МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.45.501-88

СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1989

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.45.501-88

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО А ПО "СОЮЗТЕХЭНЕРГО"
Москва 1989

Р А З Р А Б О Т А Н О Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ)

И С П О Л Н И Т Е Л И Л.Г.МАМИКОНЯНЦ, А.П.ЧИСТИКОВ, Г.А.ОСТРОУМОВА

С О Г Л А С О В А Н О с ЛПЭО "Электросила", заводом "Электротяжмаш" и ПО "Союзтехэнерго"

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 28.03.88 г.

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ

Настоящая Типовая инструкция разработана с учетом опыта эксплуатации турбо- и гидрогенераторов на электростанциях и требований действующих "Правил технической эксплуатации", "Правил устройства электроустановок", а также других отраслевых нормативно-технических документов Минэнерго СССР.

С выходом настоящей Типовой инструкции отменяется "Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

© СПО Союзтехэнерго, 1989.

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.45.501-88

Срок действия установлен
с 01.01.89 г.
до 01.01.94 г.

Введение

Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях (далее Инструкция) является обязательной для персонала всех электростанций, предприятий и организаций Минэнерго СССР. По всем вопросам, не рассмотренным в данной Инструкции, эксплуатация генераторов должна осуществляться согласно указаниям заводов-изготовителей.

Требования настоящей Инструкции должны учитываться при разработке заводами-изготовителями эксплуатационных документов[1] по ГОСТ 2.601-68 на все новые генераторы и при согласовании этих документов с Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации в соответствии с ГОСТ 2.609-79 и техническими условиями на поставку. При выполнении этого условия эксплуатация таких генераторов должна производиться по заводским инструкциям[2].

Внесение изменений в настоящую Инструкцию и в заводские инструкции по эксплуатации конкретных типов генераторов на основании соответствующих предложений электростанций, предприятий или заинтересованных организаций осуществляется совместным решением Главтехуправления Минэнерго СССР и завода-изготовителя.

---

[1] Далее - заводские инструкции.

[2] Допускается эксплуатация первых головных (опытно-промышленных) образцов генераторов по временной заводской инструкции в течение года до ее отработки и согласования с Главтехуправлением.

Сведения о внесенных изменениях (ГОСТ 2.603-68) должны публиковаться в виде решений и циркуляров Главтехуправления Минэнерго СССР.

I. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

I.I. Указания настоящей Инструкции обязательны для применения персоналом, обслуживающим вновь вводимые и действующие установки с генераторами мощностью 2500 кВт и более.

Положения настоящей Инструкции должны по возможности учитываться также при эксплуатации генераторов меньшей мощности.

I.2. Каждый генератор должен иметь на корпусе порядковый станционный номер. Если генератор имеет несколько одинаковых вспомогательных агрегатов или другое оборудование, то каждый из них должен иметь тот же номер, что и генератор, с добавлением индекса А, Б и т.д.

I.3. Каждый генератор, возбудитель и охладитель (газоохладитель и теплообменник) должны иметь щиток с номинальными данными.

I.4. Генераторы должны быть оборудованы необходимыми контрольно-измерительными приборами, устройствами управления и сигнализации, средствами защиты в соответствии с действующими ПУЭ.

Для контроля за перегрузкой генератора один из трех амперметров, установленных в цепи статора, должен иметь шкалу, рассчитанную на удвоенный номинальный ток для всех гидрогенераторов и турбогенераторов с косвенным охлаждением и на полуторный номинальный ток для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для удобства контроля за режимом работы генератора значения номинальных токов статора и ротора должны быть указаны на шкале прибора.

Генераторы, используемые в режимах недовозбуждения, должны быть оборудованы приборами контроля потребляемой реактивной мощности.

Турбогенераторы мощностью 300 МВт и выше рекомендуется оборудовать приборами для определения температуры обмотки ротора с выводом на БЩУ предупредительного сигнала о превышении температуры.

I.5. На каждом генераторе должны быть устройства для контроля сопротивления изоляции цепей возбуждения во время их работы.

I.6. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) со всеми устройствами, включая устройства форсировки возбуждения и ограничения максимального тока (по значению и длительности) и минимального тока ротора, должны быть постоянно включены в работу, и, как правило, не должны отключаться при останове и пуске генераторов. Отключение АРВ допускается только для его ремонта или ревизии.

Настройка и действие АРВ должны быть согласованы с работой общестанционных устройств автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. На электростанциях и в энергоуправлениях должны быть таблицы основных параметров настройки АРВ.

На резервных возбудителях генераторов допускается не устанавливать АРВ. Рекомендуется применять на них релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую кратность не ниже I,3 номинального напряжения ротора.

I.7. Устройства АРВ и форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме (если это значение не ограничено государственным стандартом или техническим условием на поставку);

заданная государственным стандартом или техническим условием номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения.

Для генераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора должно быть обеспечено автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

I.8. Генераторы должны вводиться в эксплуатацию на основном возбуждении.

В условиях эксплуатации оперативные переключения с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от сети (кроме генераторов с бесщеточными системами возбуждения).

I.9. На всех генераторах, снабженных дополнительным устройством гашения поля, воздействующим на возбудитель, гашение поля на отключенной от сети синхронной машине должно выполняться пер-

соналом, как правило, с помощью этого устройства в целях уменьшения воздействия повышенного напряжения на обмотку возбуждения синхронной машины.

На всех генераторах с системами возбуждения на базе полупроводниковых преобразователей и на генераторах, оборудованных автоматами гашения поля с разрывом цепи ротора, должны быть установлены и постоянно находиться в работе специальные защиты обмоток ротора от перенапряжений (разрядник, нелинейный резистор и т.д.)

Запрещается производить гашение поля автоматами АГП-I при токах, меньших 200 А.

I.I0. Расположение ключей (кнопок) управления реостатом возбуждения и регулятором возбуждения, а также направление вращения маховичков приводов реостатов и регуляторов возбуждения в сторону увеличения возбуждения должно быть одинаково для всех генераторов данной электростанции.

На маховичковом приводе реостата возбуждения коллекторного возбудителя и на самом реостате должны быть нанесены красной краской отметки, соответствующие холостому ходу и полной нагрузке генератора, и стрелкой - направление вращения для увеличения возбуждения.

I.II. Командоаппарат, если он установлен на генераторе, должен быть оборудован светозвуковой сигнализацией и иметь необходимые надписи.

I.I2. Все оборудование, обеспечивающее смазку поверхностей трения и охлаждение генератора (независимо от его типа и конструкции), установленное в соответствии с требованиями ПУЭ, должно находиться в работе.

I.I3. Охлаждение обмоток статора и ротора генератора водой (дистиллятом) должно осуществляться по замкнутому циклу с теплообменниками. Расход, давление и качество охлаждающего дистиллята должны контролироваться средствами, предусмотренными ПУЭ.

I.I4. Устройства теплового контроля генератора должны вводиться в работу в полном объеме с использованием всех рабочих функций (регистрация температур, сигнализация при достижении предельно допустимых температур и т.п.).

Если устройства теплового контроля имеют две уставки сигнализации по температуре, то при наличии соответствующих указаний заводских инструкций должны быть введены в работу обе уставки.

Помимо устройств дистанционного контроля за температурой газа в генераторе, необходимо установить термометры расширения в предназначенные для них карманы в корпусе генератора (если это предусмотрено конструкцией генератора).

I.I5. Осушитель газа турбогенератора с водородным охлаждением должен быть подключен таким образом, чтобы он работал при полном напоре вентилятора. Место установки осушителя выбирается из условий удобства обслуживания и достаточной вентиляции. При этом нельзя допускать образования взрывоопасной смеси, когда оставшийся в осушителе водород выпускается в машинный зал или имеется утечка водорода из осушителя. Вместо сорбционно-силикагелевых осушителей рекомендуется применять холодильные установки (приложение I).

I.I6. У некоторых типов генераторов циркуляция воды в газоохладителях осуществляется по замкнутому циклу с установкой промежуточных теплообменников. При этом для тех генераторов, нормальная работа которых не допускается при температуре воды на входе в газоохладители выше 33°С (генераторы ТВВ), должны быть предусмотрены возможность перехода на разомкнутый цикл и выполнение мероприятий в соответствии с п.6.6 "Сборника директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР" (М.: Энергоатомиздат, I985).

I.I7. Вновь устанавливаемые турбогенераторы с водородным охлаждением должны вводиться в эксплуатацию при номинальном давлении водорода. При этом должно быть обеспечено автоматическое управление работой системы маслоснабжения уплотнений вала.

I.I8. Резервные источники маслоснабжения уплотнений генераторов с водородным охлаждением должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и при снижении давления масла ниже установленного предела.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений генераторов мощностью 60 МВт и более должны быть постоянно включены демпферные (буферные) баки с постоянной циркуляцией масла.

I.19. В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Контроль за давлением масла в уплотнениях должен производиться в непосредственной близости к напорным камерам уплотнений.

Маховики вентилей, установленных на маслопроводах системы масляных уплотнений вала генератора, должны быть опломбированы в рабочем положении.

I.20. Фильтры, установленные в системе подвода воды к воздухоохладителям, газоохладителям, теплообменникам для охлаждения генераторов, и фильтры в системе циркуляции дистиллята или масла должны постоянно находиться в работе.

I.21. Все газопроводы, маслопроводы и трубопроводы дистиллята, относящиеся к турбогенераторам с водородным и смешанным водородно-водяным охлаждением, должны иметь опознавательную окраску и предупреждающие знаки в соответствии с ГОСТ I4202-69 и "Типовой инструкцией по эксплуатации электролизных установок для получения водорода и кислорода" (М.: СПО Союзтехэнерго, I986).

I.22. Все вентили и краны в системах водородного и водяного охлаждения должны быть пронумерованы и на них должны быть указаны индексы: в масляной системе - "М", а при наличии вакуума - "ВК", в газовой системе, заполненной водородом - "В", заполненной углекислым газом - "У", заполненной азотом - "А", в системе водяного охлаждения обмоток статора - "Д". Индексы указываются перед номером вентиля и крана.

I.23. Для контактных колец должны применяться щетки одной марки на каждое кольцо или на оба кольца согласно заводской инструкции. Для коллектора возбудителя должны также применяться щетки одной марки. Давление щетки на кольцо или коллектор должно соответствовать государственным стандартам, техническим условиям и рекомендациям заводов-изготовителей машин.

На коллекторе возбудителя щетки должны быть установлены в шахматном порядке для обеспечения равномерного износа поверхности коллектора. Щетки каждой пары рядов (положительных и отрицательных) должны работать одна за другой по одному следу, а щетки следующей пары - по следу, сдвинутому относительно первого.

Эксплуатация щеточно-контактных аппаратов генераторов должна осуществляться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и "Типовой инструкцией по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

1.24. Запасные части генераторов должны храниться в сухом помещении. Особенно бережно следует хранить стержни обмотки, уплотнительные резинотехнические изделия (приложение 2) и изоляционные материалы.

1.25. Запасные якоря коллекторных возбудителей турбогенераторов должны быть испытаны и подготовлены к работе; их коллекторы должны быть отшлифованы, промежутки между пластинами "продорожены". Запасной якорь возбудителя турбогенератора после отбалансировки должен быть установлен для опробования взамен рабочего якоря на срок не менее полугода.

1.26. Для каждого типа генератора на электростанции должны быть в наличии все приспособления и комплекты инструмента, необходимые для разборки и сборки генераторов во время ремонта и для снятия бандажей ротора. Приспособления для снятия и индукционного нагрева бандажей роторов турбогенераторов могут быть общими для нескольких электростанций одной энергосистемы, на которых установлены однотипные генераторы.

1.27. На каждый генератор на электростанции должна быть следующая документация:

паспорт генератора;

данные приемо-сдаточных испытаний на заводе-изготовителе по ГОСТ 183-74, если они не приведены в паспорте генератора;

заводская инструкция по монтажу и эксплуатации генератора;

протоколы приемо-сдаточных испытаний, акты промежуточных испытаний, данные испытаний на нагревание с картой нагрузок;

протоколы периодических профилактических и других испытаний как генератора, так и относящегося к нему электрического оборудования (выключателей, кабелей и пр.), протоколы сушки;

отчетные документы средних и капитальных ремонтов с техническими ведомостями и актами приемки;

данные измерения напряжения на валу генератора;

протоколы испытаний устройств защиты и гашения поля, измерительных и регистрирующих приборов генератора и регулятора возбуждения;

документы о всех ремонтах и осмотрах генератора и его вспомогательного оборудования;

комплект чертежей генератора, в том числе монтажных, с указанием массы наиболее тяжелых частей; чертежи и схемы вспомогательных устройств (возбуждения, охлаждения, газомасляного хозяйства и пр.);

суточные ведомости регистрации режимов работы генераторов по установленной форме;

сведения об эксплуатационных и специальных режимах работы (асинхронных, недовозбуждения, несимметричных и пр.);

формуляры сборочно-монтажных и пусконаладочных работ.

I.28. Генераторы, находящиеся в резерве, и все относящиеся к ним вспомогательное оборудование должны быть постоянно готовы к немедленному пуску и должны периодически осматриваться по графику, утвержденному главным инженером электростанции.

I.29. Дизель-генераторные установки для аварийного питания ответственных механизмов электростанций должны находиться в состоянии готовности к автоматическому запуску. Исправность и готовность их к автоматическому запуску должны периодически проверяться по графику, утвержденному главным инженером электростанции.

I.30. Устройства для пожаротушения генераторов с воздушным охлаждением должны находиться в постоянной готовности к действию и обеспечить возможность быстрой подачи воды в генератор.

I.3I. Запас водорода на электростанциях, где установлены генераторы с водородным охлаждением, должен обеспечивать десятидневный эксплуатационный расход водорода и однократное заполнение одного генератора с наибольшим газовым объемом, а запас углекислого газа или азота - шестикратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допускается уменьшение запаса водорода в ресиверах на 50%.

I.32. Все генераторы должны периодически подвергаться капитальному, среднему и текущему ремонтам, которые должны совмещаться соответственно с капитальным, средним и текущим ремонтом турбин по заранее установленному в энергосистеме графику.

Порядок планирования и производства ремонта определяется "Правилами организации технического обслуживания и ремонта обо-

рудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984) и "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей" (М.: Энергия, 1977).

I.33. Ремонт генератора необходимо производить в соответствии с руководством по капитальному (среднему) ремонту или техническими условиями на ремонт, утвержденными Союзэнергоремонтом и согласованными в установленном порядке, а также в соответствии с ОСТ 34-38-454-79 "Уплотнения торцевые роторов турбогенераторов с водородным охлаждением. Правила эксплуатации и ремонта" и технической документацией, специально подготовленной организацией производящей ремонт,в соответствии с планируемыми работами (в зависимости от состояния генератора и объема ремонта).

I.34. При текущем ремонте производится осмотр и чистка узлов и деталей, а также устранение незначительных дефектов, не связанных с большими объемами разборки узлов.

В объем текущего ремонта входят: осмотр, чистка возбудителя, узла контактных колец и цепи возбуждения, устранение утечек газа без удаления водорода из корпуса, контроль изоляции доступных узлов (ротор, статор, подшипники), проверка состояния систем обеспечения (газомасляной, водоснабжения и т.д.) и проведение других работ, если они указаны в инструкциях заводов-изготовителей.

I.35. Первые ремонтные работы на вновь введенных машинах для своевременного выявления и устранения возможных дефектов изготовления и монтажа (включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора) следует производить не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию с выемкой ротора у турбогенераторов и не позднее чем через 6000 ч на гидрогенераторах.

Увеличение срока проведения первых ремонтных работ допускается лишь тогда, когда этот срок приходится на период осенне-зимнего максимума нагрузки. В этом случае через 6 мес. после пуска должен быть проведен осмотр генератора (у турбогенератора со снятием верхних половин щитов). Если при осмотре будут обнаружены признаки повреждений узлов генератора (следы истирания изоляции и контактной коррозии, ослабленные бандажи, выпавшие клинья, дис-

танционные распорки, выползшие подклиновые прокладки и другие дефекты), то он должен быть остановлен для ликвидации отмеченных дефектов в ближайшее же время.

I.36. Обо всех серьезных дефектах (повреждение активной стали или системы ее крепления, повреждение изоляции, пробои при испытаниях и т.п.), обнаруженных во время осмотров, ремонтов и профилактических испытаний генераторов мощностью I00 МВт и выше (за исключением рядовых случаев пробоя на них микалентной компаундированной изоляции), следует немедленно (телеграфно) уведомлять Главтехуправление и завод-изготовитель для своевременного принятия мер по предотвращению аналогичных повреждений на других электростанциях и оказания квалифицированной помощи в установлении причин возникновения дефекта.

2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Нормальные режимы

2.I. Нормальными режимами работы генератора являются такие режимы, на которые рассчитан генератор и в которых он может длительно работать при допустимых по государственным стандартам и техническим условиям отклонениях основных параметров (напряжения и тока, частоты, коэффициента мощности, температуры и давления охлаждающей среды) от номинальных. Эти режимы указываются в заводской инструкции или паспорте генератора.

Режим работы генератора при номинальных параметрах, указанных на заводском щитке и в паспорте генератора, называется номинальным.

2.2. Для каждого значения рабочего напряжения, давления газа и температуры охлаждающей среды устанавливаются допустимые токи статора и ротора. Длительные перегрузки - увеличение этих токов сверх допустимого значения - не разрешаются.

2.3. После ввода в эксплуатацию генераторов мощностью выше I2 МВт не позднее чем через 6 мес. должны быть произведены их эксплуатационные испытания на нагревание. До проведения испытаний разрешается работа генератора при номинальных параметрах. Эксплуатационные испытания на нагревание необходимы для получе-

ния характеристик нагрева генератора, проверки соответствия его требованиям стандартов и технических условий и проводятся без дополнительного термоконтроля.

При вводе генератора в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта независимо от срока проведения испытаний на нагревание необходимо при первом подъеме нагрузки проверить тепловое состояние генератора и оценить исправность (и полный объем включения) устройств теплового контроля. Для турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора определить неравномерность нагрева отдельных стержней обмотки в целях диагностики состояния параллельных гидравлических каналов.

2.4. По результатам испытаний на нагревание устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до $5^{\circ}C$) обмоток статора и ротора, а также активной стали, которые имеют место при продолжительной работе генератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения, температуры, давления и чистоты охлаждающей среды. Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533-85 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной по сравнению с номинальной активной нагрузкой при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения, наибольшие допустимые в эксплуатации температуры следует определять для номинального и максимального режимов. За наибольшие допустимые в эксплуатации температуры для таких машин должны приниматься максимальные из определенных для этих режимов.

Для генераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора устанавливается также наибольшая допустимая в эксплуатации температура дистиллята или газа, выходящего из обмоток статора, причем для этих генераторов указанная температура является основным показателем нагрева обмотки статора.

Определенные выше наибольшие допустимые в эксплуатации температуры указываются в местных инструкциях. Они не должны превышать предельно допустимых значений, установленных государственными стандартами, техническими условиями и приведенных в заводских инструкциях (в соответствии с методом их измерения).

При всех длительных отклонениях от номинального режима (см.п.2.I) наибольшие температуры нагрева отдельных частей гене-

ратора не должны превышать наибольшие допустимые в эксплуатации.

2.5. Наибольшая допустимая в эксплуатации температура обмотки ротора определяется для наибольшего значения тока возбуждения, полученного при номинальных коэффициентах мощности и температуре охлаждающей среды и следующих значениях напряжения и тока статора: $0,95\,U_{ном}$ и $1,05\,I_{ном}$; $U_{ном}$ и $I_{ном}$; $1,05\,U_{ном}$ и $0,95\,I_{ном}$.

Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533-85 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной по сравнению с номинальной активной нагрузкой, при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения наибольшая допустимая в эксплуатации температура обмотки ротора должна быть определена также для наибольшего значения тока возбуждения, полученного при работе с номинальной или максимальной длительной нагрузкой при отклонении напряжения от номинального до $\pm 5\%$.

Примечание. Значение тока возбуждения при указанных значениях тока и напряжения статора может быть определено опытным путем или графоаналитически.

2.6. Измерение температуры производится: обмотки статора - с помощью термометров сопротивления, заложенных между стержнями обмотки или под клином или установленных на боковой поверхности стержней у выхода из паза; стали статора - с помощью термометров сопротивления, заложенных на дно паза; обмотки ротора - методом сопротивления. У генераторов с непосредственным охлаждением обмоток температура газа на выходе из обмотки статора измеряется термометрами сопротивления, расположенными против мест выхода газа. У генераторов с жидкостным охлаждением температура выходящей из обмоток и сердечника жидкости измеряется ртутными термометрами и термометрами сопротивления, установленными в сливных трубопроводах.

2.7. Для генераторов предельно допустимые температуры активных и конструктивных частей, а также выходящих из обмоток охлаждающих газа и дистиллята не должны быть выше приведенных в ГОСТ 533-85, ГОСТ 5616-81 и технических условиях и указываются заводом-изготовителем в техническом описании и инструкции по эксплуатации.

2.8. Предельные значения температуры, измеряемой термометрами сопротивления, установленными для контроля за проходимостью

полых проводников стержней генераторов с водяным охлаждением обмотки статора, допустимая разность температур по ним, а также температура выходящего охлаждающего газа для генераторов с непосредственным газовым охлаждением обмотки статора и для генераторов, имеющих аксиальную систему охлаждения сердечника, указываются заводом-изготовителем. Для остальных генераторов температура выходящего охлаждающего газа не нормируется.

2.9. Если наибольшие полученные по результатам испытаний на нагревание (п.2.4) температуры при работе генератора с номинальной или максимальной длительной нагрузкой больше предельно допустимых, указанных в п.2.7, мощность генератора должна быть соответственно ограничена до выяснения и устранения причин повышенных нагревов. Об ограничении мощности генераторов необходимо сообщать в Главтехуправление и заводу-изготовителю.

2.I0. Если наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные по п.2.4, при работе генератора с номинальными параметрами меньше предельно допустимых значений (п.2.7) и целесообразно использование генератора с повышенной нагрузкой, то следует запросить завод-изготовитель о возможности увеличения номинальной мощности (перемаркировки) и необходимости проведения для этого специальных испытаний на нагревание с определением наибольших местных температур частей генератора по дополнительно установленному тепловому контролю, модернизации отдельных узлов и пр.

Перемаркировка турбогенераторов, роторы которых перемотаны с заменой косвенного охлаждения на непосредственное, производится после проведения специальных испытаний на нагревание.

В каждом отдельном случае перемаркировка должна производиться по согласованию с заводом-изготовителем (для генераторов отечественного производства) и Главтехуправлением.

2.II. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности, а для турбогенераторов 30 МВт и более также и длительная максимальная мощность при заданном коэффициенте мощности должны сохраняться при отклонениях напряжения от номинального до $\pm 5\%$.

Для всех генераторов наибольшее рабочее напряжение не должно превышать II0% номинального. При напряжении выше I05% допустимая

полная мощность генератора должна быть уменьшена в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя или установлена по результатам испытаний.

При напряжении на генераторе ниже 95% номинального ток статора не должен превышать I05% длительно допустимого при данных параметрах охлаждающей среды.

2.I2. При снижении температуры охлаждающего воздуха или водорода по сравнению с номинальной разрешается увеличить мощность генераторов с косвенным и непосредственным газовым охлаждением.

Для турбогенераторов мощностью до 25 МВт и гидрогенераторов с длиной сердечника статора до 2 м (первая группа) увеличение мощности разрешается при снижении температуры охлаждающего газа на 20°С, а для турбогенераторов мощностью 25 МВт и более и гидрогенераторов с длиной сердечника статора более 2 м (вторая группа) - на I0°С.

Не разрешается при большем снижении температуры охлаждающего газа дальнейшее увеличение мощности и соответствующих ей токов статора и ротора.

Если допустимые при снижении температуры охлаждающего газа токи ротора и статора не указаны заводом-изготовителем, то их значения устанавливаются на основании испытаний генераторов на нагревание при условии, что не должны быть превышены наибольшие допустимые в период эксплуатации температуры, определенные в соответствии с п.2.4. При этом увеличение токов не должно быть больше чем на I5% номинального для генераторов первой группы и на I0% - для генераторов второй группы во всем диапазоне допустимых отклонений напряжения до $\pm$5% номинального.

Определенные по результатам испытаний на нагревание повышенные значения токов статора и ротора должны быть согласованы с заводом-изготовителем генератора.

Увеличение токов должно производиться равномерно через каждые 5°С снижения температуры охлаждающего газа.

Для генераторов с водяным охлаждением обмоток увеличение мощности при снижении температуры охлаждающего газа ниже номинальной (40°С) не разрешается.

2.I3. При повышении температуры охлаждающего газа сверх номинальной допустимые токи статора и ротора для всех генераторов

независимо от способа их охлаждения уменьшаются по данным испытаний на нагревание до значений, при которых температуры обмоток (а для генераторов с непосредственным охлаждением и температура охлаждающей среды на выходе из обмотки) не будут превышать наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные согласно п.2.4.

Если генератор не имеет температурных индикаторов или еще не испытан на нагревание, а в заводской инструкции не указаны допустимые нагрузки для повышенных температур охлаждающего газа, то уменьшение значения допустимого тока статора на каждый градус повышения температуры охлаждающего газа выше номинальной при работе машин с коэффициентом мощности не ниже номинального производится в соответствии с табл.I.

Одновременно с уменьшением токов должны быть приняты меры по выяснению и устранению причин повышения температуры охлаждающего газа.

Работа генераторов при температуре входящего охлаждающего газа выше 55°С запрещается независимо от способа охлаждения.

Таблица I

Уменьшение допустимого тока статора генератора на каждый градус повышения температуры охлаждающего газа выше номинальной

Диапазон повышения температуры охлаждающего газа выше номинальной, °С, для генераторов с номинальной температурой охлаждающего газа		Уменьшение значения допустимого тока статора, % на I°С
35°С	40°С	
От 35 до 40 вкл.	-	I,0
Св.40 до 45 вкл.	От 40 до 45 вкл.	I,5
Св.45 до 50 вкл.	Св.45 до 50 вкл.	2,0
Св.50 до 55 вкл.	Св.50 до 55 вкл.	3,0

2.I4. Допускается отклонение температуры охлаждающего обмотку дистиллята или масла против номинальной на $\pm 5^{\circ}$С, если иное не оговорено в заводских инструкциях. Мощность генератора при этом не изменяется.

2.I5. Нижний предел температуры охлаждающего газа для генераторов с замкнутым циклом охлаждения определяется из условий отпотевания газоохладителей (см.п.3.20,в) и, как правило, должен быть не менее 20°С.

2.I6. У турбогенераторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением мощность может быть увеличена при повышении давления водорода до предельно допустимого.

Допустимое увеличение мощности (если она не указана в инструкции завода-изготовителя) следует определять на основании специальных испытаний на нагревание, при этом не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры частей генераторов, установленные согласно п.2.4.

Определенные таким образом мощности должны быть согласованы с заводом-изготовителем и Главтехуправлением.

Значения увеличенной мощности (без проведения испытаний) для некоторых типов турбогенераторов приведены в приложении 3.

2.I7. В случае работы турбогенераторов с водородным охлаждением (косвенным или непосредственным) при давлении водорода ниже номинального мощность должна быть уменьшена. Допустимая уменьшенная мощность указывается заводом-изготовителем или определяется на основании специальных испытаний на нагревание и согласовывается с заводом-изготовителем.

Турбогенераторы серии ТВФ могут работать при пониженном избыточном давлении водорода в течение 24 ч. Решение об этом принимает главный инженер электростанции. Мощность (полная) генераторов при этом должна быть уменьшена до значений, приведенных в табл.2.

Таблица 2

Значения уменьшенной мощности турбогенераторов с водородным охлаждением при понижении избыточного давления ниже номинального

Турбогенератор	Мощность турбогенератора, % номинальной (при значении $Cos\varphi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см²)					
	0,005 (0,05)	0,05 (0,5)	0,I (I,0)	0,I5 (I,5)	0,2 (2,0)	0,25 (2,5)
ТВФ-60-2	35	50	75	-	I00	-
ТВФ-63-2	-	47	60	80	I00	-
ТВФ-I00-2	-	50	75	90	I00	-
ТВФ-I20-2	-	40	60	75	85	I00

Разрешается работа турбогенераторов с жидкостным охлаждением обмотки статора, водородным или водяным охлаждением обмотки ротора и водородным охлаждением стали статора при пониженном избыточном давлении водорода не более пяти суток.

Решение об этом принимает главный инженер электростанции. Мощность (полная) генераторов при этом должна быть уменьшена до значений, указанных в табл.3.

Таблица 3

Значения уменьшенной мощности турбогенераторов при снижении давления водорода

Турбогенератор	Мощность турбогенераторов, % номинальной (при значении $Cos\varphi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см²)							
	0,5 (5,0)	0,45 (4,5)	0,4 (4,0)	0,35 (3,5)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,I5 (I,5)
ТВВ-I65-2 ($P_{ном}$ = I60 МВт)	-	-	-	I00	85	73	60	50

Окончание таблицы 3

Турбогенератор	Мощность турбогенераторов, % номинальной (при значении $Cos\varphi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см²)							
	0,5 (5,0)	0,45 (4,5)	0,4 (4,0)	0,35 (3,5)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,15 (1,5)
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ =150 МВт ТВВ-200-2 ТВВ-200-2А	-	-	-	100	100	85	73	60
ТГВ-200М	-	-	-	100	100	85	75	60
ТВВ-320-2	-	-	100	100	87	73	60	47
ТВВ-320-2 (с тангенциальной системой охлаждения)	-	-	100	87	75	60	50	35
ТВВ-500-2	-	100	87	75	62	50	40	-
ТГВ-500	-	-	-	-	100	100	90	75
ТВВ-800-2	100	-	75	-	-	-	-	-

Разрешается работа турбогенераторов с водородным охлаждением обмоток статора и ротора при пониженном избыточном давлении водорода. Решение об этом принимает главный инженер электростанции. Мощность (полная) генератора при этом должна быть уменьшена до значений, приведенных в табл.4.

2.18. Для каждого генератора должна быть составлена карта нагрузок согласно "Методическим указаниям по проведению испытаний на нагревание генераторов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

Целесообразно также построить диаграммы допустимых нагрузок (диаграммы мощности) - зависимости между активной и реактивной мощностями при различных коэффициентах мощности.

При отклонении напряжения от номинального и изменении температуры охлаждающей среды режим работы генератора следует вести в соответствии с картой нагрузок.

Таблица 4

Значения уменьшенной мощности турбогенераторов при снижении давления водорода

Турбогенератор	Мощность турбогенератора, % номинальной (при значении $cos\varphi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см^2)				
	0,4 (4,0)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,15 (1,5)
ТГВ-200	105	100	85	75	60
ТГВ-300	103,3	100	85	72	60

2.19. При одновременных отклонениях напряжения на выводах генераторов до $\pm$5% и частоты до $\pm$2,5% номинальных значений номинальная и максимальная длительная (для турбогенераторов 32 МВт и более) мощности сохраняются при условии, что в режиме работы с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6%.

2.20. При работе генератора в режимах перевозбуждения с коэффициентом мощности, меньшим номинального, нагрузка генератора регулируется так, чтобы токи статора и ротора не превышали допустимых значений при данных температуре и давлении охлаждающей среды и напряжении на выводах.

Специальные режимы

2.21. При увеличении коэффициента мощности ($Cos\varphi$) от номинального значения до единицы активная нагрузка генератора может быть повышена по сравнению с номинальной.

Генераторы с косвенным охлаждением могут при этом работать с сохранением номинального значения полной мощности. При работе таких генераторов в режиме недовозбуждения (емкостный квадрант) с потреблением реактивной мощности их допустимая нагрузка, как правило, определяется условиями обеспечения устойчивости.

У некоторых турбогенераторов старых выпусков, у которых элементы крепления лобовых частей и выводных дуг обмотки статора вы-

полнены из магнитных материалов, допустимые нагрузки в режимах недовозбуждения могут ограничиваться, кроме того, нагревом этих элементов, что устанавливается испытаниями.

Для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток допустимые нагрузки при работе с коэффициентом мощности, близким к единице, и в режиме недовозбуждения ограничиваются по условиям устойчивости и нагреву крайних пакетов стали и конструктивных элементов торцевых зон генераторов.

Допустимые нагрузки генераторов в режимах недовозбуждения (по условиям сохранения устойчивости машин и электропередачи) должны оцениваться с учетом конкретных условий работы генераторов в системе с помощью общих методов анализа устойчивости энергосистем (см."Методические указания по определению устойчивости энергосистем" - (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

При этом в зависимости от значимости генераторов и электропередачи в энергосистеме и тяжести последствий возможного нарушения устойчивости допустимо снижение запасов статической устойчивости до 10%.

Допустимые нагрузки по условиям нагрева должны определяться по диаграммам мощности, представляемым заводами-изготовителями, а при их отсутствии - на основании специальных испытаний, программу и результаты которых необходимо согласовывать с заводом-изготовителем и Главтехуправлением.

Допустимые нагрузки некоторых типов турбогенераторов с непосредственным охлаждением, полученные по результатам специальных испытаний на нагревание, приведены в табл.5.

Работа генераторов с коэффициентом мощности, равным единице, и в режимах недовозбуждения должна проводиться при включенном АРВ. Исключение составляют генераторы с системами простого компаундирования, у которых при включенном устройстве компаундирования не удается снизить возбуждение до нужных значений реактивной нагрузки даже при полностью введенном шунтовом реостате и минимальном токе корректора. У таких генераторов устройство компаундирования следует отключать, оставляя в работе лишь корректор и релейную форсировку.

Для предупреждения нарушений устойчивости при случайных повышениях напряжения в сети необходимо, чтобы АРВ генераторов имели устройства ограничения минимального тока возбуждения.

Таблица 5

Допустимые значения реактивной мощности, потребляемой генераторами, при работе их в режимах недовозбуждения (при номинальном давлении водорода)

Турбогенератор	Допустимое значение потребляемой реактивной мощности, Мвар, при активной мощности, % $P_{ном}$					
	100	95	90	80	60	40
ТВФ-60-2 ($U_{ном}$ = 6,3 кВ)	13	16	18	23	31	37
ТВФ-60-2 ($U_{ном}$ = 10,5 кВ)	16	20	22	28	37	42
ТВФ-63-2	10	13	16	20	28	34
ТВФ-100-2	16	20	22	28	37	42
ТВФ-120-2	30	33	36	40	47	51
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 150 МВт)	27	32	35	41	50	54
ТВВ-165-2 ($P_{ном}$ = 160 МВт)	20	27	31	40	50	56
ТВВ-200-2	22	34	39	47	62	74
ТВВ-200-2А	22	34	39	47	62	74
ТВВ-220-2А	15	20	27	36	55	70
ТВВ-320-2	80	88	95	108	125	135
ТВВ-500-2	65	80	90	115	150	175
ТВВ-800-2	0	25	50	80	130	165
ТГВ-200 до модернизации системы охлаждения сердечника статора при P_{H_2}=0,3 МПа (3,0 кгс/см^2)	50*	20*	8*	17	35	50
ТГВ-200 до модернизации системы охлаждения статора при P_{H_2}=0,4 МПа (4,0 кгс/см^2)	12*	3	12	27	44	55
ТГВ-200 после модернизации системы охлаждения сердечника статора** при P_{H_2}=0,3 МПа (3,0 кгс/см^2)	0	15	25	40	53	60

Окончание таблицы 5

Турбогенератор	Допустимое значение потребляемой реактивной мощности, Мвар, при активной мощности, % $P_{ном}$					
	100	95	90	80	60	40
ТГВ-200 после модернизации системы охлаждения сердечника статора** при P_{H_2} =0,4 МПа (4,0 кгс/см^2)	16	30	40	50	65	75
ТГВ-200М $P_{ном}$ =200 МВт, P_{H_2} =0,3 МПа (3,0 кгс/см^2)	25	35	40	50	65	75
ТГВ-200-2М $P_{ном}$ =220 МВт, P_{H_2} =0,2 МПа (2,0 кгс/см^2)	72	75	81	87	96	102
ТГВ-300 P_{H_2} =0,3 МПа (3,0 кгс/см^2)	46	92	96	102	108	112
ТГВ-300 при P_{H_2} =0,4 МПа (4,0 кгс/см^2)	95	102	108	115	123	126
ТГВ-500	155	180	200	225	250	275
ТВМ-500	200	215	225	250	275	300

*Для режима выдачи реактивной мощности.

**Модернизация турбогенератора предусматривает установку разработанного ЦКБ Союзэнергоремонта направляющего аппарата к осевому вентилятору (или замену лопаток самого вентилятора лопатками другого профиля заводского изготовления) с одновременным выполнением дополнительных вентиляционных каналов в раме корпуса статора по технологии, разработанной заводом "Электротяжмаш".

2.22. Разрешается (при необходимости) длительная работа генераторов в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (приложение 4). Допустимая нагрузка в этом режиме устанавливается заводом-изготовителем или определяется из условия, чтобы ток возбуждения не превышал наибольшего допустимого значения по п.2.5.

Нагрузка генератора с косвенным охлаждением, работающего в режиме недовозбужденного синхронного компенсатора, как правило, определяется значением минимального устойчивого возбуждения.

Для генераторов с косвенным охлаждением, у которых конструктивные элементы в торцевых зонах выполнены из магнитных материалов, допустимая нагрузка устанавливается на основании специальных испытаний и согласовывается с заводом-изготовителем.

Для генераторов с непосредственным охлаждением допустимое значение потребляемой реактивной мощности в режиме недовозбужденного синхронного компенсатора определяется на основании испытаний или по диаграммам мощности, представляемым заводами-изготовителями. При отсутствии таких данных для некоторых турбогенераторов реактивная мощность, потребляемая в режиме синхронного компенсатора, не должна превышать указанную в табл.5 для 40%-ной активной нагрузки.

При длительной работе турбогенератора в режиме синхронного компенсатора его рекомендуется отделять от турбины. Пуск турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора может быть осуществлен частотным методом, а для турбогенераторов с оставленными бандажами - также и методом асинхронного пуска (см.приложение 4).

2.23. Перевод гидрогенераторов в режим работы синхронного компенсатора осуществляется закрытием направляющего аппарата со срывом вакуума и последующим отжатием воды из камеры рабочего колеса, если она затоплена (см.приложение 4). Процесс перевода гидрогенератора в режим работы синхронного компенсатора должен быть автоматизирован в тех случаях, когда гидрогенератор систематически работает в режиме синхронного компенсатора.

2.24. Длительная работа генераторов при номинальной мощности в симметричном режиме на сеть, имеющую крупные преобразователи переменного тока в постоянный (для привода прокатных станов и т.д.), допускается при условии, что значения высших гармонических составляющих токов 5-го и 7-го порядков не превосходят соответственно 4 и 3% значения номинального тока для турбогенераторов и 7 и 6% значения номинального тока для гидрогенераторов.

2.25. Длительная перегрузка генераторов по току сверх допустимого значения при данных температуре и давлении охлаждающей среды не разрешается.

В аварийных условиях разрешаются кратковременные перегрузки генераторов по токам статора и ротора согласно инструкциям заводов-изготовителей, ГОСТ и ТУ.

Если такие данные отсутствуют, то при авариях в энергосистеме допускаются кратковременные перегрузки по токам статора и ротора в соответствии с табл.6 и 7, в которых кратности перегрузок отнесены к номинальным значениям токов статора и ротора.

Таблица 6

Допустимые кратности и продолжительность перегрузки генераторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки генератора		
	с косвенным охлаждением обмотки статора	с непосредственным охлаждением обмотки статора	
		водой	водородом
60	I,I	I,I	-
I5	I,I5	I,I5	-
I0	-	-	I,I
6	I,2	I,2	I,I5
5	I,25	I,25	-
4	I,3	I,3	I,2
3	I,4	I,35	I,25
2	I,5	I,4	I,3
I	2,0	I,5	I,5

Примечание. Фактическая продолжительность перегрузок кратностью более I,3 должна быть минимальной и, как правило, не превышать времени срабатывания резервных защит генераторов из условия обеспечения селективности их действия по отношению к резервным защитам элементов внешней сети. Указанные в таблице продолжительности допускаются как предельные в исключительных случаях при отказе защит.

Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток разрешается такая перегрузка по току ротора, которая требуется при данной перегрузке по току статора. При форсировке возбуждения двукратная перегрузка по отношению к номинальному току ротора разрешается в течение 50 с.

Таблица 7

Допустимые кратности и продолжительность перегрузки по току ротора для турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки турбогенераторов серий	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ,ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
10	1,1	1,1
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
1/2	2,0	-
1/3	-	2,0

Запрещается использовать указанные в табл.6 и 7 перегрузки при нормальных режимах работы энергосистемы.

При временной работе турбогенераторов с пониженным давлением или повышенной температурой водорода (без изменения уставок защит) в случае внезапных повышений токов статора и ротора по сравнению с длительно допустимыми наибольшими значениями для соответствующих параметров водорода (пп.2.13 и 2.17) должны быть немедленно приняты меры по их снижению до допустимого уровня.

2.26. Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке.

Турбогенераторы мощностью до 300 МВт, имеющие массивные роторы и бандажи, при потере возбуждения не следует немедленно отключать от сети, если это допустимо по условиям установленного предела снижения напряжения в энергосистеме и потеря возбуждения произошла не по причине, угрожающей целости генератора (недопустимые вибрации, пожар и т.п.).

При потере возбуждения необходимо немедленно замкнуть обмотку возбуждения генератора на гасительное сопротивление, отключив АГП (при его наличии), а при тиристорном возбудителе пе-

ревести последний в режим инвертирования. Затем следует уменьшить активную нагрузку до допустимого значения для данного типа турбогенератора, переключить вручную или автоматически (от контактов АГП, а также от специальных устройств - при их наличии) питание собственных нужд блока с рабочего на резервный источник, выяснить и устранить причины потери возбуждения или перевести турбогенератор на резервное возбуждение. Если в течение времени, допустимого для работы турбогенератора в асинхронном режиме (п.2.27), восстановить возбуждение не удается, следует разгрузить турбогенератор и отключить его от сети.

Во время работы турбогенератора в асинхронном режиме необходимо следить за нагрузкой других генераторов электростанции и не допускать их перегрузки по току статора и ротора свыше значений, указанных в п.2.25.

2.27. Допустимость асинхронного режима с точки зрения снижения напряжения в энергосистеме должна определяться предварительными расчетами или испытаниями. При этом расчеты необходимо производить с учетом допустимых перегрузок других генераторов электростанции согласно данным п.2.25.

Допустимая нагрузка в асинхронном режиме без возбуждения определяется с учетом следующих условий:

ток статора не должен превышать значений, приведенных в табл.6, при продолжительности перегрузки 30 мин для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и 15 мин для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора мощностью до 300 МВт;

при косвенном охлаждении обмотки ротора потери в роторе, обусловленные скольжением, не должны превышать потери на возбуждение при номинальном режиме.

Для турбогенераторов с косвенным воздушным и водородным охлаждением обмоток разрешается работа в асинхронном режиме без возбуждения с нагрузкой до 60% номинальной продолжительностью не более 30 мин.

У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток допустимая нагрузка определяется главным образом нагревом крайних пакетов сердечника статора и некоторых конструктивных элементов в торцевых зонах турбогенераторов. Для турбогенераторов мощ-

ностью до 300 МВт допустимая нагрузка в асинхронном режиме без возбуждения не должна превышать 40% номинальной при продолжительности работы не более I5 мин, а для турбогенераторов серии ТВФ - не более 30 мин.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток мощностью более 300 МВт устанавливаются заводскими инструкциями, а при их отсутствии по результатам специальных испытаний или руководящими документами.

Разгрузка турбогенераторов до допустимого предела должна производиться вручную или автоматически за время, не превышающее 2 мин. При этом для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток время разгрузки до 60% номинальной нагрузки не должно превышать I мин для турбогенераторов мощностью менее I50 МВт и 30 с - для турбогенераторов бо́льшей мощности.

В целях надежной и быстрой разгрузки турбогенератора целесообразно автоматизировать этот процесс.

2.28. Для проверки допустимости асинхронного режима без возбуждения и ознакомления персонала с поведением турбоагрегата в этом режиме на электростанциях, где установлены турбогенераторы с массивными роторами и бандажами, следует проводить испытания турбогенераторов мощностью до 300 МВт включительно в асинхронном режиме без возбуждения.

При проведении испытаний в асинхронном режиме нагрузка турбогенераторов и продолжительность их работы не должны превышать указанных в п.2.27.

При наличии на электростанциях однотипных турбогенераторов или их групп, имеющих одинаковые схемы связи с энергосистемой, достаточно провести испытания на одном генераторе группы.

Испытания должны проводиться для характерных наиболее тяжелых условий с точки зрения асинхронного режима.

Указания по проведению испытаний турбогенераторов в асинхронном режиме даны в приложении 5.

2.29. На всех турбогенераторах, работа которых допускается в асинхронном режиме без возбуждения, действие защит от повреждений в системе возбуждения, когда эти повреждения не представляют непосредственной опасности для самого генератора, необхо-

димо переводить на отключение АГП (например, защиты от перегрева выпрямительной установки, защиты от повышения тока или напряжения возбуждения сверх предельно допустимого значения и др.).

2.30. Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

2.31. Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции запрещается.

В случае, когда из-за уменьшения тока возбуждения генератор выпадает из синхронизма, необходимо:

генераторы, работа которых в асинхронном режиме без возбуждения не допускается, отключить;

в отношении турбогенераторов, работа которых в асинхронном режиме без возбуждения допускается, действовать в соответствии с указаниями п.2.26.

2.32. Для ресинхронизации турбогенераторов при потере возбуждения следует осуществлять подачу возбуждения при активной нагрузке, не превышающей 60% номинальной. Это обеспечивает вхождение турбогенератора в синхронизм после подачи возбуждения без дополнительных циклов асинхронного хода.

2.33. Допускается продолжительная работа турбогенераторов с косвенным и непосредственным охлаждением при разности токов в фазах, не превышающей 12% номинального тока статора (ток обратной последовательности при этом не должен быть выше 8% номинального значения тока статора).

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности 125 МВ·А и ниже, 15% при мощности свыше 125 МВ·А (это соответствует току обратной последовательности, равному примерно 10-14 и 7-11% тока прямой последовательности соответственно).

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10%.

Во всех случаях при работе с несимметричной нагрузкой ток в наиболее нагруженной фазе генератора не должен превышать номинальный.

Допустимая степень несимметрии может быть увеличена только на основании специальных испытаний по согласованию с Главтехуправлением и заводом-изготовителем генератора.

2.34. При работе генераторов с несимметричной нагрузкой необходимо особо тщательно контролировать их тепловое состояние (обмоток, сердечника статора, охлаждающих газа и жидкости) и в случае повышения температуры сверх допустимой немедленно разгрузить генератор.

2.35. При возникновении несимметрии, превышающей допустимую для данного генератора, необходимо принять меры к исключению или уменьшению несимметрии или снижению нагрузки. Если сделать это в течение 3–5 мин при наличии УРОВ или в течение 2 мин при его отсутствии не представляется возможным, следует снять нагрузку и отключить генератор.

2.36. При возникновении несимметрии, превышающей длительно допустимую, и при несимметричных коротких замыканиях в сети допустимая продолжительность работы генератора определяется по формуле

$$I_2^2 t \leq A,$$

где I_2 – ток обратной последовательности в долях номинального;

t – продолжительность короткого замыкания, с;

A – коэффициент, значение которого зависит от типа генератора:

для гидрогенераторов – 40 с при косвенном и 20 с при непосредственном охлаждении обмотки статора;

для турбогенераторов с косвенным воздушным и водородным охлаждением – 30 с;

для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и непосредственным охлаждением обмотки ротора – I5 с;

для турбогенераторов мощностью до 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора – 8 с;

для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт с непосредственным водородным или жидкостным охлаждением обмоток статора и ротора – 6 с;

для турбогенераторов ТВВ-320-2 (первых выпусков) без успокоительной системы на роторе – 5 с.

Эта формула должна учитываться при выборе уставок релейной защиты.

3. НАДЗОР И УХОД ЗА ГЕНЕРАТОРАМИ

3.1. С момента начала вращения турбо- и гидрогенератора при подаче пара или воды на турбину считается, что генератор и все связанные с ним электрические устройства находятся под напряжением. На автоматизированных гидроэлектростанциях неподвижный гидрогенератор также считается находящимся под напряжением, если не отключены шинные разъединители и пусковые органы автоматического управления.

3.2. Перед пуском и включением в работу генератора на неавтоматизированных электростанциях необходимо проверить исправность и подготовить к работе системы возбуждения, газомасляную, водяного охлаждения генератора в соответствии с указаниями местных инструкций по эксплуатации этих систем.

3.3. На неавтоматизированных электростанциях подъем напряжения на генераторе и включение его в сеть должны производиться дежурным персоналом щита управления (главного или блочного).

Способы проверки синхронизационного устройства генератора приведены в приложении 6.

3.4. Скорость подъема напряжения на генераторах не ограничивается при пуске их как из горячего, так и из холодного состояния.

Возбуждение генераторов с жидкостным охлаждением обмоток и сердечника статора при отсутствии циркуляции жидкости в них не допускается.

3.5. Турбогенераторы и гидрогенераторы в нормальных условиях, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации (автоматической или полуавтоматической).

При отказе или отсутствии устройств автоматической синхронизации допускается включение способом ручной точной синхронизации.

При включении в сеть способом точной синхронизации с включенным АРВ, снабженном устройством автоматической подгонки напряжений, различие напряжений сети и генератора не должно превышать 1%. При отсутствии устройства автоматической подгонки напряжений, а также при ручном регулировании возбуждения различие напряжений сети и генератора не должно превышать 5%.

Во всех случаях включения способом точной синхронизации следует стремиться к тому, чтобы угол между напряжением генератора и сети в момент включения не превышал 10°.

При использовании способа точной синхронизации должна действовать блокировка от несинхронного включения.

Турбогенераторы с косвенным охлаждением обмоток статора, работающие по схеме генератор-трансформатор, гидрогенераторы с косвенным охлаждением обмоток при мощности 50 МВт и менее могут включаться на параллельную работу способом самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем генератора.

Турбогенераторы мощностью до 200 МВт включительно и все гидрогенераторы при ликвидации аварии в энергосистеме разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы бóльшей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

При отсутствии или отказе устройств полуавтоматической самосинхронизации допускается ручная самосинхронизация.

Включение в сеть способом ручной самосинхронизации производится при частоте вращения ротора невозбужденной машины, близкой к синхронной (в пределах $\pm 2\%$), и обмотке ротора, замкнутой на штатное сопротивление. Возбуждение подается сразу же после включения в сеть.

3.6. Скорость набора активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы турбины или котла. При этом наибольшие допустимые скорости набора и изменения нагрузки турбогенераторов в нормальных режимах указываются в заводских инструкциях.

Скорость повышения тока статора и ротора генераторов с косвенным охлаждением обмоток, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается. На турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость не должна превышать в нормальных режимах скорости набора активной нагрузки, а в аварийных режимах - не ограничивается.

В аварийных условиях не следует вмешиваться в работу АРВ и форсировки, если при этом не нарушаются условия, предусмотренные п.2.25.

3.7. Эксплуатация газомасляной системы турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением, включая операции по замене в корпусе турбогенератора воздуха водородом и водорода воздухом, производится в соответствии с заводскими инструкциями и "Типовой инструкцией по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

3.8. Эксплуатация системы жидкостного охлаждения обмоток и сердечника статора должна производиться в соответствии с указаниями заводов-изготовителей.

3.9. Показания приборов, характеризующих состояние генератора при его эксплуатации, должны записываться в щитовую ведомость не реже чем два раза в смену (кроме показаний, которые фиксируются регистрирующими приборами).

На генераторах, вновь вводимых в эксплуатацию, в течение первых 6 мес. и на головных и опытно-промышленных образцах генераторов в период освоения запись показаний приборов должна производиться не реже чем через 2 ч. На гидроэлектростанциях без постоянного дежурного персонала запись показаний приборов производится во время обходов. Объем и периодичность записи информации устанавливаются для каждого генератора в соответствии с ПТЭ и заводской инструкцией по эксплуатации генераторов с учетом местных условий и приводятся в местной инструкции на каждый тип генератора.

Проверка приборов, регистрирующих электрические параметры, производится сравнением показаний регистрирующих и показывающих приборов с последующей записью об этом на ленте не реже одного раза в сутки.

3.10. У турбогенераторов с водородным охлаждением запись показаний приборов контроля работы газомасляной системы производится в соответствии с ПТЭ, Типовой инструкцией по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов и инструкциями заводов-изготовителей.

3.11. Запись показаний устройства контроля изоляции цепи возбуждения производится не реже одного раза в сутки.

Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное соответствующим устройством или мегаомметром на 500-1000 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения определяются заводскими инструкциями по эксплуатации генераторов и систем возбуждения и действующими "Нормами испытания электрооборудования" (М.: Атомиздат, 1978).

Работа генераторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений (если при этом не нарушаются условия п.4.20), допускается только с разрешения главного инженера электростанции или предприятия электрических сетей.

3.12. Сопротивление изоляции подшипников генераторов при полностью собранных маслопроводах, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, а подпятников и подшипников гидрогенераторов - не менее 0,3 МОм, если в стандартах или в инструкциях заводов-изготовителей не указаны другие более жесткие нормы.

Исправность изоляции подшипников генераторов, а также изолированных крестовин и подпятников гидрогенераторов должна проверяться не реже одного раза в месяц, если в заводских инструкциях для крупных генераторов, снабженных специальными устройствами контроля, не указана более частая периодичность проверок.

Исправность изоляции подшипников турбогенератора контролируется во время его работы путем проверки целостности изоляции между стулом подшипников и фундаментной плитой (рис.1).

Для сравнения результатов измерений с предшествующими состояние изоляции рекомендуется проверять при одной и той же нагрузке турбогенератора и одном и том же токе ротора.

Измеряются напряжение между концами вала и напряжение между фундаментной плитой и корпусом подшипника со стороны, противоположной турбине. В этом случае должна быть зашунтирована масляная пленка между валом и корпусом подшипника с обеих сторон турбогенератора.

При исправной изоляции показания вольтметров V_1 и V_2 (см. рис.1) должны быть практически одинаковыми. Различие более чем на 10% указывает на неисправность изоляции. При этом показание вольтметра V_2 должно быть меньше, чем вольтметра V_1; если же показание будет больше, это свидетельствует о неправильности произведенного измерения, которое должно быть повторено. Измерение производится с помощью вольтметра переменного тока со шкалой 3-10 В

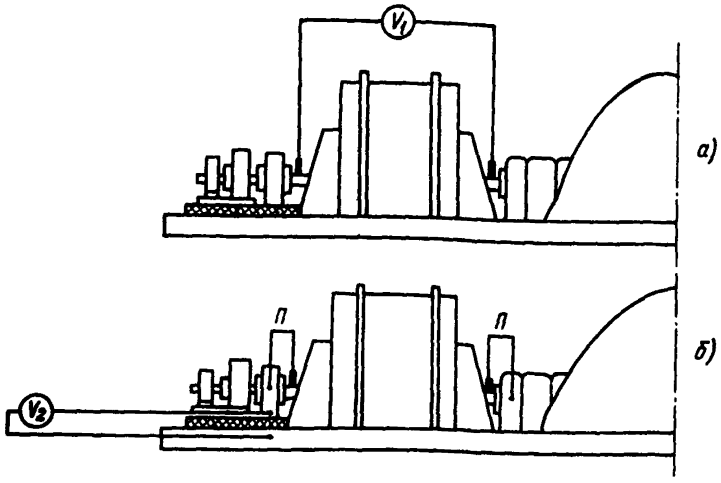

Рис.I. Схема подключения вольтметров для определения исправности изоляции вала турбогенератора во время его работы при измерении напряжения:

а - на концах вала; *б* - между изолированной опорой подшипника и фундаментной плитой; *П* - перемычка для шунтирования масляной пленки

и возможно меньшим внутренним сопротивлением. При использовании приборов с большим внутренним сопротивлением его следует зашунтировать резистором 50-I00 Ом.

Для измерения напряжения на валу и шунтирования масляной пленки между валом и подшипниками необходимо применять медные сетчатые или пружинящие пластинчатые щетки с изолирующими рукоятками.

В качестве дополнения к указанному выше способу контроля подстуловой изоляции подшипников турбогенераторов является использование мегаомметра. Им можно проконтролировать сопротивление подстуловой изоляции подшипника относительно закладываемого в ней стального листа, что позволяет судить о загрязненности периферийной части подстуловой изоляции. При этом изоляция болтов крепления стула подшипника и фланцев маслопроводов остается непроверенной.

У турбогенераторов с подшипниками, встроенными в щиты, контроль за изоляцией подшипников следует производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

У турбин, не имеющих открытых участков вала, необходимо просверлить отверстие для доступа к валу, лучше всего в крышке одного из подшипников. Это отверстие должно быть надежно закрыто пробкой.

Исправность изоляции подшипников и подпятников гидрогенераторов следует проверять в зависимости от их конструкции либо способом, рекомендуемым для турбогенераторов, либо по указанию завода-изготовителя.

3.13. Обслуживание генераторов во время эксплуатации возлагается на персонал цехов: электрического, котлотурбинного, химического и контрольно-измерительных приборов и автоматики.

3.14. На персонал электрического цеха возлагается:

осмотр генератора оперативным персоналом электроцеха один раз в смену, мастером электроцеха по ремонту согласно утвержденному графику (не реже одного раза в неделю);

оценка температурного состояния генератора по данным регистрирующих приборов и записей оперативного персонала один раз в сутки, а также при первом наборе нагрузки после монтажа или расширенного ремонта;

контроль за изоляцией цепей возбуждения (не реже одного раза в сутки) и измерение сопротивления изоляции обмотки статора (на блоках вместе с шинопроводами и обмотками трансформатора) и цепей возбуждения при останове генератора;

проверка изоляции подшипников и уплотнений в сроки, установленные местными инструкциями;

уход за системами возбуждения в соответствии с заводскими инструкциями по эксплуатации системы возбуждения;

осмотр и техническое обслуживание щеточно-контактных аппаратов главных генераторов, вспомогательных генераторов и возбудителей в установленные сроки, в аварийных случаях - по вызову машиниста или дежурного блочного щита;

обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопровод, арматура, газоохладители), поддержание заданных чистоты и давления водорода в генераторе;

обслуживание и ремонт элементов системы непосредственного жидкостного охлаждения обмоток внутри корпуса генератора;

обслуживание и ремонт электрооборудования всей водяной и газомасляной систем;

перевод турбогенератора с воздушного охлаждения на водородное и обратно, а также продувка турбогенератора свежим водородом;

участие в приемке из ремонта масляных уплотнений;

обслуживание водородных трубопроводов и испарителей в установках для снижения влажности водорода и электроснабжение установок;

контроль за заполнением дистиллированной водой (или конденсатом) обмоток статора и роторов генераторов с непосредственным водяным охлаждением;

демонтаж и обратная установка при ремонтах датчиков теплового контроля внутри генератора;

эксплуатация системы вакуумирования и подготовки изоляционного масла; дегазация и заполнение маслом турбогенераторов с масляным охлаждением;

обслуживание электролизных установок для производства водорода.

3.I5. На персонал турбинного, котлотурбинного цеха возлагается:

наблюдение за нагревом всех подшипников и подпятников генератора и возбудителя, за уровнем масла в ваннах пяты и направляющих подшипников гидрогенераторов;

контроль за работой и регулирование температуры охлаждающей среды (газа, воздуха, воды) газоохладителей (теплообменников) генератора;

контроль за температурой меди и стали статора генератора и обмотки ротора (при наличии прибора);

контроль за вибрационным состоянием подшипников турбины, генератора и возбудителя;

периодическое прослушивание генератора;

надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала (включая регуляторы давления масла) и масляных уплотнений всех типов;

надзор за работой и ремонт оборудования, теплообменников и распределительной сети охлаждающей воды до газоохладителей и вентильных возбудителей, а также оборудования систем охлаждающего

обмотки и вентили возбудителей дистиллята (или масла) до генератора и преобразователей возбудителя;

внешний контроль за работой щеток на контактных кольцах и коллекторе возбудителя без производства каких-либо работ на них;

наблюдение по манометру за наличием давления в трубопроводе, подводящем воду для тушения пожара;

содержание в чистоте выступающих краев изоляционных прокладок под основанием подшипников генератора и возбудителя и наблюдение за тем, чтобы металлические предметы не замкнули их;

наблюдение за работой и ремонт оборудования системы масляного охлаждения статоров генераторов серии ТВМ вне генератора;

наблюдение за тем, чтобы посторонние лица не подходили к генератору.

При наличии БЩУ, на котором расположены приборы, контролирующие режим работы генератора, и ключи управления генераторным выключателем, АГП и системой возбуждения, на персонал котлотурбинного цеха дополнительно возлагается:

контроль за значениями тока статора, тока ротора, напряжения статора;

регулирование тока возбуждения и реактивной мощности генератора по указанию начальника смены электростанции;

контроль за допустимым количеством водорода в картерах подшипников и в токопроводах генератора по имеющимся приборам на БЩУ;

ведение суточной ведомости по генератору.

3.I6. На тех электростанциях, где имеется цех централизованного ремонта или участок подрядного ремонтного предприятия, ремонт указанного в пп.3.I4 и 3.I5 оборудования выполняется этим цехом или участком.

3.I7. На персонал химического цеха возлагается:

химический анализ газа в корпусе турбогенератора, картерах подшипников, экранированном токопроводе, в масляном баке и других местах систем маслоснабжения генераторов, а также в электролизных установках;

контроль влажности газа в корпусе генератора;

контроль за качеством дистиллята (pH, содержание кислорода, наличие соединений меди и прочих примесей) и химический анализ

масла в системе охлаждения статора для генераторов с водяным и масляным охлаждением обмоток.

3.18. На персонал цеха контрольно-измерительных приборов возлагается: обслуживание и ремонт газоанализаторов, манометров, дифференциальных манометров, логометров и других приборов защит, сигнализации и контроля за газом; контроль за работой водородных уплотнений, маслоснабжением уплотнений, охлаждающей водой и охлаждающим обмотки дистиллятом (маслом), за температурой отдельных частей генератора по заложенным термоиндикаторам; обслуживание холодильно-компрессорных установок для снижения влажности водорода.

3.19. В местной инструкции для дежурного машиниста (дежурного блочного щита) должны быть указаны:

его обязанности;

главная электрическая схема и схема собственных нужд электростанции;

нормальные, допустимые и аварийные режимы работы генераторов;

допустимые токи статора и ротора;

нижний предел температуры входящего газа и воды (из условий отпотевания);

допустимые температуры обмоток и стали статора, горячего и холодного охлаждающего газа и жидкости;

допустимые температуры масла, вкладышей подшипников и подпятников;

допустимые вибрации подшипников;

давление масла и газа (для турбогенераторов с водородным охлаждением), охлаждающей воды на входе и выходе газоохладителей, давление и расход дистиллята или масла (для генераторов с водяным или масляным охлаждением), которые должны поддерживаться в период эксплуатации;

перепад давления масло-водород, необходимый для нормальной эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением;

назначение ключей, блокировок, смысловое значение табло;

порядок пуска и останова генератора;

меры по ликвидации отклонений от нормального режима, возникших неисправностей и аварий с генератором, тушению пожара.

3.20. У турбогенераторов с водородным охлаждением при нормальной работе должны поддерживаться следующие параметры водорода:

а) избыточное давление в корпусе турбогенератора (в соответствии с паспортными данными или указаниями завода-изготовителя). Колебания давления водорода в корпусе генератора не должны превышать следующих значений:

номинальное избыточное давление водорода, МПа (кгс/см^2)	0,I и более (I,0)	0,05 (0,5)	0,005 (0,05)
предельное значение колебания давления водорода, МПа (кгс/см^2)	$\pm$0,02 ($\pm$0,2)	$\pm$0,0I ($\pm$0,I)	$\pm$0,00I ($\pm$0,0I)

б) чистота водорода:

в корпусе турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением - не ниже 98%;

в корпусе турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) и выше - не ниже 97%;

то же, но при избыточном давлении водорода до 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) - не ниже 95%;

в) температура точки росы водорода в корпусе генератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладители, но не выше I5°C (если в заводских инструкциях для генераторов мощностью 500 МВт и выше не установлена более жесткая норма).

При этом относительная влажность водорода при температуре 35°C и выше составляет 30% и менее;

г) содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах и в кожухах экранированных токопроводов должно быть менее I%. В воздушном объеме главного масляного бака водород должен отсутствовать;

д) содержание кислорода в водороде в корпусе генератора при чистоте водорода 98; 97 и 95% не должно превышать соответственно 0,8; I,0 и I,2%, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - 2%.

3.2I. Давление масла в уплотнениях при неподвижном и вращающемся роторе должно быть не менее чем на 0,03-0,08 МПа (0,3-0,8 кгс/см^2) выше давления газа в корпусе турбогенератора. Значение перепада зависит от конструкции уплотнения и рабочего давления водорода и должно устанавливаться в соответствии с заводскими инструкциями. Дифференциальные регуляторы должны поддерживать избыточное давление масла на уплотнениях при любых режимах работы генератора.

У некоторых типов турбогенераторов при вращении их от валоповоротного устройства перепад давления масло-водород должен быть увеличен по сравнению с нормальным в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя.

3.22. Организация водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбо- и гидрогенераторов, предельно допустимые значения показателей охлаждающего дистиллята, а также меры по обеспечению требуемого качества охлаждающего дистиллята должны соответствовать требованиям Эксплуатационного циркуляра № Ц-I0/85 (Э) "Об организации водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбо- и гидрогенераторов" (М.: СПО Союзтехэнерго, I985) и Извещения № I5/86 о разъяснении положений Эксплуатационного циркуляра № Ц-I0/85 (М.: СПО Союзтехэнерго, I986).

В табл.8 представлены нормы на качество дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов при нормальных условиях эксплуатации.

Таблица 8

Нормы на качество дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов

Нормируемый показатель качества дистиллята	Допустимое значение показателя
Значение pH при температуре 25°С	8,5 ± 0,5
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25°С, кОм·см	Не менее 200

Окончание таблицы 8

Нормируемый показатель качества дистиллята	Допустимое значение показателя
(Удельная электрическая проводимость при 25°С, мкСм/см)	(Не более 5)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100
Расход воды через фильтр смешанного действия (ФСД), % расхода циркулирующего дистиллята	1-5

Примечания: 1. До ввода в эксплуатацию ФСД временно допускаются следующие предельные значения показателей качества дистиллята: pH=7,0÷9,2; содержание меди - не более 200 мкг/кг; удельное сопротивление дистиллята - не менее 100 кОм·см. Величина продувки контура должна составлять не менее 6 м³/сут, а при необходимости снижения содержания меди - не более 20 м³/сут для закрытых систем.-2. Величину продувки (потерь) дистиллята в контуре охлаждения следует определять по скорости понижения уровня воды в баке подпитки при прекращении подпитки контура.-3. Указанные показатели, включая продувку (потери) дистиллята, следует контролировать не реже одного раза в неделю (а при измерении их с помощью приборов автоматического контроля - один раз в смену) с записью результатов в журналах. Отбор проб и определение показателей производить одновременно (в течение одной смены).-4. Допускается превышение не более чем на 50% норм содержания соединения меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске генератора после капитального, среднего или текущего ремонтов, а также при нахождении в резерве.-5. При ведении водного режима с ингибиторами коррозии допускаются отклонения от установленных норм по согласованию с заводами-изготовителями и Главтехуправлением.

Нормы на качество дистиллята, циркулирующего в системе водяного охлаждения обмоток статоров гидрогенераторов, должны быть такими же, как и для турбогенераторов, если в инструкциях заводов-изготовителей или в других руководящих документах не указаны более жесткие требования.

3.23. При снижении сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна сработать сигнализация. По получении сигнала необходимо

увеличить сопротивление дистиллята путем замены части его свежим или пропуская часть его через ионнообменную установку.

Если поднять сопротивление дистиллята не удается и оно продолжает уменьшаться, то при сопротивлении 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и поле погашено.

Заполнение системы охлаждения обмотки статора дистиллятом следует производить при открытых дренажных трубках напорного и сливного коллекторов обмотки, теплообменников и фильтров в целях обеспечения вытеснения воздуха из системы. Система считается заполненной лишь после прекращения выделения воздуха из контрольных дренажных трубок обмотки статора.

В период работы водяной системы охлаждения у турбогенераторов необходимо поддерживать непрерывный минимальный слив и дренаж охлаждающей воды через контрольные дренажные трубки коллекторов обмотки.

На турбогенераторах с непосредственным масляным охлаждением обмоток физико-химические характеристики и изоляционные свойства масла должны соответствовать указаниям заводских инструкций по эксплуатации.

3.24. Расход дистиллята у генераторов с водяным охлаждением обмоток статора должен поддерживаться постоянным. Допускается отклонение $\pm$10% номинального.

Для исключения попадания дистиллята в корпус генератора (в случае возникновения течей в системе водяного охлаждения) давление дистиллята на входе в обмотку статора турбогенератора при фторопластовых шлангах должно, как правило, поддерживаться на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) ниже рабочего избыточного давления водорода в корпусе генератора.

Примечание. Это требование не распространяется на турбогенераторы, у которых из-за конструктивных особенностей давление на входе в обмотку статора не может быть ниже давления газа в корпусе генератора.

3.25. Максимальный эксплуатационный суточный расход водорода (с учетом продувок) не должен превышать 10% общего количества водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении. Суточная утечка водорода вычисляется по формуле

$$V_y = \frac{24}{t_2 - t_1} \left[1 - \frac{p_2 \ (\ 273 + \vartheta_1 \ )}{p_1 \ (\ 273 + \vartheta_2 \ )} \right] \cdot 100\%,$$

где t_1 и t_2 – время начала и окончания испытания;

p_1 и p_2 – абсолютное давление водорода в испытуемой машине в начале и в конце испытания, МПа (кгс/см^2);

ϑ_1 и ϑ_2 – температура водорода на выходе из газоохладителей в начале и в конце испытания, ^{0}С.

При этом вычисленная суточная утечка водорода не должна превышать 5% общего количества водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении.

Для подсчета суточной утечки водорода (м^3) необходимо вычисленную суточную утечку газа (%), деленную на 100, умножить на газовый объем испытуемой машины ($V_г$) и абсолютное давление водорода при работе.

Суточную утечку водорода (м^3), приведенную к нормальным условиям (давлению 760 мм рт.ст. и температуре 0^{0}С), можно рассчитать по формуле

$$V_{y(норм)} = \frac{(273 + 0)}{p_{норм}} \cdot \frac{V_{y(о.е.)} p_1 V_г}{(273 + \vartheta_1)} = A \frac{V_{y(о.е.)} p_1 V_г}{(273 + \vartheta_1)} .$$

Значение множителя A изменяется в зависимости от того, в каких единицах измеряется давление, а именно:

Единица измерения	мм рт.ст.	кгс/см^2	МПа
Множитель A	0,359	264	2690

Примерные газовые объемы турбогенераторов разных типов приведены в приложении 7 (данные заводов-изготовителей).

Суточная утечка водорода из корпуса турбогенератора определяется не реже одного раза в месяц.

3.26. При пуске турбогенератора (с косвенным водородным охлаждением) на воздушном охлаждении необходимо предварительно произвести химический анализ воздуха в его корпусе для проверки отсутствия водорода в воздушной среде. При работе такого турбогенератора с воздушным охлаждением под нагрузкой необходимо, чтобы работал влагоосушитель.

3.27. Непродолжительная работа турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток (водородным и смешанным водородно-водяным) при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения, для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременное возбуждение машины, отключенной от сети. При этом температура воздуха должна быть не выше указанной в заводской инструкции.

З а п р е щ а е т с я :

работа под нагрузкой при воздушном охлаждении указанных турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток;

работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках статора во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения;

вращение ротора при отсутствии циркуляции дистиллята через обмотку ротора. В этом случае генератор должен быть аварийно остановлен со срывом вакуума.

3.28. Регулирование температуры охлаждающего газа и дистиллята следует производить с учетом особенностей схемы питания газоохладителей и теплообменников водой и использованием рециркуляции. Изменение расхода воды через газоохладители (при разомкнутой схеме) и циркуляционной воды через теплообменники (при наличии замкнутого контура газоохладителей) необходимо производить задвижками на линии слива.

При сбросах нагрузки для предотвращения резкого охлаждения генератора необходимо прикрыть задвижку на линии слива и подавать минимальное количество воды в газоохладители или теплообменники соответственно.

3.29. При обнаружении неисправности автоматического электрического газоанализатора чистоты водорода в корпусе турбогенератора необходимо немедленно принять меры по ее ликвидации. Если в течение 4 ч газоанализатор не может быть отремонтирован, то следует производить контрольный химический анализ один раз в смену до включения электрического газоанализатора.

3.30. Перед плановым отключением турбо- и гидрогенераторов необходимо полностью разгрузить генератор по активной и реактивной нагрузкам, затем после полного прекращения доступа пара в

турбину или воды на рабочее колесо гидротурбин отключить генератор, убедившись в полнофазном отключении выключателя, погасить поле (п.I.9).

В случае неполнофазного отключения выполнить указания п.4.7.

3.3I. У гидрогенераторов торможение агрегата при останове производится после прекращения доступа воды в турбину и отключения генератора от сети. Частота вращения ротора агрегата при включении торможения указывается заводом-изготовителем для каждого гидрогенератора и не должна превышать 30% номинальной.

В аварийных случаях допускается останов гидрогенераторов, снабженных сегментными подпятниками, без включения устройства торможения (самоторможения). В этом случае после останова должен быть произведен осмотр состояния поверхности трения сегментов.

3.32. После отключения генератора, снятия возбуждения и останова генератора следует прекратить подачу воды в газоохладители и теплообменники дистиллята, охлаждающего обмотку статора, для генераторов с водяным охлаждением. При длительных остановах циркуляцию дистиллята через обмотку статора следует прекращать. Однако, если есть опасения,что температура в машинном зале может быть ниже нуля, то для предотвращения повреждения оборудования циркуляция дистиллята должна быть продолжена, а при необходимости ее прекращения систему следует опорожнить и оставшийся дистиллят из обмотки статора удалить продувкой сжатым воздухом согласно инструкции завода-изготовителя.

При всех условиях, кроме аварийных и испытательных, давление дистиллята в обмотке статора турбогенераторов с водо-водородным охлаждением должно быть ниже давления газа в корпусе генератора.

3.33. Подача масла к масляным уплотнениям турбогенератора должна производиться без перерыва все время, пока турбогенератор заполнен водородом, или во время замены охлаждающей среды независимо от того, вращается ротор или находится в неподвижном состоянии.

3.34. Длительная эксплуатация турбогенераторов и возбудителей, а также их приемка из капитального ремонта допускаются при вибрации подшипниковых опор (среднеквадратическом значении виброскорости), не превышающей 4,5 мм/с.

При превышении этого значения вибрации должны быть приняты меры по ее снижению в срок не более 30 сут.

Не допускается эксплуатировать более 7 сут турбогенераторы и возбудители при вибрации свыше 7,I мм/с. Система защиты должна быть настроена на отключение при достижении вибрации II,2 мм/с.

До оснащения необходимой аппаратурой разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация допустима при вибрации 30 мкм при номинальной частоте вращения машины 3000 об/мин и 60 мкм при номинальной частоте вращения I500 об/мин. Недопустима эксплуатация более 7 сут при вибрации свыше 65 мкм при 3000 об/мин и I30 мкм при I500 об/мин.

Более жесткие требования к вибрации опор турбогенераторов могут устанавливаться инструкциями по эксплуатации заводов-изготовителей.

Контрольные измерения вибрации должны производиться при вводе турбоагрегата в эксплуатацию после монтажа, в последующем не реже чем один раз в 3 мес, перед выводом агрегата в капитальный ремонт и после него, а также при заметном повышении вибрации подшипников.

На турбоагрегатах мощностью 63 МВт и более, где еще отсутствует постоянный виброконтроль подшипников, рекомендуется принять меры к оснащению их стационарной виброаппаратурой. На оснащенных виброаппаратурой турбогенераторах за вибрацией должен осуществляться непрерывный контроль.

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться после каждого ремонта с выемкой ротора и не должна превышать 200 мкм. В последующем вибрация контактных колец должна измеряться не реже одного раза в 3 мес и не должна превышать 300 мкм.

Если вибрация контактных колец в работе превышает 300 мкм, следует принять меры к ее снижению в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью I65 МВт и выше".

3.35. Вибрация крестовин вертикальных гидрогенераторов со встроенными в них направляющими подшипниками и вибрация подшипников горизонтальных гидрогенераторов при номинальной частоте вращения не должна превышать:

Номинальная частота вращения, об/мин.....	До 100	До 187,5	До 375	До 750
Двойная амплитуда колебаний, мм	0,18	0,15	0,1	0,07

Вибрация сердечника статора гидрогенераторов частотой 100 Гц при работе в симметричных режимах не должна превышать 0,03 мм.

Вибрация опорных конструкций гидроагрегата, а также сердечника корпуса и лобовых частей обмотки статора гидрогенератора должна контролироваться в соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-01-84(Э) "О контроле вибрационного состояния гидроагрегатов". (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984) и "Методическими указаниями по проведению эксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

Временная работа гидрогенераторов с вибрацией, превышающей указанные пределы, допускается с разрешения энергоуправления.

3.36. Непосредственно после полного останова и разборки схемы генератора необходимо измерить сопротивление изоляции обмотки статора и всей цепи возбуждения; у генераторов, имеющих систему тиристорного (с водяным охлаждением) или ионного возбуждения, сопротивление изоляции цепей возбуждения измеряется при отсоединенной установке ионного или тиристорного возбуждения.

У генераторов с водяным охлаждением обмоток сопротивление изоляции измеряется в случаях, когда дистиллят из обмотки удален и водосборные коллекторы отсоединены от внешней системы водяного охлаждения или при заполненной дистиллятом обмотке, если указанное измерение предусмотрено конструкцией (в соответствии с "Нормами испытания электрооборудования").

У генераторов, работающих по схеме блока генератор-трансформатор, без выключателя на стороне генераторного напряжения сопротивление изоляции обмотки статора измеряется совместно с сопротивлением изоляции обмотки низкого напряжения блочного трансформатора, токопровода и трансформатора собственных нужд.

Результаты всех измерений сопротивления изоляции заносятся в специальный журнал.

На гидроэлектростанциях, работающих по пиковому графику, а также на автоматизированных гидроэлектростанциях эти измерения производятся по специальному графику, но не реже одного раза в 2 мес.

4. НЕИСПРАВНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ

4.I. При возникновении аварии в генераторе дежурный персонал должен действовать в соответствии с указаниями местной инструкции по ликвидации аварий.

4.2. При автоматическом отключении генератора (блока) необходимо:

проверить, не сработал ли автомат безопасности турбины;

установить, от действия какой защиты отключился генератор;

выяснить по приборам, не предшествовало ли отключению короткое замыкание;

немедленно включить в сеть генератор и набрать нагрузку, если отключение произошло в результате ошибочных действий персонала.

4.3. Все генераторы при исправной работе системы регулирования турбины после сброса нагрузки, не связанного с повреждением агрегата, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

Если гидрогенератор при сбросе нагрузки отключился от действия защиты от повышения напряжения, то разрешается немедленно включить его и приступить к набору нагрузки.

4.4. При отключении генератора (или блока) от действия защиты от внутренних повреждений следует после отсоединения его от сети измерить сопротивление изоляции цепей статора и обмотки ротора и выяснить, произошло ли повреждение внутри генератора или вне его (в кабелях, шинном мосту, экранированном токопроводе, трансформаторах и другой аппаратуре, входящей в зону защиты). При пониженном сопротивлении изоляции генератора необходимо произвести тщательный его осмотр со снятием торцевых щитов и выявить место повреждения.

У турбогенератора с водородным охлаждением после его отключения следует проверить давление водорода в корпусе, а у турбогенератора с водяным охлаждением обмотки статора - отсутствие увеличения попадания водорода в дистиллят.

На основании опроса персонала следует выяснить, не было ли каких-либо внешних признаков (дыма, шума и т.п.), свидетельствующих о повреждении генератора.

Если в результате проведенных измерений и внешнего осмотра генератора и его цепей повреждения не будут обнаружены, то на-

пряжение на генераторе можно плавно поднять с нуля или с минимального напряжения, обеспечиваемого данной системой возбуждения. При обнаружении неисправности во время подъема напряжения генератор должен быть немедленно остановлен для тщательного обследования и обнаружения дефектов.

Если при повышении напряжения неисправности не обнаружены, генератор может быть включен в сеть.

После короткого замыкания в цепи генераторного напряжения турбогенераторов с непосредственным охлаждением мощностью I50 МВт и выше следует немедленно проверить наличие и горючесть газа в газовом реле трансформатора блока и собственных нужд, снять торцевые щиты и тщательно осмотреть лобовые части обмотки статора. При отсутствии видимых следов нарушения крепления лобовых частей и изоляции обмотки статора испытать ее напряжением промышленной частоты, равным номинальному. При наличии повреждений произвести необходимый ремонт и испытать обмотку повышенным напряжением согласно "Нормам испытания электрооборудования".

4.5. При появлении однофазного замыкания на землю в цепи генераторного напряжения турбогенераторы мощностью I50 МВт и более, гидрогенераторы мощностью 50 МВт и более должны автоматически отключаться, а при отказе защиты немедленно разгружаться и отключаться от сети.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора турбогенераторов и гидрогенераторов меньших мощностей с токами замыкания более 5 А.

Работа турбогенераторов мощностью менее I50 МВт и гидрогенераторов менее 50 МВт, когда ток замыкания на землю не превышает 5 А, допускается в течение не более 2 ч (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки), по истечению которых они должны быть отключены. В случаях, когда установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке генератора, по усмотрению главного инженера электростанции или предприятия электрических сетей допускается работа генератора с заземлением в сети продолжительностью до 6 ч.

4.6. Если генератор отключился от действия максимальной токовой защиты вследствие короткого замыкания в сети или машинах электростанции, он может быть включен в сеть без осмотра.

Когда причина отключения генератора от действия максимальной токовой защиты неизвестна, следует поступать так, как указано в п.4.4.

4.7. Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформаторов, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системой шин, к которой присоединен блок в соответствии с указаниями приложения 8.

4.8. После короткого замыкания в сети, не вызвавшего автоматического отключения генератора, необходимо проверить состояние указателей срабатывания релейной защиты; если какие-либо указатели сработали, следует записать об этом в оперативный журнал и выяснить причину.

4.9. Неисправность автомата гашения поля, определенная при отключении генератора, должна быть устранена.

Запрещается включать в сеть генератор с неисправным автоматом гашения поля.

4.10. При повреждениях в генераторе или в турбине, требующих немедленного отключения генератора (появление дыма, огня, недопустимой вибрации, кругового огня на кольцах ротора или на коллекторе возбудителя, угроза для жизни людей и т.п.), дежурный машинист должен выбить автомат безопасности турбины (аварийно остановить гидроагрегат) и сообщить об этом на щит управления по месту нахождения ключа управления выключателем генератора или блока (при наличии командного аппарата включить сигнал "Машина в опасности").

При таком сообщении и отсутствии активной нагрузки генератор нужно немедленно отключить и снять с него возбуждение.

4.11. При некоторых неисправностях возбудителя (например, при искрении на коллекторе машинного возбудителя, повреждении отдельных тиристоров или вентилей в тиристорных или высокочастотных возбудителях и т.д.) нет необходимости в немедленном останове генератора.

Дежурный персонал, обнаруживший неисправность, должен сообщить об этом на щит управления. Следует уменьшить возбуждение генератора или частично разгрузить его, а турбогенератор перевести на резервное возбуждение и устранить неисправность.

4.I2. Переход на резервное возбуждение должен производиться без отключения турбогенератора от сети. Способы перевода турбогенератора на резервное возбуждение приведены в приложении 9.

4.I3. При выявлении отклонений теплового режима генератора от нормального (действием сигнализации или при текущих проверках теплового состояния генератора) дежурный персонал, обслуживающий генератор, обязан сообщить об этом на ЦЩУ, вызвать начальника смены электроцеха и незамедлительно приступить к выявлению причин отклонений. Для этого необходимо уточнить место повышенного нагрева генератора, проверить по щитовым приборам его электрические параметры (ток, напряжение, мощность), провести проверку состояния систем охлаждения. Если по результатам этих проверок выявить и устранить причину повышенного нагрева не удается, а явных признаков ложной работы устройства теплового контроля не выявляется, то при достижении предельно допустимой температуры дежурный персонал обязан немедленно приступить к разгрузке генератора и снизить ее до уровня, при котором температура снизится до допустимого значения. Если разгрузкой добиться снижения температур не удается, генератор должен быть отключен от сети с последующим погашением поля и остановлен.

Во избежание неоправданных разгрузок и отключений генератора местные инструкции должны содержать указания по выявлению ложных показаний системы теплового контроля. При этом следует принять во внимание, что возникновение неисправностей цепей теплоконтроля, как правило, сопровождается скачкообразным изменением показателей. Если установлен плавный рост температуры по термопреобразователям и четкая зависимость их (его) показаний от повышения и снижения нагрузки, то срабатывание сигнализации следует считать истинным. В большинстве случаев появления повышенного нагрева, зафиксированного одним из термодатчиков, сопровождается повышением температур либо по идентичным датчикам, либо по датчикам другого назначения (например, одновременное повышение температуры активных частей генератора и охлаждающих их сред и т.п.).

4.I4. Для турбогенераторов, имеющих замкнутый контур газоохладителей, при повышении температуры воды на входе газоохладителя выше 33°С необходимо осуществить переход с теплообменни-

ка, охлаждаемого конденсатом (ОГК), на теплообменник с циркуляционной водой (ОГЦ) и включить дополнительный ОГЦ при его наличии.

При повышении температуры охлаждающего газа выше 40°С (но не выше 55°С), а дистиллята в обмотках выше 45°С следует (в соответствии с п.2.13) снизить токи статора и ротора и принять меры по восстановлению температуры.

При повышении температуры охлаждающего газа выше 55°С необходимо наряду с разгрузкой машины по реактивной и активной мощности в течение 3 мин принять меры к снижению температуры холодного газа. В случае невозможности ее снижения турбогенератор должен быть аварийно отключен от сети вручную.

При появлении предупредительного сигнала о снижении расхода охлаждающей воды ниже 60-75% номинального следует принять меры по восстановлению номинального расхода.

При появлении сигналов "Отключены оба НГО" или "Снижение расхода охлаждающей воды ниже 30%" следует принять меры к восстановлению работоспособности насосов газоохладителей (НГО) и восстановлению расхода воды до срабатывания защиты (3 и 5 мин соответственно).

При появлении сигналов "Низкий уровень КБ" и "Неисправность охлаждения генератора" необходимо включить подпитку компенсационного бака (КБ) и после этого выяснить причину снижения уровня воды в КБ.

4.15. При повышении температуры, измеряемой термопреобразователями сопротивления, предназначенными для контроля за проходимостью стержней обмотки статора турбогенераторов с водяным охлаждением, сверх допустимой, действовать в соответствии с п.4.13. Одновременно должна быть проведена проверка наличия водорода в дистилляте. Таким же образом следует действовать при увеличении сверх допустимой разницы температур отдельных стержней обмотки.

Турбогенератор, на котором отмечены указанные ненормальности, при первой возможности должен быть остановлен для выяснения причин повышения температуры.

При обнаружении водорода в дистилляте действовать в соответствии с п.4.28.

4.16. При появлении предупредительного сигнала о снижении до 75% номинального расхода дистиллята или масла в генераторах с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора необходимо принять меры по восстановлению расхода. Если восстановить расход дистиллята не удается и он продолжает снижаться, следует при снижении расхода до 50% или прекращении циркуляции охлаждающей жидкости по обмотке попытаться до срабатывания защиты снять токовую нагрузку генератора, отключить его от сети и не более чем через 4 мин (считая с момента прекращения циркуляции или подачи сигнала об аварийном снижении расхода) снять напряжение. Уставки защит должны быть указаны в заводских инструкциях.

4.17. При выходе из строя части термометров сопротивления, контролирующих температуру обмотки и стали статора, а также охлаждающего газа генераторов с косвенным и непосредственным охлаждением необходимо действовать в соответствии с приложением 10.

4.18. При внезапном исчезновении показаний одного из приборов в цепи статора или ротора необходимо проверить по показаниям остальных приборов, не является ли это результатом повреждения этого прибора. Если будет обнаружено повреждение, следует, не изменяя режима работы генератора, принять меры к устранению обнаруженной неисправности.

При обрыве во вторичной цепи трансформаторов тока следует быстро разгрузить или отключить генератор, после чего принять меры к восстановлению целости токовой цепи с соблюдением необходимых мер безопасности.

4.19. При снижении сопротивления изоляции цепи возбуждения работающего генератора против обычного уровня (кроме случаев, оговоренных в п.4.20) необходимо принять меры к восстановлению сопротивления изоляции путем обдува контактных колец генератора и коллектора возбудителя сжатым воздухом при давлении не более 0,2 МПа (2 кгс/см^2), предварительно проверив его на отсутствие влаги, на турбогенераторах переводом на резервное возбуждение уточнить местонахождение участка со сниженным сопротивлением изоляции.

Если сопротивление изоляции не восстанавливается, необходимо установить тщательное наблюдение за генератором. При первой

возможности такой генератор должен быть остановлен для выявления причины снижения сопротивления изоляции и приняты меры к его восстановлению.

4.20. При появлении сигнала о снижении сопротивления изоляции в цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмоток ротора, а в случае отсутствия защиты от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения при обнаружении глубокого снижения сопротивления изоляции необходимо руководствоваться приложением II.

При появлении замыкания на землю в цепи возбуждения турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки ротора они должны быть переведены на резервное возбуждение. Если при этом замыкание на землю исчезает, допускается оставлять генераторы в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенераторы должны при первой возможности выводиться в ремонт. До вывода в ремонт при наличии устойчивого замыкания обмотки ротора на корпус должна вводиться защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение (по местным условиям). При появлении сигнала эти турбогенераторы должны немедленно разгружаться и отключаться от сети.

Работа гидрогенераторов с замыканием на землю в цепи возбуждения не допускается.

4.21. При возникновении в обмотке ротора виткового замыкания, не связанного с замыканием на землю, и при удовлетворительной вибрации генератора допускается длительная работа его до вывода в ремонт по решению главного инженера электростанции. Ток ротора при этом не должен превышать длительно допустимого значения (ограничения форсировки возбуждения не требуется).

До вывода в ремонт за таким генератором должно быть установлено дополнительное наблюдение (по изменению во времени сопротивления изоляции обмотки ротора, периодическому измерению полного сопротивления обмотки ротора переменному току при остановах).

4.22. Если генератор при симметричной нагрузке перешел в режим двигателя, то следует, не отключая генератор, принять меры к переводу его в режим выработки активной энергии. Работа генератора в режиме двигателя может быть допущена сколь угодно

долго и ограничивается условиями работы турбины. Если переход генератора в режим двигателя связан с ложным срабатыванием автомата безопасности турбины, дежурный машинист должен немедленно завести автомат безопасности и сообщить об этом на щит, после чего следует приступить к подъему активной нагрузки.

В тех случаях, когда завести автомат безопасности без отключения генератора не удается, следует перевести реактивную нагрузку на другие генераторы и отключить генератор. После завода автомата безопасности генератор можно включить и набрать нагрузку.

4.23. В случае возникновения пожара в генераторе с воздушным, водородным или жидкостным охлаждением его необходимо немедленно отключить; погасить поле и действовать в соответствии с "Инструкцией по тушению пожаров на электроустановках электростанций и подстанций Минэнерго СССР" (М.: ХОЗУ Минэнерго СССР, 1981).

Запрещается до полной ликвидации пожара полностью останавливать генератор с горизонтальным валом во избежание прогиба вала от одностороннего нагрева; во время тушения пожара следует поддерживать частоту вращения не более 10% номинальной или включить валоповоротное устройство.

При возникновении пожара в районе турбогенератора с масляным охлаждением в случае опасности повреждения уплотнений статора и вытекания масла в зону пожара необходимо немедленно отключить турбогенератор от сети и слить масло из статора и маслосистемы через трубопровод аварийного слива с подачей в статор азота для вытеснения масла. Загорание масла, вытекающего из статора из-за нарушения его плотности, следует ликвидировать общепринятыми средствами, применяемыми при тушении пожаров масла.

4.24. При возникновении качаний в сети дежурный персонал должен действовать согласно указаниям, приведенным в местных инструкциях.

4.25. При недопустимом понижении перепада давления "масло-водород" в системе уплотнений вала (устанавливается в заводских инструкциях), а также при нарушениях газоплотности масляных уплотнений вала, возникающих вследствие аварийного снижения давления масла, застревания вкладышей торцевого типа, выплавления вкладышей и т.д., турбогенератор необходимо немедленно отключить,

погасить поле и начать вытеснение водорода углекислотой (или азотом).

4.26. При неполадках в работе газомасляной системы турбогенераторов с водородным и смешанным водородно-водяным охлаждением следует действовать согласно указаниям действующей Типовой инструкции по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов.

4.27. У турбогенераторов с косвенным или непосредственным водородным охлаждением при появлении в них незначительного количества воды (до 500 $см^3$ в смену), свидетельствующего о течи в трубках газоохладителей, необходимо выявить неисправный газоохладитель поочередным их отключением. На время работы генератора с отключенным газоохладителем нагрузка должна быть уменьшена таким образом, чтобы токи статора и ротора не превышали 75% номинальной нагрузки, а у турбогенераторов ТГВ-300 не более 65% (у турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М отключать газоохладители не разрешается).

Наличие течи газоохладителей можно обнаружить также и с помощью дренажных вентилей, установленных в нижних точках петель газопроводов, соединяющих карманы газоохладителей с углекислотным коллектором.

Генератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети при попадании в корпус генератора большого количества воды (более 500 $см^3$ в смену).

У турбогенераторов с непосредственным водяным и водородно-водяным охлаждением появившееся в корпусе небольшое количество воды (до 500 $см^3$ в смену) следует слить и установить наблюдение за генератором.

Если вода продолжает скапливаться, то необходимо с помощью дренажных отводов определить источник появления воды. Если таким источником является газоохладитель, то следует при первой возможности генератор вывести в ремонт для исправления газоохладителя.

У турбогенераторов, имеющих водяное охлаждение щитов, промежуточной втулки и нажимных фланцев, необходимо убедиться, не попадает ли вода в корпус из системы их водяного охлаждения (по наличию водорода в сливном бачке). При попадании воды внутрь тур-

богенератора система должна быть отключена от питающей и сливной магистралей на время до ближайшего останова генератора и устранения причин возникновения течи.

При попадании воды в корпус турбогенератора из системы водяного охлаждения обмоток, а также в случае появления большого (более 500 $см^3$) количества воды генератор должен быть немедленно разгружен и отключен.

При остановах генератора в результате попадания воды в корпус статора для уменьшения воздействия повышенного напряжения на увлажненную изоляцию обмотки ротора гашение поля следует производить с учетом п.2.9.

Вопрос о возможности заглушения трубок газоохладителей при наличии водорода в корпусе турбогенератора (при работе или во время останова) решается в зависимости от конструкции крепления и уплотнения газоохладителя.

У гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоток обнаружение течей в системе водяного охлаждения и их устранение производятся по указаниям завода-изготовителя.

4.28. При появлении водорода в газовой ловушке системы водяного охлаждения обмотки статора следует установить тщательное наблюдение за турбогенератором (проверять наличие водорода в дистилляте каждый час, следить за температурой стержней и отсутствием попадания воды в корпус турбогенератора). Для выяснения возможности устранения причин неплотности турбогенератор следует остановить при первой возможности, но не позднее чем через 5 сут после обнаружения водорода в дистилляте.

Наличие в дистилляте большого количества водорода приводит к ухудшению охлаждения обмотки и может вызвать закупорку отдельных полых проводников стержней газовыми пробками. Во избежание этого рекомендуется при попадании водорода в дистиллят осторожно повышать давление дистиллята на входе в машину или снижать давление водорода в корпусе таким образом, чтобы количество водорода, попадающего в водяную систему, было минимальным, но не исчезающим, т.е. чтобы в месте возникновения неплотности еще сохранялось превышение давления газа над дистиллятом и исключалось бы увлажнение обмотки вытекающим дистиллятом. В случае снижения давления водорода необходимо также уменьшить нагрузку турбогене-

ратора. До проведения соответствующих испытаний разрешается снижать нагрузку, как указано в п.2.17.

Если эти меры оказываются неэффективными и наблюдается бурное выделение водорода в газовой ловушке, расход дистиллята через обмотку колеблется, снижается давление водорода в корпусе, необходимо немедленно разгрузить генератор и отключить его от сети, остановить насосы обмотки статора, закрыть задвижки на входе и выходе дистиллята из машины и вывести генератор в ремонт.

4.29. При обнаружении течи элементарных проводников обмотки статора генераторов поврежденные проводники могут быть заглушены.

Вопрос о допустимом числе заглушенных элементарных проводников при наличии течи в них на гидрогенераторах решается по согласованию с заводом-изготовителем.

Турбогенераторы с заглушенными полыми проводниками в стержне разрешается оставлять в эксплуатации при соблюдении следующих условий:

заглушать можно не более двух элементарных проводников в стержне. При этом не могут быть заглушены: у турбогенераторов серии ТВВ - два соседних проводника в вертикальном столбце; у турбогенераторов ТГВ-200М - два соседних проводника в вертикальном столбце, а также два крайних или средних проводника в верхнем и нижнем рядах; у турбогенераторов ТГВ-500 - два соседних проводника в вертикальном столбце, а также соседние проводники в верхнем и нижнем рядах;

обмотка статора должна быть испытана напряжением промышленной частоты, равным $U_{ном}$, после заглушения проводников, имеющих течи.

Верхние стержни с двумя заглушенными проводниками должны быть заменены во время ближайшего капитального ремонта. Нижние стержни, выдержавшие при капитальном ремонте испытание повышенным напряжением, могут быть оставлены в работе на более длительный срок.

4.30. При систематическом появлении в картерах подшипников водорода с концентрацией около 1% необходимо проверить работу системы маслоснабжения уплотнений вала. При содержании водорода от 1 до 2% следует продуть картеры подшипников инертным газом.

При повышении концентрации водорода более 2% необходимо остановить генератор для устранения причины утечки водорода.

При появлении водорода в кожухе экранированного токопровода более I% в него следует подать инертный газ, немедленно отключить турбогенератор и, не дожидаясь его останова, начать вытеснение водорода из корпуса.

4.3I. При внезапном изменении вибрации в установившемся режиме на I мм/с на двух опорах одного ротора или смежных опорах двух роторов, а также на одной опоре в двух направлениях или при плавном возрастании вибрации на 2 мм/с в течение трех суток на одной опоре или более, турбогенератор должен быть немедленно остановлен и приняты меры по снижению вибрации.

4.32. При снижении сопротивления изоляции подшипников, масляных уплотнений или маслоуловителей ниже установленных норм проверить содержание механических примесей и воды в масле и довести их до уровня, удовлетворяющего требованиям ПТЭ. При обнаружении неисправности изоляции подшипников, масляных уплотнений, маслоуловителей, устройств подвода и слива дистиллята (при водяном охлаждении ротора) на работающем генераторе и его возбудителе со стороны, противоположной турбине (у гидрогенераторов также изоляции подпятника при наличии таковой), по п.3.I2 или другим способом, предусмотренным заводской инструкцией, должны быть приняты все возможные меры по ее восстановлению в доступных местах. Необходимо проверить целостность изоляции фланцевых соединений (вставок - "катушек") масло - и водопроводов закладных листов в подстуловых изоляционных пакетах подшипников и маслованн (у гидрогенераторов), удалить скопившуюся грязь по периферии изоляционных прокладок, устранить возможные замыкания на корпус подшипника и маслованн металлической брони кабелей и шлангов, цепей теплового и вибрационного контроля и т.д.

Если перечисленные мероприятия не дали положительных результатов, то решение об останове генератора или временном сохранении его в работе принимает главный инженер электростанции.

В последнем случае следует установить наблюдение за нагревом вкладышей подшипников и при первой возможности вывести генератор в ремонт для восстановления поврежденной изоляции.

5. ИСПЫТАНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

5.I. Генераторы, устанавливаемые на электростанциях и подстанциях, должны подвергаться следующим основным видам эксплуатационных испытаний: приемо-сдаточным (П), при капитальных и текущих ремонтах (К, Т) и в межремонтный период (М). При повреждениях электрических машин в процессе выполнения ремонта проводятся испытания отдельных элементов пооперационно.

Кроме того, могут проводиться приемочные испытания головных и опытных образцов машин, периодические и типовые испытания серийных электрических машин, а также специальные испытания.

Объем, методы и нормативные показатели испытаний устанавливаются в соответствии с действующими "Нормами испытаний электрооборудования", ГОСТ I0I59-79, ГОСТ I83-74, ГОСТ II828-86, ГОСТ 533-85, ГОСТ I0I69-77, ГОСТ 56I6-8I и другими нормативно-техническими документами.

В зависимости от местных условий объем испытаний может быть расширен. Указания по испытанию сердечника статора приведены в приложении I2.

Программы испытаний должны быть утверждены главным инженером электростанции, а программы приемочных, периодических, типовых и специальных испытаний кроме того должны быть согласованы с заинтересованными организациями.

5.2. Испытания генераторов на нагревание проводятся не позднее чем через 6 мес после ввода в эксплуатацию. В дальнейшем во время эксплуатации периодически (один раз в I0 лет) проводятся контрольные испытания на нагревание при одном-двух режимах работы. Испытания на нагревание должны проводиться также после полной замены обмотки ротора или статора, а также реконструкции системы охлаждения. Генераторы мощностью до I2 МВт включительно можно не испытывать.

Для турбогенераторов, на которых в соответствии с ГОСТ 533-85 и техническими условиями разрешается длительная работа с повышенной активной нагрузкой по сравнению с номинальной, при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред характеристики нагрева должны определяться как для номинальных, так и для упомянутых значений параметров охлаждения.

5.3. Определение регулировочных характеристик производится опытным путем или графическим способом по ГОСТ I0I69-77.

5.4. Напряжение на выводах генератора при снятии характеристики и испытании защит зависит от схемы работы генератора (блоком или на шинах генераторного напряжения) и не должно превышать допустимого, указанного в действующих "Нормах испытаний электрооборудования".

5.5. Результаты всех испытаний должны оформляться протоколами. В протоколах помимо результатов должны быть указаны условия проведения измерений и испытаний. Особенно тщательно нужно измерять температуру машины и окружающей среды. Измерение температуры необходимо для сопоставления результатов испытаний, полученных в различное время.

5.6. Результаты испытаний не являются единственными и достаточными критериями для оценки технического состояния генератора и решения вопроса о возможности его включения, эксплуатации или необходимости ремонта. Окончательное решение этих вопросов принимается на основании результатов испытаний, ремонтов, осмотров состояния механической части, системы охлаждения, газомасляной системы, системы возбуждения, выключателей, АГП и других элементов схемы, а также результатов анализа работы генератора.

6. СУШКА ГЕНЕРАТОРОВ

6.I. После монтажа и капитального ремонта генераторы, как правило, включаются в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается на основании "Инструкции по определению возможности включения вращающихся электрических машин переменного тока без сушки" (см.приложение 2 "Норм испытания электрооборудования")

6.2. При необходимости сушка обмотки статора производится одним из следующих способов:

а) нагревом активной стали статора магнитным потоком, создаваемым специальной намагничивающей обмоткой;

б) нагревом обмотки постоянным током;

в) нагревом в режиме трехфазного короткого замыкания или вентиляционными потерями (для гидрогенераторов);

г) нагревом воздухонувками.

Допускается сочетание указанных способов, например, способы по пп.а и г или б и г.

6.3. При необходимости сушка обмотки ротора производится следующими способами:

а) нагревом постоянным током от постороннего источника тока;

б) нагревом воздуходувками;

в) в процессе сушки статора при вставленном роторе.

6.4. Запрещается сушка турбогенераторов методом вентиляционных потерь (из-за чрезвычайной неэкономичности этого метода).

Указания по сушке генераторов приведены в приложении I3.

7. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ МЕСТНОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНСТРУКЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ

7.I. На каждой электростанции должна быть местная производственная инструкция по эксплуатации генераторов (одна на каждый тип генератора).

7.2. Инструкция должна составляться на основе требований данной Инструкции и эксплуатационной документации завода-изготовителя с учетом особенностей каждой электростанции. Отклонения допускаются только в том случае, если они вызваны особенностями данного генератора и направлены на обеспечение надежности его работы.

7.3. Местная инструкция должна включать в себя следующие основные разделы:

Общие сведения. Основные технические данные генератора и возбудителя, краткое описание конструкции генератора (включая систему охлаждения, возбуждения и газомасляную) и вспомогательного оборудования, допустимые режимы работы.

Эксплуатация генератора. Распределение обязанностей по обслуживанию генератора между цехами, подготовка генератора и его вспомогательного оборудования к пуску, пуск генератора, обслуживание генератора в нормальных, специальных и аварийных режимах, отключение генератора (плановое, аварийное, обусловленное отклонениями от нормального режима), обслуживание генератора в период останова, порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям, требования по технике безопасности и противопожарные мероприятия.

7.4. В должностных инструкциях для каждого лица, на которое возложено выполнение производственной инструкции по эксплуатации генераторов, должны быть указаны соответствующие разделы и пункты производственной инструкции, требования которых обязательны для выполнения этими лицами (дежурным инженером, дежурным электротехником, дежурным по щиту управления, дежурным машинистом, мастерами и пр.).

7.5. В соответствующих пунктах производственной инструкции все указания по режимам работы генераторов должны быть даны конкретно для каждого генератора в числовых значениях (амперах, вольтах, градусах, мегаомах и пр.).

7.6. Местная инструкция должна быть подписана начальником электроцеха и утверждена главным инженером электростанции.

Приложение I

СНИЖЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ВОДОРОДА В ТУРБОГЕНЕРАТОРАХ

Водяные пары, скапливающиеся в большом количестве в охлаждающем турбогенератор водороде, вредно влияют на изоляцию обмоток, приводят к снижению механической прочности бандажей роторов, вызывают конденсацию влаги на конструктивных элементах внутри корпусов, способствуя усилению процесса коррозии, повышают потери на трение и вентиляцию.

В последние годы на ряде электростанций прошел успешную проверку способ осушки водорода методом охлаждения с использованием фреоновых холодильных машин. Обобщение опыта эксплуатации 30 установок осушки водорода такого типа, проведенное ПО "Союзтехэнерго", показало, что с помощью холодильных машин влажность водорода в турбогенераторах может быть легко доведена до 10-30%. Установки осушки водорода методом охлаждения, включающие в себя холодильные машины производительностью 700 ккал/ч, испарители и терморегулирующие вентили, достаточно надежны при продолжительной эксплуатации, потребляют незначительное количество электроэнергии, не требуют существенных трудозатрат при монтаже и обслуживании.

Температура водорода на выходе из испарителя составляет от +5 до - I0°С; в этом режиме из водорода испаряется основное количество влаги.

Учитывая изложенное выше, рекомендуется:

заменить неэффективные сорбционные осушители водорода установками осушки методом охлаждения, включающими холодильные машины ФАК-07Е производительностью 700 ккал/ч или другие холодильные агрегаты отечественного или зарубежного производства соответствующей производительности, терморегулирующие вентили ТРВ-2М и испарители змеевикового типа.

Указанную замену необходимо произвести на всех находящихся в эксплуатации турбогенераторах серии ТВВ и ТГВ мощностью I50 МВт и более и на турбогенераторах других серий, в которых влажность водорода превышает 30%;

при своевременном обнаружении нарушения герметичности системы водяного охлаждения обмоток в турбогенераторах с водородным охлаждением по сливу воды из испарителя, установить для этих турбогенераторов режим работы холодильной машины, исключающей образование "снеговой шубы" в испарителях, поддерживая температуру водорода на выходе из последних в пределах от 0 до +5°С. Дренирование воды из испарителей в этих машинах производить один раз в сутки.

Для турбогенераторов, в которых отсутствует система водяного охлаждения обмоток и давление воды в газоохладителях заведомо ниже давления водорода в корпусе, температуру водорода на выходе из испарителей поддерживать в пределах от 0 до -I0°С, отключая холодильную машину и испаритель для оттаивания один раз в неделю;

направлять в Главснаб Минэнерго СССР заказы на получение холодильных агрегатов и терморегулирующих вентилей ТРВ-2М.

Для получения технической документации на установки осушки водорода методом охлаждения, а также для консультации по вопросам внедрения и эксплуатации указанных установок обращаться в ПО "Союзтехэнерго" (I05023, Москва, Семеновский пер., д.I5).

Приложение 2

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХРАНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЯМ РЕЗЕРВНЫХ СТЕРЖНЕЙ ОБМОТОК ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ, А ТАКЖЕ ХРАНЕНИЮ РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ ИЗДЕЛИЙ

I. Резервные стержни необходимо хранить в сухих отапливаемых помещениях при температуре не ниже $+5^{\circ}C$, при этом должно быть исключено воздействие на них прямых солнечных лучей, нагревательных приборов, паров кислот и других агрессивных сред.

2. Стержни следует хранить в транспортной (заводской) упаковке или на стеллажах. Стеллажи должны быть сконструированы так, чтобы прямолинейная часть стержня опиралась по всей длине на настил или имела опоры шириной не менее I00 мм, расположенные на расстоянии не более I,0-I,5 м одна от другой (в зависимости от размера стержней); кроме того, должна иметься опора в лобовых частях. Стержни должны опираться на настил или опоры узкой стороной ("на ребро"), лобовые части должны располагаться выпуклой стороной вверх.

Рекомендуется хранить стержни уложенными по всей длине прямолинейной части в жесткие продольные уголки или швеллеры из досок; в этом случае допускается увеличение расстояния между опорами до 2 м.

Допускается хранение стержней генераторов с длиной пазовой части не более 2 м на козлах или кронштейнах с опорами только в прямолинейной части с укладкой стержней плашмя; опоры в этом случае устанавливаются на расстоянии не более I м одна от другой.

Не допускается во всех случаях укладка стержней одного на другой или установка прокладок, опирающихся на стержни.

Стержни рекомендуется хранить обернутыми или укрытыми во избежание запыления.

3. Переноску стержней с длиной пазовой части более 2 м следует производить с привязанными к пазовой части опорными досками или указанными в п.2 уголками (швеллерами) с соблюдением мер предосторожности от раскачивания и излома лобовых частей.

4. Испытания стержней нужно производить перед укладкой их на хранение и в статор непосредственно вблизи ремонтируемого генератора.

Промежуточные испытания следует производить в исключительных случаях при явных повреждениях стержней или опасности их повреждения (ударах, повреждениях стеллажей, перевозке на новое место хранения и т.д.).

Испытательные напряжения выбирают в соответствии с действующими "Нормами испытания электрооборудования" применительно к назначению данных стержней, а также согласно указаниям заводских инструкций.

Наряду с испытаниями повышенным напряжением производят и остальные испытания, требуемые для стержней данного типа (например, проверка на отсутствие замыканий элементарных проводников, для стержней обмотки с водяным охлаждением - гидравлические испытания).

5. Перед испытаниями необходимо производить тщательный осмотр стержней.

Все обнаруженные повреждения наружных покрытий должны быть устранены до проведения испытаний повышенным напряжением. При условии соблюдения требований к помещению для хранения стержней, указанных в п.I настоящего приложения, сушка стержней перед испытаниями не требуется.

В случае каких-либо нарушений этих требований вопросы о необходимости сушки стержней (их поверхностного покрова) и о методах сушки разрешаются руководством электростанции совместно с ответственным представителем ремонтной организации.

6. Запасные уплотнительные детали генераторов и компенсаторов, изготовленные из резины (прокладки, шнуры, втулки, кольца, манжеты, шайбы), должны храниться в помещении при температуре от 5 до 40°С.

При хранении детали из резины должны находиться в расправленном виде, исключающем их деформацию, трещинообразование; детали должны быть защищены от воздействия прямых солнечных тепловых и радиоактивных лучей, от попадания на них масла, бензина, керосина и действия их паров, а также от воздействия кислот, щелочей, агрессивных газов и других веществ, разрушающих резину.

Приложение 3

ЗНАЧЕНИЯ УВЕЛИЧЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ С КОСВЕННЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ОБМОТОК ВОДОРОДОМ ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ВОДОРОДА СВЫШЕ НОМИНАЛЬНОГО

Турбогенератор	Мощность турбогенератора, % номинальной, при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см²)					
	0,005 (0,05)	0,05 (0,5)	0,07 (0,7)	0,1 (1,0)	0,15 (1,5)	0,2 (2,0)
ТВ2-30-2, ТВ-50-2, ТГВ-25 (25 МВт, $\cos\varphi$=0,75)	100	108	111	115	120	-
ТГВ-25 (30 МВт, $\cos\varphi$=0,8)	100	104	105	108	112	-
ТВС-30, ТВ2-100-2	-	100	105	108	112	-
ТВ2-150-2	-	-	100	103*	108*	-
ТВ-60-2	-	-	-	100	105	108

*Только для машин с форсированным охлаждением обмотки ротора.

Примечания: 1. У турбогенераторов ТВС-30 повышение избыточного давления водорода без усиления торцевых щитов разрешается до 0,1 МПа (1 кгс/см²) включительно. — 2. Мощность турбогенераторов ТВ2-100-2 ограничивается при избыточном давлении 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) по условиям нагрева обмотки ротора. — 3. Запрещается эксплуатация с нагрузкой выше номинальной турбогенераторов ТВ2-150-2, роторы которых не прошли модернизацию по переводу на форсированное охлаждение обмотки.

Приложение 4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ РАБОТЫ В РЕЖИМЕ СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

Все турбо- и гидрогенераторы могут работать в режиме синхронных компенсаторов. При этом допустимая реактивная нагрузка в режимах синхронного компенсатора с перевозбуждением и недовозбуждением устанавливается в соответствии с п.2.22 настоящей Инструкции.

Целесообразность работы генератора в режиме синхронного компенсатора определяется энергосистемой на основании технико-экономических расчетов.

Для длительной работы в режиме синхронного компенсатора паровая турбина должна быть отключена от генератора, а рабочее колесо турбины гидроагрегата должно быть опущено. Для турбогенераторов мощностью 6 МВт и ниже возможна работа в режиме синхронного компенсатора с подключенной турбиной, если беспаровой режим допустим по условиям работы турбины. Для турбогенераторов мощностью 100 и 200 МВт возможна работа с турбиной при впуске пара в цилиндр низкого давления без срыва вакуума. Для капсульных гидрогенераторов с непосредственным соединением гидрогенераторов и гидротурбин по специальному разрешению завода-изготовителя турбины допускается работа генератора в режиме синхронного компенсатора с гидротурбиной, проточная часть которой, заполнена водой.

Операции по пуску генератора с присоединенной турбиной для работы в режиме синхронного компенсатора нужно производить в последовательности, предусмотренной местной инструкцией по пуску турбины. Возможен также перевод генератора из генераторного режима в режим синхронного компенсатора.

Пуск турбогенератора, отсоединенного от турбины, может осуществляться частотным способом и способом асинхронного пуска. Последний допустим только для турбогенераторов с цельными массивными роторами, бандажи которых отставлены.

Гидрогенератор или турбогенератор с присоединенной турбиной пускается обычным путем, т.е. турбиной, но может быть использован способ частотного пуска.

Регулирование реактивной нагрузки генератора, работающего в режиме синхронного компенсатора, следует осуществлять изменением тока возбуждения. Скорость изменения реактивной нагрузки не ограничивается. Максимальные допустимые токи по статору и ротору устанавливаются в соответствии с эксплуатационной картой нагрузок.

I. Перевод турбогенератора, отсоединенного от турбины, в режим синхронного компенсатора

I.1. Общие требования

Для использования турбогенератора, отсоединенного от турбины, в качестве синхронного компенсатора необходимо предварительно выполнить следующие основные работы:

а) проверить наличие на валу генератора упоров, обеспечивающих устранение осевого перемещения ротора; установить при их отсутствии ограничители в виде дополнительных вкладышей или торцевых упоров, конструкция которых определяется конструкцией полумуфты. Разбег вала между упорами должен быть меньше зазора между вентилятором и его щитком на торцевой крышке.

Примечание. Для турбогенераторов, имеющих торцевые уплотнения с пружинным прижатием, необходимость упоров устанавливается в зависимости от особенностей конструкции уплотнений;

б) установить отдельный масляный насос для смазки подшипников; если при отсоединенной и остановленной турбине маслоснабжение подшипников генератора прекращается, в качестве привода для рабочего насоса следует применять короткозамкнутый асинхронный двигатель; в качестве резервного насоса может быть использован пусковой или резервный масляный насос турбины с электроприводом или паровым приводом, причем давление масла от этих насосов должно соответствовать нормальному рабочему давлению масла на подшипниках генератора;

в) разобрать соединительную муфту между турбиной и генератором, зазор между полумуфтами должен быть больше одностороннего значения разбега ротора;

г) заглушить маслопроводы от подшипников и регулятора турбины.

I.2. Частотный пуск турбогенератора

При частотном пуске желательно осуществлять возбуждение ведомого и ведущего генераторов от двух отдельно стоящих источников постоянного тока (резервного возбудителя, двигателя генера-

торных установок постоянного тока и т.п.); мощность каждого должна быть достаточной для того, чтобы обеспечить возбуждение холостого хода при номинальном напряжении соответствующего генератора. Допускается применение источника возбуждения ведомого генератора несколько меньшей мощности, но не менее той, которая необходима для обеспечения возбуждения, соответствующего половине тока возбуждения холостого хода при номинальном напряжении генератора.

Поскольку при соединении обмоток возбуждения источников постоянного тока по схеме самовозбуждения не обеспечивается устойчивое возбуждение ведомого генератора, следует применять в этом случае схему независимого возбуждения с питанием от аккумуляторной батареи.

При наличии одного отдельного источника возбуждения мощность должна быть достаточной для обеспечения требуемого возбуждения ведомого и ведущего генераторов; в этом случае целесообразно также предусмотреть регулируемое сопротивление в цепи ротора ведомого генератора, позволяющее устанавливать ток возбуждения, равный половине тока возбуждения холостого хода при номинальном напряжении, и повышать его до полного значения в две-три ступени. Устройства гашения поля обоих генераторов должны быть включены по нормальной схеме.

При частотном способе пуска турбогенератора для использования его в качестве синхронного компенсатора операции необходимо выполнять в следующей последовательности:

а) пустить масляный насос ведомого турбогенератора и прогреть его подшипники маслом до температуры 35-40°С;

б) привести ведущий турбогенератор и его турбину в состояние полной готовности к пуску с предварительно прогретой турбиной;

в) пустить воду в маслоохладитель и газоохладитель ведомого турбогенератора;

г) собрать схему соединений турбогенераторов на генераторном напряжении или через блочные трансформаторы, для чего выделить их на резервную систему шин, находящуюся без напряжения; выключатели обоих турбогенераторов или блоков должны быть включены.

Примечание. Допускается связь между турбогенераторами через линию электропередачи;

д) подготовить возбудители к пуску; непосредственно перед впуском пара для трогания с места ведущего агрегата подать возбуждение и установить токи возбуждения турбогенераторов равными:

при непосредственном соединении статоров обеих машин: на ведущем турбогенераторе - току холостого хода при номинальном напряжении, на ведомом - половине тока холостого хода при номинальном напряжении;

при соединении статоров обоих турбогенераторов через блочные трансформаторы: на ведущем турбогенераторе I,I-I,2 тока холостого хода турбогенератора при номинальном напряжении, а на ведомом - половине тока холостого хода при номинальном напряжении.

Примечание. В том случае, когда связь между генераторами осуществляется линией значительной длины, оптимальные токи возбуждения определяются специальным расчетом;

е) начать после установления указанных токов возбуждения медленный пуск ведущего агрегата. Время с момента подачи возбуждения до момента трогания ведомого турбогенератора не должно быть больше 3 мин. При затяжке пуска возможны повреждения контактных колец и перегрев обмотки ротора. Вращение ротора ведомого турбогенератора должно начаться одновременно с вращением ведущего. Убедившись в этом, увеличивают поступление пара и плавно повышают скорость ведущего турбогенератора. Скорость ведомого турбогенератора при этом должна соответственно повышаться.

Если ротор ведомого турбогенератора с началом вращения ведущего не стронется с места или будут происходить его качания (заметные по показаниям амперметров цепей статора и ротора), то следует несколько увеличить ток возбуждения ведущего турбогенератора. Если в течение 3 мин не произойдет пуск ведомого турбогенератора, необходимо снять с обоих турбогенераторов возбуждение, остановить ведущий турбогенератор и повторно прогреть масло в подшипниках ведомого турбогенератора. После прогрева масла и подшипников вновь произвести пуск в соответствии с указаниями п.I.2, д и е настоящего приложения;

ж) отрегулировать по достижении турбогенераторами частоты вращения, равной 0,5-0,6 номинальной, возбуждение ведомого турбогенератора так, чтобы уравнительные токи в цепи статора были сведены до минимума.

Примечание. В некоторых случаях для возбуждения ведомого турбогенератора может применяться источник тока, мощность которого недостаточна для обеспечения номинального тока холостого хода при номинальном напряжении, или один источник возбуждения для обоих турбогенераторов без регулирования возбуждения ведомого турбогенератора, однако при этом условия пуска ухудшаются.

Уравнительный ток (А) между генераторами будет определяться разностью ЭДС двух связанных генераторов и может быть подсчитан по формуле

$$I_{ур} = \frac{E_1 - E_2}{\sqrt{3}\left(X_{d_1} + X_{d_2} + X_{вн}\right)},$$

где E_1 и E_2 – линейные ЭДС ведущего и ведомого генераторов, определяемые по характеристикам холостого хода для заданных токов возбуждения, В;

X_{d_1} и X_{d_2} – синхронные индуктивные сопротивления по продольной оси ведомого и ведущего генераторов, Ом;

$X_{вн}$ – внешнее индуктивное сопротивление, приведенное к стороне генераторного напряжения, Ом.

Поскольку турбогенераторы вращаются синхронно, в расчет принимается арифметическая разность ЭДС.

Значения ЭДС и индуктивных сопротивлений изменяются пропорционально частоте вращения, поэтому в расчетах принимаются значения всех параметров при синхронной скорости;

з) перевести при достижении турбогенераторами номинальной частоты вращения ведомый турбогенератор на возбуждение от своего возбудителя в соответствии с указаниями приложения 9 настоящей Инструкции. После перевода произвести выравнивание ЭДС ведомого и ведущего турбогенераторов до установления минимального тока статора;

и) произвести по приборам одного из турбогенераторов синхронизацию его с сетью, тем самым обеспечивая синхронное включение в сеть обоих турбогенераторов;

к) отключить ведущий турбогенератор от сети (или оставить в работе, если это требуется по условиям режима) и собрать рабочую схему электростанции.

I.3. Асинхронный пуск турбогенератора

Во избежание повреждения посадочных мест бандажей на бочке ротора асинхронный пуск допустим только для тех турбогенераторов, роторы которых имеют отставленные бандажи (с посадкой только на центрирующее кольцо).

Для турбогенераторов с проволочными бандажами и наборными роторами асинхронный пуск не допускается.

Напряжение на выводах турбогенератора в начальной стадии пуска определяют расчетом, исходя из наличия подключенных индуктивных сопротивлений (трансформаторов, токоограничивающих реакторов, участков линии электропередачи и т.п.). Для этого удобнее всего привести схему связи генератора с сетью к виду, представленному на рис.П4.I, а все индуктивные сопротивления привести к единому базисному напряжению и мощности. Тогда напряжение на выводах турбогенератора в начальной стадии его асинхронного пуска будет:

$$U_n = \frac{X''_d}{X''_d + X_p} U_{шI}, \qquad U_{шI} = \frac{X''_d + X_p}{X''_d + X_p + (X_T + X_C)\left(1 + \frac{X''_d + X_p}{X_{наг}}\right)} U_C,$$

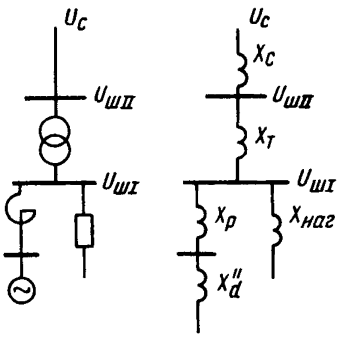

Рис.П4.I. Схема для расчета асинхронного пуска генератора

где U_c - напряжение в узле нагрузки, которое может быть принято равным I,05 номинального.

Допустимость режима асинхронного пуска следует проверять по условиям воздействия на другие потребители (понижение напряжения на высокой $U_{ш\,I}$ и низкой $U_{ш\,I}$ сторонах трансформатора) и на турбогенератор (нагрев бочки ротора, усилия, возникающие в лобовых частях обмотки статора). Ограничивающим, как правило, является нагрев бочки ротора за время пуска, расчетное значение которого не должно превышать 200°С. Для расчета нагрева во время пуска необходимо определить удельные потери в зубцовой поверхности и продолжительность пуска, по которым определяется наибольшее превышение температуры поверхности (рис.П4.2). Удельные потери (кВт/м^2) в зубцовой поверхности определяются по формуле

$$\Delta p = \frac{3 I_{ном}^2 r'_{р.к.}}{(X''_d)^2 F_з} U_п^2 \cdot 10^{-3},$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток статора генератора, А;
$U_п$ - напряжение на выводах генераторов при пуске, отн.ед.;
$r'_{р.к.}$ - приведенное к статору сопротивление ротора, Ом, которое может быть подсчитано по результатам опыта определения X''_d и X''_q при питании обмотки статора напряжением промышленной частоты и неподвижном роторе за вычетом потерь в обмотке статора или по формуле

$$r'_{р.к.} = \frac{m_п P_{ном} (X''_d)^2}{3 I_{ном}^2} \cdot 10^3,$$

где $m_п$ - кратность начального пускового момента, отн.ед.;
$P_{ном}$ - номинальная мощность генератора, кВт;
X''_d - сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора, отн.ед.

Для турбогенераторов мощностью до I2 МВт включительно при определении $r'_{р.к.}$ расчетным путем допускается принимать кратность начального пускового момента равной 2,4.

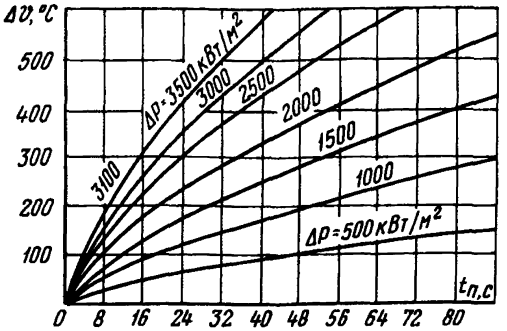

Рис.П4.2. Зависимость наибольшего превышения температуры поверхности ротора от времени пуска при различных удельных потерях в зубцовой поверхности

Площадь поверхности ротора $F_з$ ($м^2$) определяется по формуле

$$F_з = \pi D_р L K ,$$

где $D_р$ - диаметр бочки ротора, м;

L - длина бочки ротора, м;

K - коэффициент, учитывающий уменьшение поверхности за счет пазов; если неизвестны конструктивные данные, то обычно принимается К = 0,65.

Подсчет длительности пуска (с) приближенно может быть произведен по формуле

$$t_п \approx \frac{T_j}{U_п^2 m_{a\,ср}} ,$$

где T_j - механическая постоянная времени агрегата, определяемая по формуле

$$T_j = \frac{GD^2 n^2}{365 P_{ном}} ,$$

где GD^2 - маховой момент агрегата, $м^2$;

n - номинальная частота вращения турбогенератора, об/мин;

$U_п$ - напряжение при пуске, отн.ед.;

$m_{a\,ср}$ - средний асинхронный момент (отн.ед.), который может быть принят равным $0{,}85\,m_п$ или определен по формуле

$$m_{a\,ср} = 0{,}85\,\frac{3I^2_{ном}\cdot r'_{р.к}}{(X''d)^2 P_{ном}}\cdot 10^{-3}.$$

По кривым рис.П4.2 для соответствующих Δp и $t_п$ определяется превышение температуры ротора при асинхронном пуске.

При необходимости напряжение в начальной стадии пуска должно быть понижено до требуемого значения путем использования возможности подключения дополнительных индуктивных сопротивлений.

При отсутствии расчетных или экспериментальных данных по определенному типу турбогенератора пуск его может быть осуществлен при напряжении на выводах, равном 0,5 номинального или ниже.

В тех случаях, когда пуски предполагаются достаточно частыми, для снижения напряжения при пуске следует предусмотреть установку дополнительных шунтируемых реакторов.

Асинхронный пуск турбогенератора следует выполнять в следующей последовательности:

пустить масляный насос турбогенератора и прогреть его подшипники маслом до температуры 35-40°С;

пустить воду в масло- и газоохладители турбогенератора:

убедиться в том, что обмотка ротора турбогенератора замкнута на якорь возбудителя (если в качестве возбудителя применяется коллекторная машина постоянного тока, механически связанная с валом пускаемой машины) или на резистор сопротивлением, равным трехпятикратному сопротивлению обмотки ротора. Резистор должен выдерживать длительно 20% номинального тока возбуждения пускаемого турбогенератора. Реостат возбуждения возбудителя при пуске с подключенным якорем возбудителя должен быть установлен в положение, примерно соответствующее возбуждению при холостом ходе с номинальным возбуждением;

подготовить схему пуска. Если для ограничения пускового тока применяются шунтируемые реакторы, убедиться, что шунтирующий выключатель отключен;

включить турбогенератор в сеть;

установить по достижении синхронной скорости требуемое возбуждение, если генератор пускался с глухо подключенным возбудителем, или подключить возбудитель (включить АГП). Произвести внешний осмотр и убедиться в том, что масло в подшипники подается в достаточном количестве.

Если применяется реактор, то он должен быть зашунтирован по достижении турбогенератором синхронной частоты вращения, после чего производится регулирование возбуждения.

2. Перевод гидрогенератора в режим синхронного компенсатора

Перевод гидрогенератора в режим синхронного компенсатора можно производить из любого режима без останова агрегата.

При переводе гидрогенератора в режим синхронного компенсатора в том случае, когда рабочее колесо турбины расположено выше уровня воды в нижнем бьефе, необходимо сорвать вакуум впуском под рабочее колесо воздуха из атмосферы при закрытом направляющем аппарате. В тех случаях, когда рабочее колесо гидротурбины расположено ниже уровня воды в нижнем бьефе, следует применять отжатие воды (после срыва вакуума) впуском в область рабочего колеса воздуха под давлением от специальных ресиверов. Объем и давление воздуха в ресиверах определяются заводом-изготовителем турбины.

2.I. Срыв вакуума

Срыв вакуума производить в следующей последовательности:

разгрузить агрегат, работающий в сети, от активной нагрузки до полного закрытия направляющего аппарата без отключения генератора от сети. Гидрогенератор начинает работать двигателем, потребляя активную мощность из сети;

впустить в камеру рабочего колеса турбины атмосферный воздух через установленные для этой цели трубы.

Контроль за состоянием турбины и ее обслуживание при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора остаются без изменений;

после срыва вакуума закрыть все вентили на трубопроводах, подводящих воздух в турбину (для ускорения в случае необходимости обратного перехода в генераторный режим);

загрузить гидрогенератор реактивной нагрузкой (путем увеличения возбуждения).

2.2. Освобождение рабочего колеса от воды

Освобождение производить откатием воды в следующей последовательности:

после разгрузки агрегата от активной нагрузки и закрытия направляющего аппарата открыть вентили на крышке турбины для впуска воздуха из атмосферы и срыва вакуума в полости рабочего колеса;

после срыва вакуума пустить в камеру рабочего колеса сжатый воздух из ресиверов. Значение создаваемого в камере избыточного давления должно обеспечить снижение уровня воды до отметки нижнего торца колеса;

после освобождения рабочего колеса от воды, что определяется по манометру, присоединенному к камере рабочего колеса, либо по уменьшению потребляемой активной мощности, впуск сжатого воздуха должен быть прекращен. Утечки воздуха из камеры рабочего колеса необходимо восполнять с помощью компрессора, который включается в работу периодически при падении давления в камере; наблюдение за давлением вести по манометру.

2.3. Пуск гидрогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора частотным методом

Пуск производить следующим образом:

сорвать вакуум и откачать воду из камеры рабочего колеса, как указано в п.2 настоящего приложения;

произвести предварительную смазку пяты;

перевести регулятор частоты вращения вспомогательного агрегата на ручное регулирование.

В остальном частотный пуск гидрогенератора производить так же, как и турбогенератора (см.п.I.2 настоящего приложения).

Приложение 5

УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ИСПЫТАНИЙ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ В АСИНХРОННОМ РЕЖИМЕ

При испытании турбогенератора в асинхронном режиме рекомендуется проводить опыты с имитацией следующих возможных в эксплуатации случаев потери возбуждения:

обрыв цепи возбуждения;

замыкание обмотки возбуждения на гасительное сопротивление;

замыкание обмотки возбуждения накоротко.

Опыты вывода в асинхронный режим могут проводиться при постепенном ступенчатом повышении нагрузки турбогенератора с обмоткой возбуждения, соединенной по требуемой схеме. На каждой ступени нагрузки опыты по всем трем схемам соединения обмотки возбуждения могут быть совмещены.

Перед проведением опытов должны быть выполнены соответствующие расчеты ожидаемого понижения напряжения при работе турбогенератора в асинхронном режиме, проведена оценка поведения параллельно работающих генераторов, системы собственных нужд и действия токовой защиты. Должны быть приняты меры по предотвращению отключения отдельных присоединений от действия перегрузочной защиты.

При наличии у турбогенератора устройства блокировки, отключающего турбогенератор при отключении АГП, его следует на время опытов вывести из действия.

Ниже приводится рекомендуемый порядок проведения опытов для двух наиболее распространенных видов гашения поля с применением автоматов АГП-I, АГП-I2, АГП-30, АГП-60 с гашением поля на дугогасящей решетке или переводом преобразователя в инверторный режим и автоматов с замыканием обмотки ротора на гасительный резистор с последующим отключением якоря возбудителя (схема ХЭМЗ).

Гашение поля с применением дугогасящей решетки или переводом преобразователей в инверторный режим

Перед проведением опыта следует установить вспомогательный контактор, шунтирующий резистор самосинхронизации и рассчитанный на длительный ток, равный 0,2 номинального тока возбуждения. При заданной нагрузке перевести турбогенератор в асинхронный режим отключением АГП с предварительно разомкнутой цепью управления основным контактором, включающим обмотку ротора на сопротивление самосинхронизации. При этом турбогенератор переходит в асинхронный режим с разомкнутой обмоткой возбуждения.

После необходимых измерений обмотку возбуждения замкнуть на сопротивление самосинхронизации, для чего восстановить цепь управления основным контактором.

После очередных измерений резистор замкнуть накоротко с помощью вспомогательного контактора. Опять произвести необходимые измерения, после чего отключить вспомогательный контактор, включением АГП или снятием инвертирования подать возбуждение и турбогенератор переходит в синхронный режим.

Гашение поля по схеме ХЭМЗ

Перед проведением опыта необходимо установить вспомогательный контактор (или рубильник), шунтирующий гасительное сопротивление и нормально замкнутые контакты АГП и рассчитанный на длительный ток, равный 0,2 номинального тока возбуждения. При заданной нагрузке отключением АГП турбогенератор перевести в асинхронный режим с обмоткой возбуждения, замкнутой на гасительное сопротивление. После проведения необходимых измерений обмотку возбуждения замкнуть накоротко включением вспомогательного контактора. Снова произвести необходимые измерения и установить прокладку (из гетинакса или текстолита) между нормально замкнутыми контактами АГП, после чего вспомогательный контактор отключить и турбогенератор переходит в асинхронный режим с разомкнутой обмоткой возбуждения. После проведения необходимых измерений изоляционную прокладку между контактами удалить, включением АГП подать возбуждение (не меняя уставок регулятора возбуждения) и турбогенератор переходит в синхронный режим.

При испытаниях измерить и зафиксировать следующие величины:

у испытываемого турбогенератора - активную мощность, ток и напряжение статора, реактивную мощность (отдаваемую в сеть и потребляемую из сети в асинхронном режиме), напряжение на кольцах ротора, скольжение, потери в роторе;

у параллельно работающих генераторов и присоединений - реактивную мощность и напряжение.

Скольжение (%) определяется по формуле (для частоты 50 Гц)

$$S = \frac{N_{ст}}{t} \quad или \quad S = \frac{2N_{рот}}{t} \ ,$$

где $N_{ст}$ и $N_{рот}$ - число полных колебаний стрелок амперметров статора и ротора или вольтметра, подключенного к кольцам ротора, за время t , с.

Потери в роторе (кВт) определяются по формуле

$$\Delta p = pS \ ,$$

где p - активная мощность, кВт;

S - скольжение, отн.ед.

Продолжительность нахождения генератора в асинхронном режиме определяется временем, необходимым для отсчетов по приборам. В целях получения более точных результатов рекомендуется основные измерения производить с использованием осциллографа. Испытания следует проводить при нескольких (три-пять) нагрузках, начиная с минимальной (примерно 15-20% номинальной), до такой, при которой перегрузка по току статора не будет превышать допустимую. Во время опытов с разомкнутой обмоткой возбуждения следует обращать внимание на то, чтобы напряжение на кольцах ротора было ниже испытательного.

По полученным результатам испытаний строятся зависимости тока статора, активной мощности и потерь в роторе от скольжения и по ним определяется допустимая нагрузка, при которой турбогенератор может работать в асинхронном режиме, исходя из условий, изложенных в п.2.27 настоящей Инструкции.

Приложение 6

ПРОВЕРКА ЧЕРЕДОВАНИЯ ФАЗ И СИНХРОНИЗАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА ГЕНЕРАТОРА

Проверку чередования фаз нужно производить перед включением в сеть вводимого в эксплуатацию генератора и после окончания капитального ремонта, если во время последнего производились работы в первичных цепях генератора, которые могли привести к изменению чередования фаз.

Проверка синхронизационного устройства генератора должна производиться при вводе генератора в эксплуатацию и после окончания капитального ремонта, если в процессе последнего производились изменения в первичных цепях генератора, работы на трансформаторах напряжения или в цепях синхронизационного устройства.

Проверку чередования фаз генератора следует производить двумя способами:

первый способ применяют при наличии свободной системы шин. По этому способу к трансформатору напряжения, установленному на свободной системе шин, необходимо присоединить указатель чередования фаз. Затем на эту систему шин поочередно подать напряжение от генератора (трансформатора блока) и от сети. Если в обоих случаях диск указателя будет вращаться в одну и ту же сторону, то чередование фаз правильно, а если в разные стороны, то необходимо поменять местами две фазы генератора (трансформатора блока) и снова произвести проверку;

второй способ применяют при отсутствии свободной системы шин. По этому способу к трансформатору напряжения генератора следует присоединить указатель чередования фаз. Разобрать схему "нуля" неподвижного генератора и на трансформатор напряжения генератора подать напряжение сети. Затем отключить выключатель генератора (или блока), собрать схему "нуля", после чего генератор разворачивается и возбуждается и на трансформатор напряжения генератора подается напряжение генератора. Если в обоих случаях диск указателя вращается в одну и ту же сторону, чередование фаз правильно. Если между генератором и его трансформатором напряжения имеется разъединитель (или накладка), то разбирать схему "нуля" генерато-

ра не требуется, а достаточно перед подачей напряжения от сети отключить разъединитель (или снять накладку).

Проверка синхронизационного устройства одного генератора (блока) может совмещаться с проверкой чередования фаз и производиться подачей на него синхронного и несинхронного напряжений:

от свободной системы шин (или шин, с которыми синхронизируется генератор);

от генератора (через соответствующий трансформатор напряжения).

Если имеются затруднения в проверке синхронизационного устройства на синхронном напряжении, то следует проверить его на несинхронном напряжении, а генератор включать в сеть способом самосинхронизации. После этого при работе генератора в системе синхронизационное устройство необходимо проверить на синхронном напряжении.

Приложение 7

ГАЗОВЫЕ ОБЪЕМЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ
С ВОДОРОДНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ (С ВСТАВЛЕННЫМ РОТОРОМ)

Турбогенератор	Газовый объем, $м^3$	Турбогенератор	Газовый объем, $м^3$
ТВ2-30-2	26	ТВВ-165-2	53
ТВ-50-2	50	ТВВ-200-2	56
ТВ-60-2	50	ТВВ-320-2	87
ТВ2-100-2	65	ТВВ-500-2	100
ТВ2-150-2	100	ТВВ-800-2	126
ТВФ-60-2	34	ТГВ-25	26
ТВФ-63-2		ТВС-30	26
ТВФ-100-2	50	ТГВ-200	70
ТВФ-120-2		ТГВ-300	75
		ТГВ-500	73

Приложение 8

О ЛИКВИДАЦИИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ БЛОКОВ ПРИ НЕПОЛНОФАЗНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЯХ И ВКЛЮЧЕНИЯХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При неполнофазных отключениях и включениях воздушных выключателей напряжением 110 кВ и выше и масляных выключателей с пофазным приводом методы ликвидации несимметричных режимов блоков на тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 150 МВт и выше или с турбогенераторами меньшей мощностью с непосредственным охлаждением зависят от режима работы и нагрузки генератора во время возникновения неполнофазного режима:

1. Если неполнофазный режим возник во время работы блока под нагрузкой в результате аварийного отключения выключателя, то для предотвращения повреждения генератора токами обратной последовательности от действия релейной защиты должно осуществляться отключение смежных выключателей для обесточения секции или системы шин, к которой присоединен блок. Если релейная защита откажет или окажется выведенной из действия, то персонал должен быстро отключить вручную все смежные выключатели для обесточения секции или системы шин, что позволит вывести отказавший выключатель в ремонт. Допускается произвести однократную попытку дистанционного отключения отказавшего выключателя.

Если по значению нагрузки и при наличии технических средств представляется возможным быстро полностью разгрузить блок по активной и реактивной мощности, то отключение смежных выключателей не производится и после разгрузки генератора они переводятся на другую систему шин, после чего оставшийся на системе шин генератор останавливается и его выключатель выводится в ремонт. При наличии свободной системы шин (или обходной) на нее переводится генератор, что значительно упрощает и сокращает указанный объем работ.

После перевода генератора на обходную систему шин и выключения обходного выключателя восстанавливается полнофазный режим работы генератора, что позволяет продолжить работу генератора.

Режим работы турбины во время проведения работ по ликвидации несимметричного режима (продолжительность которых может со-

ставить 30-40 мин и более) определяется местными инструкциями, учитывающими характеристики и особенности каждой турбины.

2. На тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 150 МВт и выше или с турбогенераторами меньшей мощностью с непосредственным охлаждением должны быть установлены устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) или специальные устройства резервирования, действующие на отключение смежных выключателей секции или системы шин (к которой присоединен блок) при отказах выключателей, в том числе сопровождаемых неполнофазным отключением выключателя блока.

На турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше должны быть установлены чувствительные защиты обратной последовательности с фильтр-реле РТФ-6М или другие аналогичные защиты с зависимой характеристикой выдержки времени.

3. Если неполнофазный режим возник во время останова блока после его полной разгрузки по активной и реактивной мощности (или соответственно неполнофазный режим возник при включении блока), то небольшое значение тока статора возбужденного генератора обусловливает небольшое значение тока обратной последовательности, в большинстве случаев не приводящее к повреждению генератора. В этом случае при наличии контроля значения тока обратной последовательности (используя защиту обратной последовательности) смежные выключатели не отключаются, а переводятся на другую систему шин. И в данном случае при наличии свободной или обходной системы шин на нее целесообразно перевести генератор, после чего вывести его выключатель в ремонт.

При останове блока персонал должен отключить АГП генератора только после того, как по сигнализации и по показаниям приборов убедиться в отключении выключателя всеми тремя фазами.

4. При наличии на электростанции блоков с генераторами различной мощности и с различными способами охлаждения обмоток только отказ выключателя блока генератора мощностью 150 МВт и выше или генератора с непосредственным охлаждением должен вызвать автоматическое отключение выключателей смежных присоединений.

5. На остальных электростанциях с блоками генератор-трансформатор при отказе выключателя блока с пофазным управлением генератор должен быть немедленно и полностью разгружен по актив-

ной и реактивной мощности и смежные выключатели переведены на другую систему шин, что позволит обесточить систему шин или секцию и вывести поврежденный выключатель в ремонт.

При наличии свободной или обходной системы шин на нее переводится генератор.

6. На трансформаторах блока, имеющих неполную изоляцию обмотки со стороны нулевых выводов и нормально разземленные нейтрали, следует заземлять последние перед отключением и включением блока, используя для этого короткозамыкатель или разъединитель с дистанционным управлением.

Приложение 9

ПЕРЕВОД ВОЗБУЖДЕНИЯ РАБОТАЮЩЕГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА С ОСНОВНОГО ВОЗБУДИТЕЛЯ НА РЕЗЕРВНЫЙ И ОБРАТНО

I. Общие положения

Обмотка ротора генератора с аппаратурой гашения поля и измерительными приборами (амперметром, вольтметром) присоединяется к сборным шинам возбуждения данного генератора без коммутационной аппаратуры.

Источники возбуждения (основной и резервный) генератора присоединяются к тем же сборным шинам посредством соответствующей коммутационной аппаратуры (рубильники, разъединители, выключатели). В цепи источников возбуждения (основного и резервного) генераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора установка выключателей с дистанционным управлением обязательна. Перевод возбуждения должен выполняться только с помощью указанных выключателей.

Принципиальная схема подключения обмотки ротора к возбудителям приведена на рис.П9.I.

Схемой предусматривается проверка соответствия полярности возбудителей перед включением их на параллельную работу с помощью магнитоэлектрических вольтметров; по этим же вольтметрам производятся регулирование требуемого напряжения подключаемого возбудителя и измерение напряжения возбудителей.

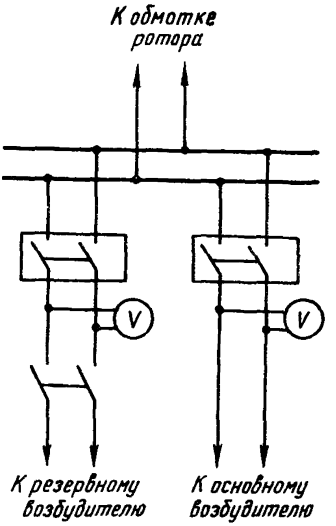

Рис.П9.I. Схема включения основного и резервного возбудителей

Переход с основного возбудителя на резервный и обратно допускается производить без отключения генератора от сети либо при кратковременной параллельной работе обоих возбудителей, либо с отключением одного и включением другого возбудителя, т.е. с кратковременной работой генератора без возбуждения.

Порядок перехода с основного возбудителя на резервный и обратно зависит от типа основной системы возбуждения.

Имеются два типа основных возбудителей: коллекторный - коллекторная машина постоянного тока и со статическими управляемыми (ионными, тиристорными) или неуправляемыми (диодными) выпрямителями.

В качестве резервных возбудителей обычно применяются коллекторные машины постоянного тока.

У генераторов ТГВ-300, имеющих основные и резервные возбудители ВТ-I600, ВТ-I600А, ВТ-I600Р и ВТ-I600АРВ, переход с рабочего на резервное возбуждение и обратно производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

2. Переход с основного возбудителя на резервный и обратно при кратковременной параллельной их работе

Переход с основного коллекторного возбудителя постоянного тока на резервный коллекторный возбудитель

2.1. Согласно местной инструкции подготовить к работе резервный возбудитель и его схему для включения на сборные шины возбуждения генератора.

2.2. Резервный возбудитель возбудить до напряжения на якоре примерно на 10% выше напряжения основного работающего возбудителя.

2.3. Проверить соответствие полярностей основного работающего и резервного возбудителей.

2.4. Резервный возбудитель подключить к сборным шинам возбуждения генератора как можно скорее (за 1-2 с), после этого отключить основной возбудитель.

П р и м е ч а н и е . При разности напряжений примерно 10% на якорях основного работающего и вводимого в работу резервного возбудителей перераспределение нагрузок между ними происходит в течение 1-3 с, поэтому операции по переключению рубильников или автоматов должны производиться быстро. Если в процессе переключений произойдет задержка в отключении рубильника или автомата в цепи якоря работающего возбудителя, последний может перейти в двигательный режим работы и отключение его будет связано с разрывом значительного тока, чего допускать не следует. Во избежание этого необходимо иметь прямую связь со щитом управления (или блочным щитом) и при невозможности отключения работающего возбудителя отключить АГП генератора (погасить поле основного возбудителя) и сразу отключить от сети электродвигатель резервного возбудителя. Затем необходимо отключить основной возбудитель, включить электродвигатель резервного возбудителя и после восстановления напряжения на резервном возбудителе подключить его к обмотке возбуждения генератора, после чего включить АГП. Все операции, проводимые после отключения АГП, должны производиться быстро. Для повышения успешности перевода желательно предварительно снизить нагрузку генератора до 0,6 номинальной.

2.5. Разобрать схему основного возбудителя в соответствии с местной инструкцией.

Переход с основного возбудителя со статическими выпрямителями на резервный коллекторный возбудитель

2.6. Выполнить операции, указанные в пп.2.1-2.3 настоящего приложения.

Примечание. Напряжение, до которого должен возбуждаться резервный возбудитель, зависит от его нагрузочной характеристики. Если нагрузочная характеристика расположена выше характеристики холостого хода, то резервный возбудитель следует возбуждать до включения его на параллельную работу не более чем на 5% выше напряжения основного возбудителя, а если нагрузочная характеристика расположена ниже характеристики холостого хода - на 15-20% выше напряжения основного возбудителя.

2.7. Резервный возбудитель подключить к сборным шинам. Сразу же после этого отключить автомат ввода основного возбудителя.

2.8. Разобрать схему основного возбудителя.

Переход с основного бесщеточного диодного возбудителя (при наличии контактных колец) на резервный коллекторный возбудитель

2.9. Согласно местной инструкции подготовить к работе резервный возбудитель и схему для подключения его якоря на сборные шины возбуждения генератора.

2.10. Резервный возбудитель возбудить до напряжения на якоре примерно на 10% выше напряжения основного работающего возбудителя.

2.11. Проверить соответствие полярностей основного работающего и резервного возбудителей.

2.12. Резервный возбудитель подключить к сборным шинам возбуждения генератора и как можно скорее (за 1-2 с) после этого развозбудить основной бесщеточный возбудитель.

Примечание. При переводе на резервный возбудитель цепи возбуждения основного возбудителя не отделять от обмотки ротора.

Переход с резервного коллекторного возбудителя на основной коллекторный возбудитель постоянного тока

2.13. Согласно местной инструкции подготовить к работе основной возбудитель.

2.I4. Вводимый в работу основной возбудитель возбудить до напряжения на якоре на 5% выше напряжения работающего резервного возбудителя.

2.I5. Проверить соответствие полярностей работающего резервного и основного возбудителей.

2.I6. Основной возбудитель подключить к сборным шинам возбуждения генератора и как можно скорее(за I-2 с) отключить резервный возбудитель.

2.I7. Разобрать схему и остановить резервный возбудитель в соответствии с указаниями местной инструкции.

Переход с резервного возбудителя на основной ионный (тиристорный) возбудитель

2.I8. Согласно местной инструкции подготовить к работе основной возбудитель.

2.I9. Ключом управления АРВ возбудителя напряжение на выходе ионного или тиристорного возбудителя установить на 20-50 В ниже напряжения работающего резервного возбудителя.

2.20. Проверить соответствие полярностей работающего резервного и подключаемого основного возбудителя.

2.2I. Основной возбудитель подключить к сборным шинам возбуждения генератора, после чего сразу же отключить работающий резервный возбудитель. В случае необходимости произвести регулирование возбуждения.

2.22. Разобрать схему и остановить резервный возбудитель в соответствии с указаниями местной инструкции.

Переход с резервного возбудителя на основной с диодными выпрямителями и последовательной обмоткой

2.23. Согласно местной инструкции подготовить к работе основной возбудитель.

2.24. Уставку напряжения АРВ основного возбудителя установит таким образом, чтобы напряжение во время работы основного возбудителя примерно соответствовало напряжению работающего резервного возбудителя, поскольку на холостом ходу ток в последовательной

обмотке основного возбудителя отсутствует и напряжение холостого хода его будет значительно ниже напряжения работающего резервного возбудителя.

2.25. Проверить соответствие полярностей работающего резервного и основного возбудителей.

2.26. Основной возбудитель подключить к сборным шинам возбуждения генератора. При этом вентили остаются закрытыми, ток по основному возбудителю не проходит. До отключения резервного возбудителя повышать возбуждение основного возбудителя не следует.

2.27. Отключить резервный возбудитель, после чего основной возбудитель автоматически набирает нагрузку. В случае необходимости произвести регулирование возбуждения.

2.28. Остановить резервный возбудитель и разобрать его схему.

Переход с резервного возбудителя на основной бесщеточный диодный возбудитель (при наличии контактных колец на роторе)

2.29. Согласно местной инструкции подготовить к работе основной возбудитель.

2.30. Уставку напряжения АРВ основного возбудителя выбрать таким образом, чтобы напряжение во время работы основного возбудителя примерно соответствовало напряжению работающего резервного возбудителя.

2.3I. Основной бесщеточный возбудитель возбуждается толчком согласно выбранной уставке АРВ. При этом вентили остаются закрытыми до момента равенства средних значений напряжения на обоих возбудителях.

До отключения резервного возбудителя повышать возбуждение основного возбудителя не следует.

2.32. Отключить резервный возбудитель, после чего основной возбудитель автоматически набирает нагрузку. В случае необходимости произвести регулирование возбуждения.

2.33. Остановить резервный возбудитель и разобрать его схему.

Примечание. Если напряжение вводимого в работу основного возбудителя превышает напряжение работающего резервного возбудителя на значение около I0%, то после

перераспределения нагрузок между возбудителями резервный возбудитель может перейти в двигательный режим работы, который может вызвать повреждение обмотки якоря или преобразователя основного возбудителя. Для исключения такого режима необходимо операцию по переключению автоматов ввода возбудителей (или рубильников) производить быстро без задержек (за 1-2 с). Кроме того, нужно следить за тем, чтобы напряжение основного возбудителя не превышало бы напряжение резервного возбудителя.

Примечания к п.2 настоящего приложения: 1. Если во время перехода с основного возбудителя на резервный произошел отказ в отключении основного возбудителя, необходимо немедленно отключить только что включенный резервный возбудитель. 2. Если во время перехода с работающего резервного возбудителя на основной произошел отказ в отключении работающего резервного возбудителя, необходимо немедленно отключить только что включенный основной возбудитель.

3. Переход с основного возбудителя на резервный и наоборот с промежуточным отключением АГП

Если для данного генератора допускается асинхронный режим работы, то при нагрузках, не превышающих приведенные в п.2.27 настоящей Инструкции, можно производить переход с основного возбудителя на резервный и обратно (с промежуточным отключением АГП).

При таком способе перехода с одного возбудителя на другой устанавливается следующий порядок операций:

возбудитель, вводимый в работу, возбудить до напряжения несколько выше напряжения работающего возбудителя;

проверить соответствие полярностей работающего и вводимого в работу возбудителей;

отключить автомат гашения поля генератора, но генератор оставить подключенным к сети;

отключить работающий возбудитель;

включить возбудитель, вводимый в работу, а затем автомат гашения поля. Отрегулировать возбуждение по требуемого значения;

разобрать схему отключенного возбудителя в соответствии с указаниями местной инструкции.

Приложение IC

О ДОПУСТИМОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ ПРИ ВЫХОДЕ ИЗ СТРОЯ ЧАСТИ ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ

При повреждении части термометров сопротивления, контролирующих температуру обмотки и активной стали статоров, а также охлаждающего газа генераторов с косвенным и непосредственным охлаждением, необходимо руководствоваться следующим:

I. Восстановить при первой возможности работоспособность всех термометров сопротивления, повреждения которых находятся в пазов статора, а также установленных под клиньями. При частичной или полной перемотке обмотки статора по причинам, не связанным с тепловым контролем, во время ремонта восстановить все вышедшие из строя термометры сопротивления, расположенные в ремонтируемой части статора. Выемку стержней статорной обмотки только в целях ремонта термометров сопротивления, как правило, производить не следует.

2. Допускается длительная эксплуатация генераторов с косвенным охлаждением при выходе из строя части термометров сопротивления, если в каждой фазе генератора и в каждой зоне по длине статора генератора (две концевых и одна средняя) осталось в работе не менее одного термометра сопротивления, контролирующего температуру меди и стали статора.

3. Допускается длительная эксплуатация генераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора серии ТГВ при выходе из строя не более 5% термометров сопротивления, заложенных под клинья, и, если в каждой фазе генератора и в каждой зоне по длине статора осталось не менее одного термометра сопротивления, контролирующих температуру активной стали статора.

При несоблюдении условий, указанных в пп.2 и 3 данного приложения, следует восстановить во время ближайшего капитального ремонта работоспособность всех термометров сопротивления, заложенных в генераторе.

4. Допускается оставлять в работе генераторы с непосредственным охлаждением обмотки статора серии ТГВ при выходе из строя части термометров сопротивления в следующих случаях:

при замыкании на землю в проводке термометра сопротивления вне сердечника статора. При первой возможности необходимо устранить это замыкание;

при обрыве проводки термометра сопротивления (если сопротивление изоляции относительно корпуса машины обоих его концов более 0,5 МОм) и при замыкании между витками. Поврежденный термометр сопротивления следует отключить от схемы теплового контроля, тщательно заизолировать оба конца и заменить его во время ближайшего капитального ремонта;

при замыкании на землю в самом термометре сопротивления или его проводки в сердечнике статора, если обеспечивается постоянное наблюдение за равенством напряжений обоих концов термометра сопротивления относительно земли. Поврежденный термометр сопротивления следует заменить при первой возможности исправным.

При изменении напряжения одного из концов термометра сопротивления генератор должен быть выведен в аварийный ремонт;

при повреждении термометра сопротивления, измеряющего температуру обмотки статора, если имеется схема дифференциального контроля температуры воды на линии слива из обмотки статора или она может быть введена в работу. Поврежденный термометр сопротивления следует заменить при первой возможности исправным. При отсутствии такого дифференциального контроля генератор должен быть выведен в аварийный ремонт.

Приложение II

О НЕДОПУСТИМОСТИ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С НЕПОСРЕДСТВЕННЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ ОБМОТОК ПРИ СНИЖЕНИИ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ В ЦЕПЯХ ВОЗБУЖДЕНИЯ

У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток, работающих с большими токами возбуждения, замыкания на корпус обмотки ротора в двух точках даже при быстром отключении турбогенератора и гашении его поля в результате действия соответствующей защиты могут вызывать значительные повреждения ротора, требующие продолжительного ремонта машин в заводских условиях.

Своевременный останов турбогенератора при глубоком снижении сопротивления изоляции и замыкании на корпус обмотки ротора в одной точке уменьшает, как правило, объем повреждений. Восстановительный ремонт в этом случае может быть выполнен в станционных условиях в сравнительно короткие сроки.

Для предотвращения значительных повреждений роторов турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток в случаях снижения сопротивления изоляции необходимо:

I. Уточнять местонахождение участков со сниженным сопротивлением изоляции за время не более I ч переводом турбогенераторов на резервное возбуждение при снижении сопротивления изоляции;

у турбогенераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и элементов возбуждения до 8 кОм и ниже (первая группа);

у турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки ротора или вентилей рабочей системы возбуждения, а также с водяным охлаждением обмотки и вентилей до 2,5 кОм (вторая группа);

у турбогенераторов ТГВ-500 с водяным охлаждением обмотки ротора до 7,5 кОм.

2. Оставлять турбогенераторы в работе на резервном возбуждении до устранения причины снижения сопротивления изоляции в цепи рабочей системы возбуждения.

Если же после перевода турбогенератора на резервное возбуждение сопротивление изоляции не восстановится или такой перевод не возможен, а значение сопротивления изоляции при этом составляет менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы, менее I,5 кОм для турбогенераторов второй группы и менее 7,5 кОм для турбогенераторов ТГВ-500, то турбогенераторы в течение I ч необходимо разгрузить и остановить для ремонта.

В тех случаях, когда сопротивление изоляции имеет значение не менее 4 кОм для турбогенераторов первой группы и не менее I,5 кОм для турбогенераторов второй группы, турбогенераторы при первой возможности, но не позднее чем через 7 сут, следует вывести в ремонт.

До вывода турбогенераторов в ремонт сопротивление изоляции цепей возбуждения необходимо контролировать не реже четырех раз в смену.

3. У турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения при наличии контактных колец осуществлять перевод на резервное

возбуждение при снижении сопротивления изоляции до значений, указанных в п.I настоящего приложения, для уменьшения тока емкостной утечки через участок со сниженным сопротивлением изоляции.

Поскольку таким переводом уточнить местонахождение участков со сниженным сопротивлением изоляции нельзя, действия персонала должны определяться требованиями п.2 настоящего приложения, даже если после перевода на резервное возбуждение сопротивление изоляции повысится и станет больше значений, указанных в п.I.

Приложение I2

УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЮ СТАЛИ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА

Сердечник статора набирается из тонких (обычно толщиной 0,5 мм) листов стали, изолированных один от другого пленкой лака или слоем тонкой бумаги. Нормальный собранный сердечник статора должен быть плотно спрессован и монолитен. Наличие на листах стали заусенцев, не устраненных при сборке сердечника, недостаточная плотность прессовки и прочие дефекты могут вызвать замыкание между листами, вследствие чего могут возникнуть местные нагревы, что со временем может привести к так называемому "пожару" стали, особенно опасному в зубцовой зоне статора.

Местный перегрев стали в зубцовой зоне статора может привести к повреждению и пробою изоляции обмотки. Своевременное выявление местных перегревов стали повышает надежность работы генераторов.

Состояние стали статора необходимо периодически проверять в целях выявления дефектов. Кроме того, испытание стали статора необходимо производить до и после частичной или полной перемотки обмотки статора.

Испытание следует производить в соответствии с действующими "Нормами испытания электрооборудования" при индукции I,0 Т в течение 90 мин. У генераторов с непосредственным охлаждением обмоток испытание производится при индукции I,4 Т в течение 45 мин.

Допускается проведение испытаний с индукцией I,0 Т в течение 90 мин для турбогенераторов ТГВ-200 до заводского заказа

№ 1568 и для турбогенераторов ТГВ-300 до заводского заказа № 2326.

Удельные потери в сердечнике, максимальный перегрев зубцов и наибольшая резность их нагрева к концу испытаний не должны превышать значений, приведенных в табл.9.

Таблица 9

Допустимые удельные потери и нагревы сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при		Наибольший перегрев зубцов, °С	Наибольшая разность нагрева зубцов, °С
Новое обозначение	Старое обозначение	B=1,0 Т	B=1,4 Т		
3412	Э 320	1,54	2,97	25 (18)	15 (10)
3413	Э 330	1,32	2,53		

Примечание. В скобках даны значения для турбогенераторов, выпущенных после 1 июля 1977 г.

Испытание стали статора на нагревание осуществляется переменным магнитным потоком, при прохождении которого по замкнутой магнитной цепи, образованной спинкой (ярмом) статора, сталь последнего нагревается равномерно за исключением тех мест, где имеются замыкания между листами. В поврежденных местах возникают токи, вызванные переменным магнитным потоком и протекающие в замкнутом контуре, образовавшемся вследствие повреждения. Эти токи обуславливают появление местных нагревов.

При испытании на нагревание стали статора (рис.П12.1) магнитный поток создается специальной намагничивающей обмоткой 3, состоящей из нескольких витков кабеля, наматываемого через расточку статора. Для гидрогенераторов с большим диаметром статора намагничивающую обмотку следует располагать равномерно по окружности статора. Намагничивающая обмотка охватывает, кроме сердечника статора 2, станину генератора. Но, как показывает опыт, магнитный поток в массивных частях мал, и поэтому с достаточной степенью точности можно считать, что весь магнитный поток прохо-

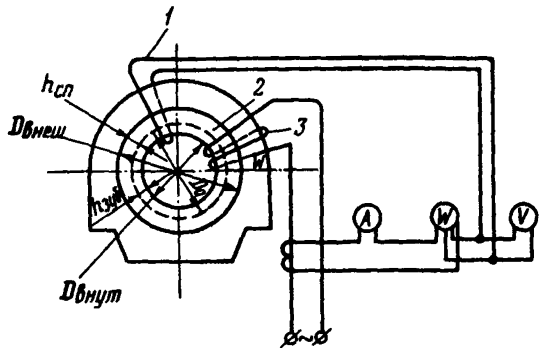

Рис.П12.1. Схема испытания стали статора:
1 - контрольная обмотка; 2 - сердечник;
3 - намагничивающая обмотка

дит в сердечнике статора. Магнитный поток, создаваемый намагничивающей обмоткой, замыкается линиями, концентричными расточке статора, поэтому в обмотке статора ЭДС не будет наводиться.

На расстоянии четверти окружности от намагничивающей обмотки рекомендуется установить контрольную обмотку I, являющуюся как бы вторичной обмоткой трансформатора, где сердечником служит спинка статора, а первичной обмоткой - намагничивающая обмотка. Контрольная обмотка служит для определения значения магнитного потока в спинке статора путем измерения напряжения $U_к$ на ее зажимах. При этом индукция $B_{оп}$ (Т) во время опыта определяется по формуле

$$B_{оп} = \frac{U_к \cdot 10^4}{4{,}44 f w_к Q} ,$$

где f - частота подводимого напряжения, Гц;
$w_к$ - количество витков контрольной обмотки;
Q - поперечное сечение спинки статора, $см^2$.

Расчет намагничивающей обмотки производится в соответствии с приложением 13 к настоящей Инструкции. Там же даны указания по выбору источника питания.

Испытания рекомендуется производить в такой последовательности:

перед испытанием заземлить обмотку статора;

через расточку статора намотать обе обмотки и собрать схему испытаний;

через 10-15 мин после подачи напряжения на намагничивающую обмотку ее отключить и проверить на ощупь нагрев зубцов;

выбрав наиболее холодные зубцы и наиболее нагретые, установить вдоль выбранных зубцов несколько термопар или ртутных термометров. Термопары рекомендуется сразу же установить и в других местах с повышенным нагревом, а также в спинке сердечника.

После этого непосредственно перед включением намагничивающей обмотки произвести измерение температуры по установленным термопарам и термометрам для определения нагрева за время испытания.

Каждые 10-15 мин необходимо записывать показания приборов и температуру по термопарам и термометрам. После окончания опыта и снятия напряжения с намагничивающей обмотки следует вновь проверить на ощупь нагрев зубцов и при обнаружении новых мест повышенного нагрева установить в этих местах термопары или ртутные термометры и повторить опыт.

Для выявления нагретых мест и снятия карты нагревов целесообразно применять искатель местных перегревов ИМП-3 и тепловизор-дефектоскоп "Статор".

В том случае, если индукция несколько отличается от 1,0 или 1,4 Т потери (Вт) привести к требуемой индукции по формуле

$$P_{1,0} = P_{on}\left(\frac{1,0}{B_{on}}\right)^2 \quad \text{или} \quad P_{1,4} = P_{on}\left(\frac{1,4}{B_{on}}\right)^2,$$

где P_{on} и B_{on} - значения активной мощности (Вт) и индукции (Т), полученные при испытании.

Удельные потери (Вт/кг) подсчитываются по формуле

$$\Delta p = \frac{P_{1,0}}{G} \quad \text{или} \quad \Delta p = \frac{P_{1,4}}{G},$$

где G - масса сердечника статора, кг.

В случае, если испытание стали сердечника производится со вставленным ротором, необходимо изолировать один конец вала ротора.

При испытании стали сердечника гидрогенератора с вынутыми полюсами ротора необходимо указать в протоколах, сколько и какие полюса были вынуты.

Приложение I3

УКАЗАНИЯ ПО СУШКЕ ГЕНЕРАТОРА

I. Сушка методом потерь в стали статора

Нагрев генератора следует осуществлять методом потерь на перемагничивание и вихревые токи в стали статора от создаваемого в ней переменного магнитного потока. Сушку можно производить как со вставленным ротором, так и без него.

Переменный магнитный поток создается намагничивающей обмоткой, наматываемой через расточку статора. Схема подключения намагничивающей обмотки приведена на рис.ПI3.I.

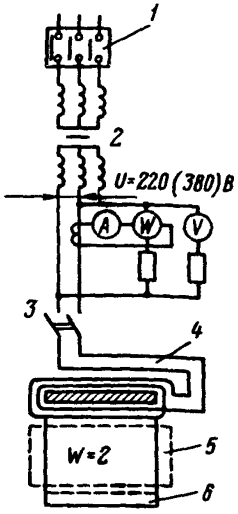

Рис.ПI3.I. Схема подключения намагничивающей обмотки для сушки генератора методом потерь в стали сердечника статора:
I - выключатель; 2 - трансформатор; 3 - рубильник (у стола дежурного); 4 - намагничивающая обмотка; 5 - ротор; 6 - сердечник статора

Измерения сопротивления изоляции обмотки статора во время сушки можно производить без снятия напряжения с намагничивающей обмотки, так как создаваемый ею магнитный поток, направленный по окружности статора, наводит в отдельных полувитках обмотки статора ЭДС, взаимно компенсируемые вследствие четного числа полувитков.

При сушке генератора со вставленным ротором, если контактные кольца расположены по разным сторонам бочки ротора, в обмотке ротора будет наводиться напряжение одного

витка, в связи с чем измерение сопротивления изоляции обмотки ротора можно производить, только сняв предварительно напряжение с намагничивающей обмотки или закоротив обмотку ротора.

Магнитный поток, создаваемый специальной намагничивающей обмоткой при сушке со вставленным ротором, будет наводить вдоль бочки ротора ЭДС одного витка. Во избежание короткого замыкания необходимо изолировать один конец вала ротора. Кроме того, должна быть устранена возможность замыкания на ротор лабиринтных уплотнений в торцевых щитах при закрытом генераторе.

В связи с тем, что ЭДС вдоль ротора может достигать значений, при которых недопустимо прикосновение обслуживающего персонала к концу вала, изолированный конец вала должен быть ограждён и должны быть вывешены предупредительные плакаты.

До проведения сушки должно быть тщательно проверено, нет ли каких-либо металлических предметов в расточке статора, наличие которых может вызвать замыкание стали статора и ее повреждение.

I.I. Устройство намагничивающей обмотки

Намагничивающую обмотку следует выполнять изолированным проводом.

Запрещается применять освинцованный или бронированный кабель.

Располагать обмотку по всей окружности нет необходимости; она может быть расположена в одном месте.

Учитывая, что в расточке статора температура воздуха будет значительно превышать температуру окружающей среды, нагрузка на провод намагничивающей обмотки принимается равной 0,5-0,7 предельно допустимой нагрузки для данного сечения.

При отсутствии провода необходимого сечения намагничивающая обмотка может быть выполнена из нескольких параллельных ветвей. Необходимость выполнения намагничивающей обмотки несколькими параллельными ветвями может вызываться также недостаточным воздушным зазором при сушке генератора со вставленным ротором.

От витков намагничивающей обмотки выполняются отпайки, соответствующие различным значениям индукции. Это позволяет производить регулирование теплового режима во время сушки при неизменном значении подводимого напряжения.

В расточке статора, а также в местах перегиба провода намагничивающей обмотки должны дополнительно изолироваться от стали статора и ротора прокладками из изолирующего материала (электрокартона и т.д.).

Питание намагничивающей обмотки осуществляется обычно от специально выделяемого трансформатора. Если напряжение одного трансформатора недостаточно, можно использовать два, соединяя линейные и фазные напряжения их вторичных обмоток так, чтобы обеспечить требуемую индукцию. Нули вторичных обмоток этих трансформаторов должны быть при этом разземлены.

I.2. Расчет намагничивающей обмотки

Количество витков намагничивающей обмотки определяется по формуле

$$W = \frac{U \cdot 10^4}{4{,}44 f Q B},$$

где U - действующее значение напряжения на намагничивающей обмотке, В;

f - частота подводимого напряжения, Гц;

Q - поперечное сечение спинки статора, $см^2$;

B - индукция, необходимая для создания соответствующего теплового режима, Т.

Принимая f = 50 Гц, получаем:

$$W = \frac{4{,}5\,U}{Q\left(\frac{B}{1{,}0 \text{ или } 1{,}4}\right)}, \quad Q = \ell_{сп} \cdot h_{сп},$$

где $\ell_{сп} = \kappa(\ell - n_{кан} \cdot \ell_{кан})$ - осевая длина сердечника статора, см;

κ - коэффициент заполнения для стали (для лакированной κ=0,93, для оклеенной бумагой κ=0,9);

ℓ - полная осевая длина сердечника статора с изоляцией и вентиляционными каналами, см;

$n_{кан}$ - число вентиляционных каналов;
$\ell_{кан}$ - ширина вентиляционного канала, см;
$h_{сп}$ - высота спинки статора, см;

$$h_{сп} = \frac{D_{внеш} - D_{внутр}}{2} - h_{зуб}$$

$D_{внеш}$ - внешний диаметр сердечника статора, см;
$D_{внутр}$ - внутренний диаметр сердечника статора, см;
$h_{зуб}$ - высота зуба или глубина паза, см.

Приведенные геометрические размеры стали статора указаны на рис.ПI3.2.

Ток намагничивания (А) подсчитывается по формуле

$$I = \frac{F}{W},$$

где $F = \pi D_0 H_0$ - полная намагничивающая сила(н.с.), А;

$D_0 = D_{внеш} - h_{сп}$ - диаметр сердечника, соответствующий середине спинки статора, см;

H_0 - напряженность поля (действующее значение), А/см.

$$H_0 = \frac{H_{0\,макс}}{\sqrt{2}}.$$

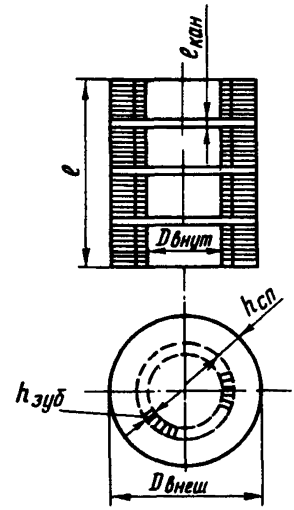

Рис.ПI3.2. Эскиз сердечника статора

Полная мощность источника питания (кВ·А), необходимая для сушки, определяется по формуле

$$S = \frac{U \cdot I}{1000}.$$

Активная мощность (кВт), необходимая для сушки,

$$P = pG ,$$

где p - удельные потери в стали сердечника собранного статора для данной индукции, Вт/кг;

G - масса сердечника статора без зубцового слоя, кг (зубцовый слой не учитывается, так как магнитный поток в нем весьма мал).

Принимая плотность γ = 7800 кг/м^3, получаем G в тоннах:

$$G = 24{,}5 D_a Q \cdot 10^{-6}.$$

Значения напряженности поля и удельных потерь в зависимости от индукции В приведены в табл.I0.

Сушка методом потерь в стали статора может применяться в сочетании с сушкой переменным током, равным 0,2-0,4 номинального тока статора, подаваемым в обмотку статора. При этом обмотка статора соединяется по схеме разомкнутого треугольника и присоединяется к части намагничивающей обмотки.

Напряжение, которое должно быть приложено к обмотке статора, определяется по формуле

$$U = (0{,}15 \div 0{,}24) \frac{U_{ном} \cdot I_c}{\sqrt{3} I_{ном}} ,$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение статора, В;

I_c - ток в обмотке при сушке статора, А;

$I_{ном}$ - номинальный ток статора, А.

Таблица I0

Напряженность поля и удельные потери в стали статора генератора при сушке методом потерь в стали статора (усредненные данные)

Наименование	Значение параметров генератора при индукции, Т					Марка активной стали
	0,5	0,6	0,7	0,8	I,0	
Для генераторов выпуска до I958 г.						
Напряженность поля, А/см	0,66-0,85	I,0-I,2	I,3-I,45	I,7-2,0	2,I5-2,8	
Удельные потери, Вт/кг	0,55	0,72	I,08	I,4I	2,2	Э-4А; Э-4АА; Э-42
Для генераторов выпуска с I958 г.						
Напряженность поля, А/см:						
линия проката стали сегментов поперек зубцов	0,5-0,6	0,8	0,9 I,0	I-I,2	I,3-I,5	
линия проката вдоль зубцов	0,8-I,I	I,I-I,3	I,3-I,5	I,6-I,8	2,0-2,2	Э-320 (34I2)
Удельные потери, Вт/кг:						
линия проката поперек зубцов	0,4	0,6	0,8	I,05	I,6	Э 330 (34I3)
линия проката вдоль зубцов	0,6	0,85	I,I5	I,5	2,3	

Примечание. Для генераторов выпуска до I932 г. мощностью до I0000 кВ·А напряженность поля и удельные потери примерно в два раза больше.

Для быстрого подъема температуры в начале сушки значение индукции В рекомендуется принимать равным 0,7-0,9 Т. После подъема температуры индукцию следует снижать до такого значения, чтобы потери в стали покрывали потерю тепла при установившемся тепловом режиме. Значение индукции при установившемся тепловом режиме может быть снижено до 0,4-0,6 Т.

Снижение индукции может достигаться регулированием подводимого напряжения или увеличением числа витков намагничивающей обмотки при неизменном напряжении, подводимом к намагничивающей обмотке.

В табл.II приведены основные данные, необходимые для расчета намагничивающей обмотки. Данные относятся к турбогенераторам отечественного производства.

Расчет витков намагничивающей обмотки для генераторов других типов может быть выполнен по приведенному выше методу.

Значения напряженности поля в этом случае могут быть взяты соответственно того же порядка, что и приведенные в табл.I0.

2. Сушка методом потерь в меди обмоток генератора при питании их постоянным током

Сушка методом потерь в меди обмоток генератора при питании постоянным током может производиться как на разобранном генераторе, так и на полностью собранной машине.

Фазы обмотки статора при использовании постоянного тока должны быть соединены последовательно для того, чтобы по всем фазам, а при наличии параллельных ветвей - также и по всем ветвям протекал один и тот же ток. Источником питания может быть статический выпрямитель или двигатель-генератор. Перед измерением сопротивления изоляции обмотки статора во избежание ее пробоя следует так отключать источники питания, чтобы не происходило разрыва постоянного тока. С этой целью статический выпрямитель надо отключить сначала со стороны переменного тока и лишь после этого разомкнуть цепь постоянного тока. При применении двигатель-генератора необходимо снимать возбуждение с генератора и после этого размыкать цепь. Указанные предосторожности следует выполнять также и при сушке обмотки ротора.

Значение тока сушки определяется условиями достижения необходимых температур при непрерывном протекании тока. Как правило, ток не должен превышать $0,5\text{-}0,7\,I_{ном}$.

Напряжение и мощность, потребляемые при сушке, подсчитываются по формулам

$$U=IR\ ;\quad P=I^2R\ ,$$

где R - сопротивление обмотки постоянному току (с учетом схемы соединения обмотки).

Сушку обмотки ротора постоянным током не следует применять, если сопротивление изоляции обмотки будет менее 2000 Ом. В этом случае нужно применять сушку ротора воздуходувками.

3. Сушка воздуходувками

При подаче воздуха от воздуходувки должно быть исключено попадание в генератор пыли, мусора и искр (при нагреве воздуха электрическими нагревателями).

Во время сушки необходимо следить за равномерным нагревом генератора, не допуская перегрева обмотки со стороны подачи горячего воздуха выше допустимого предела.

4. Режим и измерение температуры при сушке генераторов в неподвижном состоянии

При всех методах сушки должна быть обеспечена вентиляция машины или регулярный обмен воздуха.

Для создания равномерного нагрева всего генератора и уменьшения расхода тепла на сушку генератор должен быть тщательно утеплен. Особенно тщательно должны быть утеплены лобовые части обмотки статора.

Для повышения температуры в области лобовых частей и создания вентиляции на время сушки методом потерь в стали статора рекомендуется установка небольших воздуходувок, подающих нагретый воздух в область лобовых частей; температура входящего воздуха не должна превышать I00-II0°С.

Максимально допустимая температура нагрева при сушке не должна быть:

для обмотки статора с изоляцией класса В (компаундированной и некомпаундированной) - выше 90-95°С;

для запеченной обмотки ротора при косвенном охлаждении с изоляцией класса В - выше I20°С*;

Основные данные для расчета намагничивающей обмотки при

Тип турбогенератора	Мощность турбогенератора, МВт	Значения параметров, необходимые для расчета								
		I,4				I,0				
		Напряжение на виток, В	Полная н.с., А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В	Полная н.с., А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В
				S кВ·А	P кВт			S кВ·А	P кВт	
Т-2175/87	I0	–	–	–	–	I00	I260	I20	35	70
Т-22I0/87	I2	–	–	–	–	I20	I260	I45	42	84
Т-2270/98	24	–	–	–	–	I70	I372	232	67	II9
Т-4376/I42	44	–	–	–	–	I43	I760	252	70	I00
Т-290/70	3	–	–	–	–	39	742	29	I0,5	27
Т-I2-2	I2	–	–	–	–	90	I240	II2	32,2	63
Т-25-2	25	–	–	–	–	I47	I460	2I4	62	I03
Т-2-3,5-2	3,5	–	–	–	–	44	7I5	3I,5	II,4	3I
Т-2-6-2	6	–	–	–	–	58	I050	60	I7,2	40
Т-2-I2-2	I2	–	–	–	–	88	II50	I0I	29	62
Т-2-25-2	25	–	–	–	–	I38	I270	I75	50	96
Т-2-50-2	50	–	–	–	–	206	I560	320	93	I45
Т-2-I00-2	I00	–	–	–	–	4I0	I650	675	I96	288
ТГВ-25	25	–	–	–	–	I3I	I275	I70	32,5	9I,7
ТВС-30*	30	–	–	–	–	I23	7I0	92	27,8	86,3
						I3I	II275	I70	32,5	9I,7
ТВ-2-30-2	30	–	–	–	–	I38	I270	I82	50	97
ТВ-2-50-2 ТВ-50-2	50	–	–	–	–	206	I560	330	93	I44
ТВ-60-2	60	–	–	–	–	206	II56	238	68	I44
ТВ-I00-2	I00	–	–	–	–	340	I650	702	I96	239
ТВ-2-I50-2	I50	–	–	–	–	445	I860	980	2I9	3I2
ТВФ-60-2** ТВФ-63-2	60	235	900	2I2	I00	I63	II35	I85	5I	II5
ТВФ-60-2*** ТВФ-63-2	60	263	I000	263	II2	I85	III0	204	56	I30
ТВФ-I00-2 ТВФ-I20-2	I00	300	I980	595	I50	2I4	I240	266	75	I50
ТВВ-I65-2	I50	380	I980	752	I38	27I	740	200	99	I90
ТВФ-200-2	200	–	–	–	–	392	740	290	II5	265
ТВВ-200-2	200	460	2I00	990	I68	328	740	243	I00	230
ТГВ-200	200	496	3380	I850	2I6	354	800	284	II0	248
ТГВ-200М	2I0									

Таблица II

испытаниях и сушке генераторов методом потерь в стали статора

спинки статора при индукции, Т							Напряженность поля при I,4 Т, А/см	Напряженность поля при I,0 Т, А/см	Поперечное сечение спинки стали статора, $см^2$	Средний диаметр стали, см	Масса стали статора, т
0,7				0,5							
Полная н.с., А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В	Полная н.с., А	Потребляемая мощность						
	S кВ·А	P кВт			S кВ·А	P кВт					
605	42,5	I7,I	50	390	I9,5	8,75	-	2,8	4485	I44	I5,85
605	5I	20,6	60	390	23,4	I0,5	-	2,8	5392	I44	I9,I
660	78,5	32,8	85	425	36,2	I6,8	-	2,7	7640	I63	30,5
850	85	34,3	7I	546	38,8	I7,5	-	2,8	6440	202	3I,9
4I5	II,2	5,I	2I9	228	4,3	2,6	-	2,I5	I740	II0	4,75
590	37,2	I5,8	45	380	I7,I	8,0	-	2,7	4050	I46	I4,6
700	72	30,4	73	450	33	I5,5	-	2,7	66I0	I72	28,2
400	I2,4	5,6	22	200	4,8	2,8	-	2,I5	I970	I06	5,I7
500	20	8,4	29	320	9,3	4,3	-	2,7	2600	I23	7,8
548	34	I4	344	352	I5,5	7,2	-	2,7	3970	I35	I3,I
607	58	25	69	390	27	I2,5	-	2,7	6200	I50	22,7
745	I08	46	I03	480	49,5	23	-	2,7	9300	I84	42
787	226	96	205	508	I04	49	-	2,7	I8500	I94	89,2
686	66	I6,2	65,5	402	27,6	9,3	-	2,7	5900	I50,5	2I,2
497	45	I3,3	6I,6	355	23	7,7	-	I,5	5550	I50,5	20,2
686	66	I6,2	65,5	40	27,6	9,3		2,7	5900	I50,5	2I,2
635	62	25	69	355	25	I3	-	2,7	6300	I49	23
780	II3	46	I03	436	45	23	-	2,7	9300	I84	42
580	83	35	I03	370	38	I8	-	2,0	9300	I84	42
825	I97	96	I7I	463	79	49	-	2,7	I5350	I94	73
930	290	I08	223	52I	II6	55	-	2,7	20000	208	I02
520	60	25	82	325	27	I3	6÷8	I,98	7440	I8I	3I,7
5I5	67	28	93	320	30	I4	6÷8	2,0	8270	I76	35,0
775	II6	37	I07	430	46	I9	6÷8	I,9I	9560	I97,5	46,7
445	85	49	I36	296	40	25	2÷5	I,I2	I2200	206,6	6I,8
445	II8	56	I89	296	56	29	2÷5	I,I2	I7650	2I0,0	88,5
445	I03	59	I64	296	49	25	2÷5	I,I2	I4800	205,7	74,6
600	I65	54	I77	400	80	28	-	I,3	I5950	2I5,3	82,5

Тип турбогенератора	Мощность турбогенератора, МВт	Значения параметров, необходимые для расчета								
		I,4				I,0				
		Напряжение на виток, В	Полная н.с., А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В	Полная н.с., А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В
				S кВ·А	P кВт			S кВ·А	P кВт	
[ТГВ-200--2М](направление проката стали вдоль спинки)	[200]	468	3200	I652	I88	334	750	270	96	234
ТГВ-200М (направление проката стали вдоль зубцов)	200	468	3840	I930	294	334	I400	500	I50	234
ТГВ-300	300	532	3700	2I70	274	396	I040	430	I40	266
ТГВ-300-2 (сердечник статора с радиальными таврикаами)	300	565	3690	2I90	294	404	II00	500	I50	283
ТГВ-500 (направление проката стали вдоль спинки)	500	720	3560	2840	324	5I5	900	500	I65	360
ТГВ-500-2 (направление проката стали вдоль зубцов)	500	750	4230	3500	550	5I5	I600	900	280	360
ТВВ-320-2	300	675	I450	II00	257,6	483	740	357	I57	338
ТВВ-500-2 (направление проката стали вдоль спинки)	500	740	I020	II00	290	505	740	392	I95	354

*В числителе - значение при шихтовке по чертежам № 5ТХ67250I;

**Номинальное напряжение 6,3 кВ.

***Номинальное напряжение I0,5 кВ

Окончание таблицы II

спинки статора при индукции, Т							Напряженность поля при 1,4 Т, А/см	Напряженность поля при 1,0 Т, А/см	Поперечное сечение спинки стали статора, см²	Средний диаметр стали, см	Масса стали статора, т
0,7				0,5							
Полная н.с. А	Потребляемая мощность		Напряжение на виток, В	Полная н.с. А	Потребляемая мощность						
	S кВ·А	P кВт			S кВ·А	P кВт					
550	140	47	167	375	66	24	-	1,3	15050	203,6	73,15
900	240	74	167	650	120	38	-	2,2	15050	203,6	73,15
700	200	69	190	500	100	35	-	1,3	17850	236	108
800	260	73,5	202	550	127	37,5	-	1,3	19860	227	109,6
650	245	80	258	450	125	40	-	1,3	23200	226,7	126
1100	420	140	258	800	220	70	-	2,2	23200	226,7	126
444	150	91	242	296	72	46	2÷5	1,12	21700	215,3	115
444	164	96	253	296	78	48,5	2÷5	1,07	23800	221,4	121,3

в знаменателе - по чертежам № 5ТК672503.

для незапеченной обмотки ротора с изоляцией класса В - выше I00°С*.

Для обмотки ротора при непосредственном охлаждении с изоляцией класса В температура нагрева при сушке должна быть на I0°С ниже допустимой средней температуры по данным завода-изготовителя или ГОСТ.

Сушка должна производиться при температурах, близких к максимально допустимым, но не ниже 80°С.

При нагреве методом потерь в меди обмоток статора и ротора выделяющееся тепло не успевает распространяться по всему генератору и происходит интенсивный нагрев меди обмоток. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы температура не превышала указанных пределов. Для ограничения нагрева ротора или обмотки статора производятся периодические отключение и включение источника питания. Во время отключения источника питания выделяющееся тепло будит распределяться по всему объему генератора.

При сушке турбогенераторов со вставленным ротором следует регулярно поворачивать ротор валоповоротным механизмом.

Контроль за температурой

При сушке методом потерь в стали статора контроль за температурой в пазовой части можно вести по заводским термоиндикаторам; в области лобовых соединений - по двум-трем термопарам или термометрам расширения, которые необходимо установить с каждой стороны.

В случае отсутствия заводских термоиндикаторов для контроля за температурой статора следует установить не менее четырех термопар по окружности расточки, по возможности в средней части стали статора, если сушка проводится при вынутом роторе, и в спинке статора, если сушка проводится при вставленном роторе.

---

*Приведенные значения получены при измерении температуры по сопротивлению обмотки; при измерении только термометрами или термопарами температура не должна превышать II0°С для запеченной обмотки, 90°С - для незапеченной и 80°С - для роторов с непосредственным охлаждением обмотки.

Контроль за температурой ротора при этом методе сушки не производится.

При сушке методом потерь в меди обмоток на постоянном токе при неподвижном роторе контроль за температурой стали статора ведется по заводским термоиндикаторам и по методу сопротивления; контроль за температурой обмотки ротора ведется по методу сопротивления.

При установке на время сушки методом потерь в стали дополнительных термопар на сталь статора и ротора следует иметь в виду, что в проводах термопар могут наводиться ЭДС переменного тока. Поэтому провода термопар, выведенных к переключателю на столе дежурного, должны иметь хорошую изоляцию, исключающую возможность замыкания их между собой, а переключатель должен иметь конструкцию, исключающую возможность включения гальванометра между двумя термопарами, установленными в различных точках, при передвижении рукоятки из одного положения в другое.

Среднюю температуру меди обмоток статора и ротора можно определять по изменению сопротивления обмоток постоянному току, измеренного методом амперметра-вольтметра, по формуле

$$\vartheta_2 = \frac{R_2 - R_1}{R_1}(235 + \vartheta_1) + \vartheta_1 ,$$

где R_1 – сопротивление постоянному току в холодном состоянии при температуре ϑ_1 ;

R_2 – сопротивление постоянному току при искомой температуре ϑ_2 .

5. Измерение сопротивления изоляции и наблюдение за сушкой

Измерение сопротивления изоляции может производиться мегаомметром с ручным или электрическим приводом или катодным мегаомметром.

Для обмотки статора применяются мегаомметры на напряжение I000-2500 В, для обмоток ротора и возбудителей – на напряжение 500-I000 В.

Для определения влажности изоляции обмотки статора должны сниматься кривые зависимости сопротивления изоляции от времени приложения напряжения (кривые абсорбции) и определяться коэффициент абсорбции - отношение 60-секундного значения сопротивления изоляции к 15-секундному

$$\left(K_{60''} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}}\right).$$

Для построения кривых абсорбции сопротивление изоляции измеряется мегаомметром в течение I мин с отсчетами через каждые 15 с для каждой фазы отдельно при заземленных двух других.

Для исключения погрешностей, обусловленных остаточными зарядами, перед измерением сопротивления изоляции обмотка должна быть заземлена не меньше чем на 2 мин.

Во время сушки снятие кривых абсорбции рекомендуется производить в начале сушки в нагретом и холодном состоянии генератора, в конце сушки и в период остывания генератора (после сушки).

В процессе сушки каждый I-2 ч измеряется сопротивление изоляции с отсчетом 60 с после приложения напряжения и два раза в сутки определяется коэффициент абсорбции $K_{60''}$.

Типовые кривые изменения сопротивления изоляции и коэффициент абсорбции $K_{60''}$ за время сушки приведены на рис.ПI3.3.

Сушку обмотки статора следует проводить до тех пор, пока сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции $K_{60''}$ не будут неизменными в течение 3-5 ч при неизменной температуре, причем сопротивление изоляции должно быть не менее указанного в "Нормах испытания электрооборудования" для соответствующей температуры.

В случае необходимости разрешается прекращать сушку, если сопротивление изоляции при неизменной температуре возрастает и составляет не менее I МОм на I кВ номинального напряжения генератора.

Во время сушки у генератора должно быть непрерывное дежурство. Дежурный должен вести журнал сушки, в котором через каждый час записывает показания электроизмерительных приборов: температуры по заложенным заводским термоиндикаторам или термопарам и ртутным термометрам, временно устанавливаемым на период сушки,

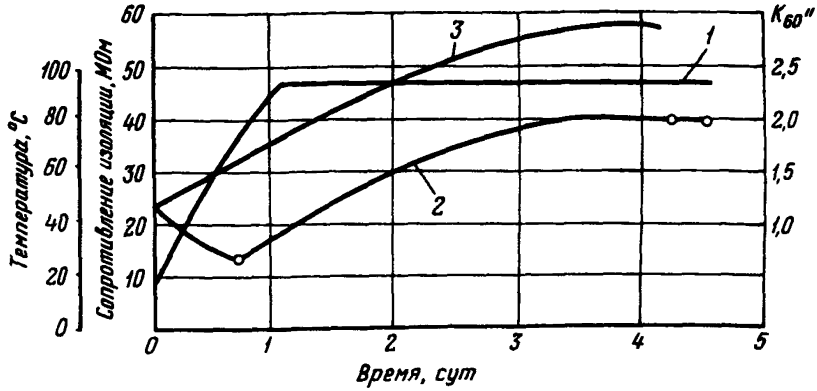

Рис.III3.3. График сушки генератора:
I - температура; 2 - сопротивление изоляции ($R_{из}$); 3 - коэффициент абсорбции ($K_{60''}$)

сопротивление изоляции обмоток статора и ротора по отношению к корпусу. Кроме того, дежурный отмечает время подачи и снятия напряжения, время открытия и закрытия люков, работы воздуходувок и другие данные, касающиеся сушки генератора.

Сушка обмотки ротора считается законченной, если сопротивление ее изоляции остается постоянным в течение не менее 3 ч и составляет не менее 0,5 МОм.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Введение 3

I. Общие требования 4

2. Режимы работы генераторов I2

3. Надзор и уход за генераторами 32

4. Неисправности генераторов 50

5. Испытания генераторов 62

6. Сушка генераторов 63

7. Общие указания по составлению местной производственной инструкции по эксплуатации генераторов 64

Приложение I. Снижение влажности водорода в турбогенераторах 65

Приложение 2. Рекомендации по хранению и испытаниям резервных стержней обмоток генераторов и синхронных компенсаторов, а также хранению резинотехнических уплотнительных изделий 67

Приложение 3. Значения увеличенной мощности генераторов с косвенным охлаждением обмоток водором при увеличении избыточного давления водорода свыше номинального 69

Приложение 4. Использование генераторов для работы в режиме синхронного компенсатора 69

Приложение 5. Указания по проведению испытаний турбогенераторов в асинхронном режиме 8I

Приложение 6. Проверка чередования фаз и синхронизационного устройства генератора 84

Приложение 7. Газовые объемы турбогенераторов с водородным охлаждением (с вставленным ротором) 85

Приложение 8. О ликвидации несимметричных режимов блоков при неполнофазных отключениях и включениях выключателей 86

Приложение 9. Перевод возбуждения работающего турбогенератора с основного возбудителя на резервный и обратно..... 88

Приложение I0. О допустимости эксплуатации генераторов при выходе из строя части термометров сопротивления 95

Приложение II. О недопустимости работы турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток при снижении сопротивления изоляции в цепях возбуждения..... 96

Приложение I2. Указания по испытанию стали сердечника статора 98

Приложение I3. Указания по сушке генератора I02

Ответственный редактор Р.П.Васнева
Литературный редактор А.А.Шиканян
Технический редактор Т.Ю.Савина
Корректор Л.Ф.Петрухина

Подписано к печати 28.12.88 Формат 60х84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.6,98 Уч.-изд.л. 6,6 Тираж 1850 экз.
Заказ № 514/18 Издат.№ 88688

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

gost.e-ecolog.ru