной индукции в

этой зоне будет также определяться тремя составляющими. Это означает, что магнитное поле в зоне лобовых частей обмоток статора и ротора становится принципиально трехмерным и трехкомпонентным.

Вследствие больших воздушных промежутков между статором и ротором магнитные поля ротора и статора в торцевой зоне можно считать полями рассеяния. Однако, из-за значительных по величине токов, как в обмотке возбуждения, так и в обмотке статора, в современных мощных ТГ и ГГ эти поля оказываются сильно развитыми, что приводит к очень высокому уровню аксиальной составляющей магнитной индукции B_a , соизмеримой с уровнем индукции B_δ в зазоре машины. Индукция B_a перпендикулярна плоскости листов торцевых пакетов и индуцирует в них значительные вихревые токи, вызывающие в этих пакетах потери во много раз превышающие таковые в центральных пакетах. Так, например, исследования, проведенные на ГГ Красноярской ГЭС, показали, что на торце первого пакета, считая от торца полюсов ротора, непосредственно вблизи зазора индукция $B_a \approx 0,6 \text{ Т}$, на втором $B_a \approx 0,4 \text{ Т}$, на третьем $B_a \approx (0,23 - 0,26) \text{ Т}$, в то время как индукция в зазоре $B_\delta = 0,82 \text{ Т}$. Индукция B_a будет вызывать также потери в элементах конструкции торцевой зоны (нажимная плита, нажимные пальцы и т. п.). Следует отметить, что индукция B_a проявляется по-разному в режимах пере- и недовозбуждения ТГ и ГГ. В режиме перевозбуждения реакция якоря носит размагничивающий характер и результирующее поле при неизменном поле возбуждения ослаблено. При недовозбуждении реакция якоря становится намагничивающей и результирующее поле усиливается. По этой причине возрастает составляющая индукции B_a .

Появление значительной индукции B_a приводит к резкому увеличению потерь в концевых пакетах сердечника статора ТГ и ГГ и для их снижения применяются различные меры. Перечислим некоторые из них, наиболее часто применяемые в практике электромашиностроения.

1. Для снижения потерь в спинке сердечника статора применяется экранирование сердечника с помощью медного кольцевого экрана с внутренним диаметром, равным диаметру сердечника по дну пазов и с внешним диаметром, совпадающим с наружным диаметром сердечника. Если учесть, что нажимная плита, прессующая сердечник, выполнена из немагнитной стали и сама является экраном, то можно считать, что потери в спинке сердечника близки к основным потерям от тангенциальной составляющей индукции B_τ .

2. Применение ступенчатой формы концевых пакетов. Создавая ступенчатую форму этих пакетов, удастся увеличить длину воздушного промежутка для потоков взаимоиндукции лобовых частей обмотки возбуждения, что при неизменной намагничивающей силе этой обмотки позволяет снизить уровень индукции B_a , а следовательно, и потерь. В некоторых конструкциях вместо ступенчатой формы стачивают концевые пакеты под углом (60-70)% от горизонтали. Количество и размеры ступеней, а также угол стачивания подбираются так, чтобы линии поля от тока в лобовых частях обмотки возбуждения по возможности входили бы в сердечник (зубцы) статора вдоль листов, не пересекая их боковых поверхностей. Это мероприятие позволяет снизить индукцию B_a примерно в 1,6 раза.

3. Уменьшение толщины концевых пакетов. С уменьшением толщины концевых пакетов уменьшается их объем V и полные потери в пакете $p = q_V V$.

4. Создание щели в зубце по его середине. Наличие такой щели приводит к увеличению пути растекания вихревых токов в зубце и, следовательно, к возрастанию сопротивления на пути их протекания. При одной и той же ЭДС величина вихревого тока уменьшается и пропорционально квадрату этого тока снижаются потери. Шлицы в зубцах делаются не только в крайнем, но и в последующих пакетах на

общую глубину проникновения индукции B_a в сердечник, приблизительно равную 90мм.

5. Установка магнитных шунтов. Магнитные шунты по своему исполнению ничем не отличаются от концевых пакетов, только размер паза в них больше, чем размер обмотки, чтобы обмотка не касалась стенок паза. Количество шунтов в зависимости от мощности машины колеблется от одного до трех, и они устанавливаются вслед за последним концевым пакетом.

Помимо перечисленных мероприятий по снижению потерь в элементах конструкции торцевых зон сердечника статора ТГ и ГГ применяются мероприятия по интенсификации охлаждения этих зон. К этим мероприятиям относятся:

1. Уменьшение толщины концевых пакетов. С ее уменьшением снижается тепловое сопротивление теплопроводности $R_\lambda = \frac{\delta}{\lambda F}$ (λ – коэффициент теплопроводности, δ – толщина пакета, F – поверхность прохождения теплового потока), а с ним и температура пакета $\theta = p R_\lambda$.

2. Увеличение теплопроводности концевых пакетов. Оно достигается за счет того, что концевые пакеты изготавливаются не прессованными, как обычные, а клееными и запеченными. Это делает пакеты монолитными и повышает коэффициент теплопроводности.

3. Оребрение торцевой поверхности сердечника. Оребрение является средством увеличения поверхности охлаждения. Эффективность оребрения тем выше, чем больше теплопроводность ребер. В ТГ и ГГ ребрами служат нажимные пальцы. В ТГ мощностью 800 МВт и выше вдоль середины зубца устанавливают стальные пальцы, а вдоль середины паза от его дна до наружной поверхности сердечника – дюралюминиевые. Высота пальцев 40 мм, и такая же ширина вентиляционного канала, вместо 10 мм в центральной части.

4. Установка водяной системы охлаждения. Она применяется в ТГ серии ТЗВ, в вентиляционных каналах сердечника статора которых установлены силуминовые емкости, питаемые водой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брынский Е.А., Данилевич Я.Б., Яковлев В.И. Электромагнитные поля в электрических машинах. Л.: Энергия, 1979.
2. Вольдек А.И., Попов В.В. Электрические машины. Машины переменного тока. СПб: Питер, 2010.
3. Вольдек А.И., Данилевич Я.Б., Косачевский В.И., Яковлев В.И. Электромагнитные процессы в торцевых частях электрических машин. Энергоатомиздат, 1983.
4. Глебов И.А. Системы возбуждения мощных синхронных машин. Л.: Наука, 1979.
5. Глебов И.А., Данилевич Я.Б. Научные основы проектирования турбогенераторов. Л.: Наука, 1986.
6. Гринченко Н.Г., Езовит Г.П., Кильдишев В.С., Спивак Б.В. Турбогенераторы 500 и 800 МВт. Киев: Техника, 1977.
7. Домбровский В.В., Еремеев А.С., Иванов Н.П., Ипатов М.П., Каплан М.Я., Пинский Г.Б. Проектирование гидрогенераторов. Ч 1. Электромагнитные и тепловые расчеты. Л.: Энергия, 1965. Ч 2. Конструкции. Механические расчеты. Л.: Энергия, 1968.
8. Домбровский В.В., Хуторецкий Г.М. Основы проектирования электрических машин переменного тока. Л.: Энергия, 1974.
9. Коган Ф.Л. Анормальные режимы мощных турбогенераторов. М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Сборник "Электросила", № 39, С.-Пб. 2000.
11. Современная электромеханика. Проблемы и перспективы. ЧI. Аналитический обзор /под ред. В.В.Попова, СПб: изд-во Политехнического университета, 2008.
12. Современная электромеханика. Проблемы и перспективы. ЧII. Аналитический обзор /под ред. В.В.Попова, СПб: изд-во Политехнического университета, 2011.
13. Титов В.В., Хуторецкий Г.М. и др. Турбогенераторы. Расчет и конструкция. Л.: Энергия, 1967.
14. Урусов Р.А., Вопросы стратегии современного силового электромашиностроения (обобщающий доклад). АО "Электросила". С.-Пб. 2001.
15. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинская Е.В. Проектирование турбогенераторов. Л.: Энергоатомиздат, 1987.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1	9
Основные технико-экономические показатели ЭЭМ и перспективы их улучшения	9
1.1. Современное состояние и перспективы развития ЭЭМ.....	9
1.2. Проблемы и пути повышения эффективности ЭЭМ.....	16
Глава 2	43
Некоторые особенности электрических станций	43
2.1. Тепловые электрические станции.....	43
2.2. Атомные электрические станции	46
2.3. Гидравлические электрические станции	50
Глава 3	54
Режимы работы и параметры ЭЭМ.....	54
3.1. Система относительных единиц.....	54
3.2. Основные индуктивные параметры и энергетические показатели ЭЭМ в нормальных режимах работы.....	56
3.3. Индуктивные параметры ЭЭМ в переходных режимах.....	67
3.3.1 Индуктивные сверхпереходные и переходные сопротивления обмотки статора	69
3.3.2. Постоянные времени обмоток синхронных ЭЭМ	74
3.4 Параметры установившихся несимметричных режимов.....	80
Глава 4	83
Потери в турбо- и гидрогенераторах.....	83
4.1. Основные потери	84
4.2. Добавочные потери	88
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	102