ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55260.2.2— 2023

Гидроэлектростанции

Часть 2-2

ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

Методики оценки технического состояния

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Филиалом акционерного общества «Институт Гидропроект» — «НИИЭС» (филиал АО «Институт Гидропроект» — «НИИЭС») совместно с публичным акционерным обществом «Федеральная гидрогенерирующая компания — «РусГидро» (ПАО «РусГидро») при участии Ассоциации организаций и работников гидроэнергетики «Гидроэнергетика России» (Ассоциация «Гидроэнергетика России»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 октября 2023 г. № 1304-ст

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения и обозначения 3
5 Требования к организации оценки технического состояния гидрогенераторов 4
6 Перечень методик и периодичность испытаний гидрогенераторов 5
7 Методики испытаний гидрогенераторов 16
Приложение А (рекомендуемое) Программа технического осмотра гидрогенераторов 18
Приложение Б (обязательное) Методика проведения эксплуатационных испытаний гидрогенераторов на нагревание 24
Приложение В (обязательное) Методика проведения вибрационных испытаний гидрогенераторов с определением форм статора, ротора и оценкой симметрии воздушного зазора 33
Приложение Г (обязательное) Нормы испытаний гидрогенераторов при ремонтах обмоток 41
Приложение Д (рекомендуемое) Методика контроля нагрева паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов с помощью термоиндикаторных этикеток 45
Приложение Е (обязательное) Нормы контроля гидрогенератора 47
Библиография 59

Введение

Настоящий стандарт разработан для гидроэнергетических компаний, занимающихся проведением оценки технического состояния вертикальных гидрогенераторов и генератор-двигателей.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гидроэлектростанции

Часть 2-2

ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

Методики оценки технического состояния

Hydro electric power plants. Part 2-2. Hydrogenerators. Procedure for evaluating technical condition

Дата введения — 2023—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к объему, периодичности и методикам проведения оценки технического состояния вертикальных синхронных явнополюсных гидрогенераторов и генератор-двигателей частотой 50 Гц, предназначенных для соединения непосредственно или через ускоряющую передачу с гидравлическими турбинами и изготовленных для нужд электроэнергетики.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения гидроэнергетическими компаниями, а также специализированными организациями, выполняющими работы по монтажу, наладке, испытаниям, ремонту и техническому обслуживанию гидрогенераторов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 5616 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия

ГОСТ 6651 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 8865 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация

ГОСТ 10169 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 11828 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 18188 Растворители марок 645, 646, 647, 648 для лакокрасочных материалов. Технические условия.

ГОСТ 19431 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 20911 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 25866 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 27471 Машины электрические вращающиеся. Термины и определения

ГОСТ IEC/TS 60034-27 Машины электрические вращающиеся Часть 27. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки отключенных от сети вращающихся электрических машин

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

ГОСТ Р 55260.3.2 Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины. Оценка технического состояния

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого

Издание официальное

стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 19431, ГОСТ 20911, ГОСТ 25866, ГОСТ 27471, ГОСТ Р 27.102, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **измерение:** Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу величины, обеспечивающих нахождение соотношения измеряемой величины с ее единицей в явном или неявном виде и получение значения этой величины.

3.2 **исправное состояние:** Состояние объекта, в котором все параметры объекта соответствуют всем требованиям, установленным в документации на этот объект.

3.3 **испытание:** Техническая операция, заключающаяся в определении одной или нескольких характеристик данной продукции в соответствии с установленной процедурой.

3.4 **испытательное выпрямленное напряжение:** Амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.

3.5 **испытательное напряжение промышленной частоты:** Действующее значение напряжения переменного тока 50 Гц, которое должна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и/или внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях.

3.6 **комплексное диагностическое обследование:** Комплекс мероприятий, проводимый по специальным программам для получения объективной и достоверной информации о техническом состоянии оборудования, его функциональных узлов и систем расширенными методами диагностирования с целью определения его пригодности к эксплуатации по правилам, установленным нормативно-техническим документом, разработки рекомендаций по рациональной эксплуатации и ремонту.

3.7 **контроль (технического состояния):** Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Примечание — Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени.

3.8 **мониторинг технического состояния:** Составная часть технического обслуживания, представляющая собой наблюдение за объектом с целью получения информации о его техническом состоянии и рабочих параметрах.

Примечания

1 Мониторинг может проводиться в процессе работы объекта непрерывно или через запланированные интервалы времени.

2 На основе данных мониторинга осуществляется контроль технического состояния и оценка остаточного ресурса объекта.

3.9 **напряжение линейное:** Напряжение между фазными проводами электрической сети.

3.10 **напряжение номинальное:** Напряжение, на которое спроектирована сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики.

3.11 **напряжение фазное:** Напряжение между фазным проводом и нейтралью.

3.12 **наработка:** Продолжительность или объем работы объекта.

3.13 **неисправное состояние:** Состояние объекта, в котором хотя бы один параметр объекта не соответствует хотя бы одному из требований, установленных в документации на этот объект.

3.14 **неработоспособное состояние:** Состояние объекта, в котором значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность объекта выполнять заданные функции, не соответствует требованиям документации на этот объект.

Примечание — Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

3.15 **предельно допустимое значение параметра;** *предельное значение*: Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

3.16 **предельное состояние:** Состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

3.17 **работоспособное состояние:** Состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативной и технической документации.

3.18 **ресурс:** Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до момента достижения предельного состояния.

3.19 **срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения объектом предельного состояния.

3.20 **тепловизионный инфракрасный контроль:** Дистанционное (бесконтактное) наблюдение, измерение и регистрация пространственного/пространственно-временного распределения радиационной температуры объектов путем формирования временной последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (в том числе температура окружающей среды, пропускание атмосферы, дистанция наблюдения).

3.21 **технический руководитель гидроэлектростанции:** Лицо в штате организации собственника (эксплуатирующей организации) гидроэлектростанции, уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования данного объекта электроэнергетики.

3.22 **техническое состояние:** Состояние объекта в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, характеризующееся фактическими значениями параметров, установленных в документации.

3.23 **(техническая) диагностика:** Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

3.24 **(техническое) диагностирование:** Определение технического состояния объекта.

Примечание — Задачами технического диагностирования являются:
- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

4 Сокращения и обозначения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

АЧХ — амплитудно-частотная характеристика;

ГЭС — гидроэлектростанция;

К — категория контроля электрооборудования при капитальном ремонте;

КЗ — короткое замыкание;

М — категория контроля электрооборудования между ремонтами;

П — категория контроля электрооборудования при вводе в эксплуатацию;

Т — категория контроля при текущем ремонте электрооборудования;

ТЭ — термоиндикаторная этикетка;

ХХ — холостой ход;

$2A_{кз}$ — размах вибраций в режиме короткого замыкания, мкм;

$I_{ном}$ — номинальный ток обмотки статора, А;

$i_{fном}$ — номинальный ток обмотки ротора, А;

p — число пар полюсов;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение обмотки статора, В;

P_f — мощность потерь в обмотке ротора, Вт;

R_{15} — значение сопротивления изоляции, измеренное мегаомметром и отсчитанное через 15 с после приложения напряжения, МОм;

R_{60} — значение сопротивления изоляции, измеренное мегаомметром и отсчитанное через 60 с после приложения напряжения, МОм;

r_f — активное сопротивление обмотки ротора, °С;

r_x, r_r — активные сопротивления обмотки ротора, измеренные в холодном и нагретом состояниях, мОм;

$\Delta_{рот.}$ — степень искажения формы ротора, %;

$\Delta_{ст.}$ — степень искажения формы статора, %;

$\vartheta_{пш.ном.}$ — номинальная температура сегментов генераторного подшипника, определенная по результатам эксплуатации, °С;

$\vartheta_{хг}$ — температура холодного воздуха, °С;

$\Delta\vartheta$ — превышение температуры, °С.

5 Требования к организации оценки технического состояния гидрогенераторов

5.1 На каждой ГЭС должна быть организована постоянная и периодическая оценки технического состояния гидрогенераторов.

5.2 Постоянная оценка технического состояния гидрогенераторов должна производиться оперативным персоналом ГЭС на основе данных о режимах работы, получаемых от систем управления гидроагрегатов, автоматизированных систем технического диагностирования, а также данных визуального контроля.

5.3 Периодическая оценка технического состояния гидрогенераторов выполняется лицами, отвечающими за их безопасную эксплуатацию, в соответствии с локальными нормативными актами ГЭС.

5.4 Периодическую оценку технического состояния гидрогенераторов проводят:

- при вводе в эксплуатацию;
- периодических осмотрах;
- испытаниях во время ремонтов и в межремонтный период;
- завершении ремонтов;
- комплексных диагностических обследованиях;
- расчете индексов технического состояния в соответствии с требованиями [1];
- технических освидетельствованиях, требования к которым определены в [2].

5.5 Периодичность и программа периодических осмотров должны быть установлены локальным нормативным актом ГЭС. Результаты осмотров необходимо фиксировать в специальном журнале, протоколе или акте осмотра. Рекомендуемая программа осмотра, выполняемого на остановленном гидрогенераторе, приведена в приложении А.

5.6 Объем и периодичность испытаний гидрогенераторов при вводе в эксплуатацию, во время ремонтов и в межремонтный период указаны в разделе 6.

5.7 Комплексное диагностическое обследование гидрогенераторов проводится по решению технического руководителя ГЭС в следующих случаях:

- при проведении технического освидетельствования;
- когда анализ результатов мониторинга, регламентных измерений, выполняемых в соответствии с типовыми объемами и нормами, не дают возможности определить причину неисправности или отказа.

Объем контроля при комплексном диагностическом обследовании определяется техническим руководителем ГЭС в зависимости от целей его проведения. Типовая программа комплексного диагностического обследования должна включать оценку технического состояния по всем методикам, указанным в настоящем стандарте.

5.8 Техническое состояние гидрогенераторов при периодических осмотрах и комплексном диагностическом обследовании должно оцениваться по критериям исправности и работоспособности в соответствии с ГОСТ Р 27.102 (исправное состояние, неисправное состояние, работоспособное состояние, неработоспособное состояние).

При вводе в эксплуатацию, испытаниях во время ремонтов и межремонтный период — по критерию соответствия требованиям нормативной документации (соответствует/не соответствует). В методиках могут быть указаны степени соответствия технического состояния (значения контролируемого параметра) требованиям нормативной документации (удовлетворительное, неудовлетворительное, недопустимое состояние).

Критерии и правила выставления оценок технического состояния гидрогенераторов при завершении ремонтов, проведении технических освидетельствований, расчете индексов технического состояния (см. [1], [2], [3]).

6 Перечень методик и периодичность испытаний гидрогенераторов

6.1 При вводе в эксплуатацию проводят следующие испытания и измерения:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки;
- испытания изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение сопротивления полюсов ротора переменному току;
- измерение воздушного зазора;
- определение характеристик ХХ и КЗ;
- испытание межвитковой изоляции обмотки статора;
- испытание на нагревание гидрогенератора;
- определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени гидрогенератора;
- измерение вибрации стальных конструкций и лобовых частей обмотки статора, опорных конструкций, диска подпятника, биений вала в районе генераторных подшипников;
- испытание воздухоохладителей гидравлическим давлением;
- проверку плотности водяной системы охлаждения обмотки статора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- осмотр и проверку устройств водяного охлаждения;
- проверку качества дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- проверку паек лобовых частей обмотки статора;
- измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках;
- измерение уровня частичных разрядов обмотки статора.

6.2 При капитальном ремонте проводят следующие испытания и измерения:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки;
- испытания изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение сопротивления обмотки ротора переменному току;
- измерение воздушного зазора;
- определение характеристик ХХ и КЗ;
- испытание межвитковой изоляции обмотки статора после ремонтов с полной или частичной заменой обмотки статора;
- испытание стали статора;
- измерение вибрации стальных конструкций и лобовых частей обмотки статора, опорных конструкций, диска подпятника, биений вала в районе генераторных подшипников;
- проверку качества дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- проверку плотности водяной системы охлаждения обмотки статора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- осмотр и проверку устройств водяного охлаждения;
- гидравлические испытания воздухоохладителей повышенным давлением;
- проверку паек лобовых частей обмотки статора;
- измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках;
- контроль плотности прессовки стали;
- измерение уровня частичных разрядов обмотки статора.

6.3 При текущем ремонте проводят следующие испытания:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- проверку качества дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора).

6.4 В межремонтный период проводят следующие испытания:

- испытание на нагревание;
- проверку качества дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- тепловизионный контроль щеточно-контактного аппарата.

6.5 Определение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с таблицей 6.1.

Сопротивление изоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Допускается проведение измерения сопротивления обмоток статора с водяным охлаждением без слива дистиллята по методикам, согласованным с заводом-изготовителем.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10 °С — 30 °С приведены в таблице 6.1.

Для температур выше 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в два раза на каждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30 °С.

Таблица 6.1 — Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Категория контроля	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1 Обмотка статора	П	2500/1000/500[2]	Не менее десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение R_{60}/R_{15} не ниже 1,3.
	П	2500	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку значения R_{60} и R_{60}/R_{15} не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах
	К, Т[1]	2500/1000/500[2]		
2 Обмотка ротора	П, К, Т[1], М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении с осушенной обмоткой)	—
3 Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П, К, Т[1], М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	—
4 Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К, Т[1]	1000	Не менее 0,5	—
5 Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря

Окончание таблицы 6.1

Испытуемый элемент	Категория контроля	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
6 Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	—
7 Подшипники	П, К	1000	Не менее 0,3	Измерение производится, если позволяет конструкция гидрогенератора и в заводской инструкции не указаны более жесткие нормы
8 Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора	П, К	—	—	—
- с косвенным охлаждением обмоток статора		250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра — по заводской инструкции
- с непосредственным охлаждением обмоток статора		500	Не менее 0,5	—

[1] В случаях, когда не требуется проведение специально для этой цели демонтажных работ, при текущих ремонтах измеряется сопротивление изоляции следующих элементов гидрогенератора: обмотки статора; обмотки ротора; системы возбуждения с непосредственным водяным охлаждением. Допускается проводить измерения вместе с ошиновкой.

[2] Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 до 1 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ — мегаомметром на напряжение 2500 В.

6.6 Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию гидрогенераторов зависимость испытательного выпрямленного напряжения от номинального напряжения генераторов следующая: 1,28 ($2U_{ном}$ + 1).

В эксплуатации изоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением у гидрогенераторов, начиная с мощности 5000 кВт.

Для гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимают равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Для межремонтных испытаний испытательное выпрямленное напряжение выбирается по указанию технического руководителя ГЭС. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения (если оно предусмотрено) было не более чем на $0,5U_{ном}$ по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатов токи утечки не нормируются, но по характеру зависимости их от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Токи утечки для построения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится через 15 и 60 с. Ступени должны быть близкими к $0,5U_{ном}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения,

особенно на последних ступенях напряжения (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения) является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы.

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности. Коэффициент нелинейности рассчитывают по формуле

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}}, \quad (1)$$

где $U_{нб}$ — наибольшее, т. е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени);

$U_{нм}$ — наименьшее напряжение (напряжение первой ступени);

$I_{нб}$, $I_{нм}$ — токи утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.

Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Для вновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Коэффициент нелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. Рост тока утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта (включая увлажнение изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают значений, указанных ниже:

Кратность испытательного напряжения по отношению к $U_{ном}$	0,5;	1,0;	1,5 и выше
Ток утечки, мкА	250;	500;	1000

Примечание — У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция.

Испытание изоляции полным испытательным напряжением в течение 60 с с определением тока утечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

6.7 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается по таблице 6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Изоляцию обмотки статора машин, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора до очистки изоляции от загрязнения.

В гидрогенераторах с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции в системе охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и номинальном расходе, если в инструкции завода — изготовителя генератора не указано иначе.

При первом включении гидрогенератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмотки статора.

При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускаются.

Перед включением гидрогенератора в работу по окончании монтажа или ремонта необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытания — 1 мин.

Таблица 6.2 — Испытательные напряжения промышленной частоты

Испытуемый элемент	Категория контроля	Характеристика или тип гидрогенератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1 Обмотка статора гидрогенератора	П	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ	$0{,}8(2U_{ном} + 1)$, но не менее 1,2	—

Окончание таблицы 6.2

Испытуемый элемент	Категория контроля	Характеристика или тип гидрогенератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$0,8(2U_{ном} + 1)$	—
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 кВ до 6,6 кВ включительно	$0,8(2U_{ном} + 1)$	—
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 кВ до 20 кВ включительно	$0,8(2U_{ном} + 1)$	—
2 Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2U_{ном} + 1$	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по позиции 2, а после установки — по позиции 1 таблицы 6.2
	—	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 кВ до 6,6 кВ включительно	$2U_{ном} + 1$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ включительно	$2U_{ном} + 1$	—
3 Обмотка статора гидрогенератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,5 – 1,7)U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1 кВ	—
	М	Генераторы всех мощностей	По решению технического руководителя	Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более $0,2U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте
4 Обмотка явнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 кВ	—
	К	Генераторы всех мощностей	$6U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1 кВ	—
5 Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 кВ	Относительно корпуса и бандажей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	То же
6 Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	—

6.8 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится в холодном состоянии гидрогенератора. При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 — Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Категория контроля	Норма	Примечание
1 Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей — на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов
2 Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	Измеряется сопротивление обмотки ротора с токопроводом. Кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно, переходных контактных соединений между катушками полюсов, между элементами токоподвода и обмотки ротора в сборе
3 Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	—
4 Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	—

6.9 Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение производится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. Измеряется сопротивление каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе, измерения проводятся при неподвижном роторе. Измерение следует производить при подводимом напряжении, рассчитываемым по формуле

$$U_{исп}=10\cdot U_{ном.рот.}/2p, \quad (2)$$

где $U_{ном.рот}$ — номинальное напряжение ротора;

$2p$ — число полюсов.

Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений, измерения должны производиться при аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же значениях питающего напряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3 % — 5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерение пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных приборов).

6.10 Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором гидрогенератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±20 %, если заводскими инструкциями не предусмотрены более жесткие нормы.

Воздушный зазор у вновь вводимых гидрогенераторов измеряется относительно всех полюсов.

При вводе в эксплуатацию и капитальных ремонтах многополюсных генераторов следует определять форму расточки статора измерением зазоров под одним и тем же полюсом, проворачивая ротор каждый раз на полюсное деление с одновременным определением формы ротора — измерением зазора в одной и той же точке статора при проворотах. Результаты измерений сравниваются с данными предыдущих измерений. При их отклонении более чем на 20 % принимаются меры по указаниям завода — изготовителя машины.

6.11 Определение характеристик генератора

6.11.1 Снятие характеристики трехфазного КЗ

Отклонение характеристики КЗ, снятой при испытании, от исходной должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений.

Если отклонение снятой характеристики превышает пределы, определяемые допустимой погрешностью измерения, и характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

При приемо-сдаточных испытаниях характеристику КЗ собственно гидрогенератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе и имеется соответствующий протокол испытания.

У гидрогенератора, работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальном ремонте необходимо снимать характеристику КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором).

Для сравнения с заводской, характеристику гидрогенератора допускается получать пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169.

Характеристика непосредственно гидрогенератора снимается у машин, работающих на шины генераторного напряжения, после монтажа и после каждого капитального ремонта, а у генераторов, работающих в блоке с трансформатором, — после ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

6.11.2 Снятие характеристики XX

Характеристика снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению 1,5 номинального. Допускается снимать характеристику XX начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения гидрогенератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3 номинального. У гидрогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика XX блока, при этом гидрогенератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформаторами).

При вводе в эксплуатацию блока, характеристику XX собственно гидрогенератора (отсоединенного от трансформатора) допускается не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе и имеются соответствующие протоколы. При отсутствии на электростанциях таких протоколов снятие характеристики XX гидрогенератора обязательно.

В эксплуатации характеристика XX собственно гидрогенератора, работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

После определения характеристики XX гидрогенератора и полного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение и проверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмотки статора.

Отклонения значений снятой характеристики XX от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

6.12 Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Испытания проводят при вводе в эксплуатацию, за исключением гидрогенераторов, испытанных на заводе-изготовителе, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатации испытание межвитковой изоляции производится после ремонтов гидрогенераторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание производится при XX машины путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 150 %.

Продолжительность испытания при наибольшем напряжении — 5 мин, а у гидрогенераторов со стержневой обмоткой — 1 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения машины до 115 % номинальной.

Межвитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики XX.

6.13 Испытание стали статора

Первые испытания стали производятся на всех гидрогенераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем при каждой выемке ротора.

Испытание проводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

У гидрогенераторов мощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и при ремонте стали по решению технического руководителя ГЭС, но не реже, чем один раз в 10 лет.

Для гидрогенераторов с изотропной электротехнической сталью испытательное значение индукции в спинке статора (1 ± 0,1) Тл, для генераторов с анизотропной электротехнической сталью испытательное значение индукции (1,4 ± 0,1) Тл.

Если тип стали неизвестен, то испытания проводят с параметрами режима аналогичному предыдущему режиму. Если такие испытания не проводились, то гидрогенераторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора (1 ± 0,1) Тл, генераторы с непосредственным охлаждением обмоток испытываются при индукции (1,4 ± 0,1) Тл.

Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл — 90 мин, при 1,4 Тл — 45 мин.

Если индукция отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, но не более чем на ±0,1 Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняют по формулам:

$$t_{исп} = 90\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2; \quad (3)$$

или

$$t_{исп} = 45\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2; \quad (4)$$

$$P_{1,0} = P_{исп}\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2; \quad (5)$$

или

$$P_{1,4} = P_{исп}\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2, \quad (6)$$

где $B_{исп}$ — индукция при испытании, Тл;

$t_{исп}$ — продолжительность испытания, мин;

$P_{исп}$ — удельные потери, определенные при $B_{исп}$, Вт/кг;

$P_{1,0}$ и $P_{1,4}$ — удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 Тл и 1,4 Тл.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 °С и 15 °С. Удельные потери в стали не должны отличаться от исходных данных более чем на 10 %. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в таблице 6.4.

Если намагничивающую обмотку выполняют с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10 % относительно указанных в таблице 6.4.

Таблица 6.4 — Допустимые удельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1511	Э 41	2,0	4,0

Окончание таблицы 6.4

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1512	Э 42	1,8	3,6
1513	Э 43	1,6	3,2
1514	Э 43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э 320	1,4	2,7
3413	Э 330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э 320	1,7	3,3
3413	Э 330	2,0	3,9
М-270-50А	—	1,5	—
Примечание — Для генераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях, более указанных в 6.13 и таблице 6.4, решение о возможности продолжения эксплуатации машины и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций с учетом данных предыдущих испытаний и результатов испытаний дополнительными методами.			

Для более полной оценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительного электромагнитный метод (метод малых индукций), основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из стали при образовании местных контуров замыканий.

Измерения проводят также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01—0,05 Тл).

Метод позволяет выявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов.

Методика проведения испытаний стали электромагнитным методом определяется производителем испытательного оборудования.

6.14 Испытание на нагревание

Испытание производится при температурах охлаждающих сред, по возможности близких к номинальным, и нагрузках около 60 %, 75 %, 90 %, 100 % от номинальной при вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через шесть месяцев после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора, или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям, указанным в заводской документации на гидрогенератор, устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

Испытания и обработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии с приложением Б.

В эксплуатации контрольные испытания производятся не реже одного раза в 10 лет при одной-двух нагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших более 25 лет — не реже одного раза в 5 лет.

Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не должны превышать 3 °С — 5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых заводской документацией на гидрогенератор.

6.15 Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени гидрогенератора

Определение производится один раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типа гидрогенератора, если эти параметры не могли быть получены на заводском стенде (например, для крупных гидрогенераторов, собираемых на месте установки и т. п.).

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяются также один раз при капитальном ремонте после проведения реконструкции или модернизации, если в результате конструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться эти параметры.

Полученные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются на их соответствие требованиям заводской документации.

6.16 Измерение вибрации

Измерения вибрации стальных конструкций статора и лобовых частей обмотки статора гидрогенератора должно осуществляться в соответствии с требованиями приложения В.

Измерение вибрации подпятника, генераторного подшипника, крестовин должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55260.3.2.

В эксплуатации вибрация сердечника статора измеряется у гидрогенераторов мощностью 20 МВт и более при выявлении неудовлетворительного состояния узлов крепления сердечника, появлении контактной коррозии и т. д., но не реже одного раза в четыре — семь лет.

Вибрация лобовых частей обмотки статора определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов гидрогенераторов мощностью свыше 300 МВ·А и генераторов-двигателей мощностью свыше 100 МВ·А. В эксплуатации вибрация лобовых частей обмотки статора измеряется у гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более при выявлении ослаблений расклиновки и бандажных вязок, истирания изоляции, частых течей воды в головках стержней (для машин с водяным охлаждением обмотки) и т. д.

6.17 Проверка качества дистиллята

Система водяного охлаждения обмотки статора гидрогенератора должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных ниже, если в инструкции завода-изготовителя не указаны иные требования:

Показатель pH при температуре 25 °С	8,5 ± 0,5 (7,0—9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм/см	Не менее 200 (100)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100 (200)

Примечания

1 В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на продувки контура свежим дистиллятом должен составлять не менее 5 $м^3$/сут, а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.

2 Допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске генератора после ремонта, а также при нахождении в резерве.

3 При аммиачной обработке охлаждающей воды и работе фильтров в NH_4OH — форме для гидрогенераторов содержание кислорода в контуре допускается не выше 50 мкг/кг.

4 При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

Проверка качества дистиллята проводится при вводе в эксплуатацию, при капитальных и текущих ремонтах, в межремонтный период — в сроки, установленные заводом-изготовителем в заводской инструкции по эксплуатации.

6.18 Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивается горячая вода (60 °С — 80 °С) в течение 12—16 ч (желательно, чтобы нагрев и остывание составляли два-три цикла.)

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$ = 21 мм)

и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания — 24 часа.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно рассмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

6.19 Осмотр и проверка устройств жидкостного охлаждения

Осмотр и проверка производятся согласно заводским инструкциям.

6.20 Испытание воздухоохладителей гидравлическим давлением

Испытательное гидравлическое давление должно быть в 1,5 раза выше максимально возможного давления при работе, но не менее 0,3 МПа.

Продолжительность испытания — 30 мин.

При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.

6.21 Проверка паек лобовых частей обмотки статора

Проверка производится у гидрогенераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (за исключением гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора).

Проверка паек при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паек в межремонтный период, производится по решению технического руководителя ГЭС.

Качество паек мягкими и твердыми припоями контролируется при ремонтах с частичной или полной заменой обмотки.

Метод проверки и контроля состояния паек (вихревых токов, ультразвуковой, термоиндикаторами и термопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается техническим руководителем ГЭС.

6.22 Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках

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

При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы. Различие более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

Величина напряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке машины может указывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

6.23 Контроль плотности прессовки активной стали

В начальный период эксплуатации гидрогенератора после ввода в эксплуатацию (три — пять лет), независимо от его конструктивного исполнения необходимо выполнять контроль плотности прессовки пакетов сердечника не реже одного раза в год.

В дальнейшем периодичность контроля должна быть установлена в зависимости от количества мест с ослаблением зубцов.

Если во время каждой из проверок обнаруживается значительное ослабление прессовки, требующее установки более 20 клиньев или «протезирования» активной стали, то проверки должны быть ежегодными.

Если имеется тенденция к стабилизации плотности прессовки (установка при очередном ремонте менее 20 клиньев толщиной до 1 мм и отсутствует необходимость «протезирования» активной стали), то проверки проводятся с периодичностью один раз в два года.

При полной стабилизации прессовки сердечника (отсутствие необходимости установки клиньев) дальнейшие проверки выполняют:

- на гидрогенераторах с запеченными крайними пакетами — один раз в шесть лет;
- гидрогенераторах с незапеченными крайними пакетами — один раз в три — четыре года;
- гидрогенераторах, имеющих систему крепления активной стали без отжимных болтов с удлиненными нажимными пальцами — один раз в два года.

Контроль плотности прессовки на гидрогенераторах с традиционной системой крепления сердечника нажимными гребенками осуществляется в зубцовой зоне на двух-трех крайних пакетах в обоих торцах статора.

На гидрогенераторах, имеющих систему крепления активной стали без отжимных болтов с удлиненными нажимными пальцами, контроль плотности прессовки осуществляют по всей высоте сердечника как в зубцовой зоне, так и на спинке. На этих гидрогенераторах необходимо модернизировать систему крепления или заменить сердечник, планируя выполнение этих работ в рамках технического перевооружения.

Особое внимание на гидрогенераторах с разъемным статором следует обращать на зоны стыковки секторов сердечника.

Проверку плотности прессовки осуществляют заостренным клиновидным ножом толщиной 1,5 мм, обычно применяемым заводами-изготовителями в процессе шихтовки сердечника. Ослабление прессовки зубца считается незначительным в том случае, если от усилия руки нож входит между листами активной стали на глубину не более 5 мм. Если нож входит на глубину более 5 мм, ослабление прессовки считается значительным. Причем значительное ослабление прессовки может быть как без выкрашивания, так и с выкрашиванием листов активной стали.

6.24 Измерение уровня частичных разрядов

Контроль по параметрам частичных разрядов за состоянием изоляции обмотки статора распространяется на гидрогенераторы мощностью от 20 МВт и выше.

Перечень контролируемых генераторов и применяемые при этом измерительные системы устанавливаются по решению технического руководителя ГЭС.

6.25 Тепловизионный контроль щеточно-контактного аппарата

Периодичность контроля должна быть определена в местной инструкции по эксплуатации гидрогенератора. Превышение температуры контактных колец должно быть не более превышения температуры обмотки ротора, указанного в местной инструкции по эксплуатации гидрогенератора

6.26 Нормы испытания гидрогенераторов при ремонтах обмоток приведены в приложении Г.

7 Методики испытаний гидрогенераторов

7.1 Оценку технического состояния функциональных узлов гидрогенераторов проводят по результатам контроля, осуществленного по следующим методикам.

7.1.1 Обмотка ротора:

- измерение сопротивления изоляции в соответствии с требованиями 6.5 и ГОСТ 11828;
- испытание изоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в соответствии с требованиями 6.7 и ГОСТ 11828;
- измерение сопротивления обмотки постоянному току в соответствии с требованиями 6.8 и ГОСТ 11828;
- измерение сопротивления обмотки переменному току в соответствии с требованиями 6.9;
- испытание на нагревание в соответствии с требованиями 6.14 и приложением Б.

7.1.2 Обмотка статора:

- измерение сопротивления изоляции в соответствии с требованиями 6.5 и ГОСТ 11828;
- испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки в соответствии с требованиями 6.6;
- испытания изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты в соответствии с требованиями 6.7 и ГОСТ 11828;
- измерение сопротивления обмотки постоянному току в соответствии с требованиями 6.8 и ГОСТ 11828;
- испытание межвитковой изоляции в соответствии с требованиями 6.12 и ГОСТ 10169;
- испытание на нагревание в соответствии с требованиями 6.14 и приложением Б;
- измерение вибрации лобовых частей в соответствии с требованиями 6.16 и приложением В;
- проверка паек лобовых частей в соответствии с требованиями 6.21 и приложением Д;
- измерение уровня частичных разрядов обмотки статора в соответствии с требованиями 6.24 и ГОСТ IEC/TS 60034-27.

7.1.3 Подпятник:

- по методикам, приведенным в ГОСТ Р 55260.3.2;
- измерение сопротивления изоляции в соответствии с требованиями 6.5, 6.22 и ГОСТ 11828.

7.1.4 Генераторный подшипник:

- по методикам, приведенным в ГОСТ Р 55260.3.2;
- измерение сопротивления изоляции в соответствии с требованиями 6.5, 6.22 и ГОСТ 11828;
- измерение вибрации в соответствии с требованиями 6.16.

7.1.5 Сталь ротора:

- по методикам, приведенным в ГОСТ Р 55260.3.2;
- определение искажения формы ротора в соответствии с требованиями приложения В.

7.1.6 Сталь статора:

- испытания стали в соответствии с требованиями 6.13;
- испытание на нагревание в соответствии с требованиями 6.14 и приложения Б;
- измерение вибрации сердечника в соответствии с требованиями 6.16 и приложения В;
- контроль плотности прессовки в соответствии с требованиями 6.23;
- определение искажения формы статора в соответствии с требованиями приложения В.

7.1.7 Щеточно-контактный аппарат — тепловизионный контроль в соответствии с требованиями 6.25.

7.1.8 Крестовины:

- по методикам, приведенным в ГОСТ Р 55260.3.2;
- измерение вибрации в соответствии с требованиями 6.16.

7.1.9 Вал — по методикам, приведенным в ГОСТ Р 55260.3.2.

7.1.10 Система охлаждения:

- проверка качества дистиллята в соответствии с требованиями 6.17;
- проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора в соответствии с требованиями 6.18;
- осмотр и проверка устройств водяного охлаждения в соответствии с требованиями 6.19;
- испытание воздухоохладителей гидравлическим давлением в соответствии с требованиями 6.20.

7.2 Оценку технического состояния гидрогенераторов осуществляют по результатам контроля функциональных узлов, выполненного по методикам, указанным в 7.1, и контроля гидрогенератора в целом, проведенного по следующим методикам:

- периодический осмотр в соответствии с требованиями приложения А;
- измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках в соответствии с требованиями 6.22, ГОСТ 10169 и ГОСТ 11828;
- измерение воздушного зазора в соответствии с требованиями 6.10 и приложения В;
- определение характеристик ХХ и КЗ в соответствии с требованиями 6.11 и ГОСТ 10169;
- определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени гидрогенератора в соответствии с требованиями 6.16 и ГОСТ 10169.

7.3 Результаты контроля функциональных узлов и гидрогенератора в целом должны оформляться документами, перечень которых приведен в приложении Е.

Приложение А
(рекомендуемое)

Программа технического осмотра гидрогенераторов

Конструктивные части гидрогенераторов, подлежащие осмотру, приведены в таблицах А.1—А.3.

Таблица А.1 — Сердечник и корпус статора

Элементы конструкции, подлежащие осмотру	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ осмотра
Активная сталь сердечника со стороны спинки и расточки	Контактная коррозия активной стали и клиньев	Интенсивность: слабая — крапинки или неравномерный налет красноватого оттенка; обильная — сплошные участки налета густого кирпичного цвета. Оценка площади пораженной поверхности (%) на обследуемом участке	Визуальный
	Местные перегревы	Характерные пятна или цвета побежалости, их примерная площадь	Визуальный
	«Волна» пакетов	Протяженность волны, ее амплитуда	Визуальный с помощью линейки
	Смещение листов в пакетах	Число смещенных листов, длина выступающей части	Визуальный с помощью линейки или штангенциркуля с ценой деления 0,1 мм
	Ослабление прессовки и распушивание	Глубина проникновения специального контрольного ножа	Специальный контрольный нож с нанесенными делениями
	Замасливание сердечника	Интенсивность замасливания: аэрозольная или капельная форма	Визуальный
Стыковые зоны сердечника и корпуса	Выпучивание пакетов активной стали — «домики»	Число «домиков», их высота	Визуальный с помощью линейки с ценой деления 1 мм
	Относительное смещение пакетов активной стали	Число смещенных пакетов, величина смещения	Визуальный с помощью линейки с ценой деления 1 мм
	Ослабление затяжки гаек стяжных болтов стыковых плит	Наличие трещин в сварных швах, стопорящих гайки; угол дозатяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
	Износ (истирание) изоляционных прокладок в стыках секторов	Наличие продуктов истирания прокладок — «пыли» желто-серого цвета или кусочков прокладки	Визуальный
	Появление или увеличение зазоров в стыках секторов	Величина зазоров в стыках, соотнесенная с монтажными или ремонтными данными	Визуальный с применением набора щупов
Узлы крепления активной стали сердечника к корпусу	Трещины и обломы клиньев и их «ласточкиных хвостов»	Число трещин в клиньях, их размеры или сечение облома. Цвет металла в изломе (тусклый, светлый)	Визуальный с помощью лупы, линейки и набора щупов
	Обломы заплечиков «ласточкиных хвостов» листов активной стали	Число единичных обломов или длина (вдоль клина) массового повреждения	Визуальный
	Трещины и обрывы сварных швов приварышей	Число швов с обрывами или с трещинами, размеры трещин	Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой деления 1 мм

Окончание таблицы А.1

Элементы конструкции, подлежащие осмотру	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ осмотра
Вентиляционные распорки	Ослабление крепления и смещение	Подвижность при шевелении рукой	Ощупыванием
Стяжные шпильки сердечника	Трещины и обрывы	Цвет металла в изломе (тусклый, светлый). Размер трещин	Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой деления 1 мм
	Ослабление затяжки гаек	Состояние стопорных шайб, угол дозатяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
Нажимные гребенки	Перекос	Примерный угол перекоса или разница в высоте краев гребенки относительно верхней полки корпуса статора	Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой деления 1 мм
	Излом, трещина, изгиб нажимных пальцев	Число дефектных нажимных пальцев, характер изгиба или излома	Визуальный
	Ослабление затяжки отжимных болтов	Наличие зазора между отжимными болтами и полкой корпуса статора, пальцами нажимных гребенок и пакетами стали. Ослабление прессовки сердечника статора	Визуальный, набор щупов, специальный контрольный нож с нанесенными делениями
Элементы крепления корпуса статора к фундаменту	Недостаточная затяжка распорных домкратов	Наличие зазоров между сферической поверхностью домкратов и упорной пластиной в бетонном основании стакана генератора, угол доворота домкрата	Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой деления 1 мм
	Обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек анкерных болтов крепления фланца корпуса к фундаментной плите	Наличие трещин в стопорных швах и угол дозатяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
	Выкрашивание бетона у фундаментной плиты и фланца корпуса	Интенсивность выкрашивания	Визуальный
Элементы крепления верхней крестовины	Обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек	Наличие трещин в стопорных швах и угол дозатяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
	Натиры и выползание штифтов	Длина натиров или выползшей части	Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой деления 1 мм
Воздухоохладители	Утечка воды из трубок	Интенсивность протечки	Визуальный и наощупь
	Замасливание поверхности	Интенсивность замасливания: - аэрозольная форма; - капельная форма	Визуальный

Таблица А.2 — Обмотка статора

Элементы обмотки	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ обследования
Покровная эмаль лобовых частей перемычек, соединительных шин бандажных колец	Повреждение эмали на лобовых частях перемычек, соединительных шинах, бандажных кольцах	Отсутствие повреждений (отслоение, выкрашивание и т. п.)	Визуальный
Покровная стеклолента лобовых частей	Разрывы ленты	Отсутствие разрывов ленты	Визуальный
Полупроводящее покрытие	Разрывы асболавсановой ленты	Отсутствие разрывов асболавсановой ленты	Визуальный, в пазовой части с применением эндоскопа
	Следы коронирования	Отсутствие следов коронирования в виде белесых пятен	
Слюдосодержащая изоляция лобовых частей, бандажных колец, перемычек и соединительных шин	Истирание термореактивной изоляции	Отсутствие истирания	Визуальный
	Смятие и истирание термопластичной изоляции (микалентной компаундированной, гильзовой и т. п.)	Глубина смятия (истирания) не более 1,0 мм	Визуальный
	Изломы, забоины, разрывы, проколы	Отсутствие изломов, забоин, разрывов и проколов изоляции лобовых частей, бандажных колец, перемычек и соединительных шин	Визуальный
	Вспухание микалентной изоляции на выходе из пазов	Толщина стержня (катушки) на выходе из паза не превышает ширину паза более, чем на 20 %. Число стержней (катушек) не нормируется	Штангенциркуль с ценой деления 0,1 мм
Изоляция паяных соединений	Почернение, вспухание, осыпание, обгорание изоляции (коробок головок)	Отсутствие внешних признаков повреждения	Визуальный
Пазовые клинья	Ослабление клиньев	Отсутствие выпавших, расколотых клиньев	Визуальный
		Зазор между стыками клиньев не должен превышать 2 мм	Линейка с ценой деления 1 мм
		Отсутствие несовпадения вентиляционных вырезов в клиньях с вентиляционными каналами	Визуальный
		Отсутствие ослабления установки концевых клиньев	Молоток малый 0,3—0,5 кг
		Ослабление установки рядовых клиньев должно быть не более 20 % длины паза	Молоток малый 0,3—0,5 кг
Пазовые прокладки	Выдвижение из паза в зону лобовых частей	Выдвижение из паза на длину не более 30 мм	Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм

Окончание таблицы А.2

Элементы обмотки	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ обследования
Кронштейны лобовых частей	Смещение кронштейнов от руки	Отсутствие смещения	Визуальный
Бандажные кольца	Отход бандажного кольца от кронштейна или от лобовой части обмотки	Отсутствие зазора между кольцом и кронштейном, между кольцом и лобовой частью	Визуальный
Дистанционные прокладки, распорки, колодки	Выпавшие прокладки, распорки, колодки	Отсутствие выпавших прокладок, распорок, колодок	Визуальный
Шнуровые бандажи	Разорванные бандажи	Отсутствие разорванных бандажей	Визуальный
	Ослабленные бандажи	Отсутствие ослабленных бандажей	Визуальный
Фторопластовые шланги	Сплошное загрязнение внутренних поверхностей	Отсутствие загрязнения	Визуальный, с помощью переносной лампы
	Забоины, царапины, перегибы	Отсутствие забоин, царапин, перегибов	Визуальный
Лобовые части и соединительные шины схемы	Запыление	Отсутствие запыления	Визуальный
	Замасливание: - аэрозольная форма; - капельная форма	Отсутствие замасливания	Визуальный
	Загрязнение	Отсутствие загрязнения	Визуальный
	Увлажнение, наличие капельной воды	Отсутствие увлажнения	Визуальный
	Следы перегрева	Отсутствие следов перегрева	Визуальный

Таблица А.3 — Ротор

Элементы конструкции	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ обследования
Полюса	Нарушение приварки упоров закладных клиньев	Число треснувших швов, цвет металла в трещине	Визуальный
	Выползание (нарушение расположения) клиньев	Наличие натиров и рисок на клиньях, их длина. Звук при пробной забивке кувалдой (глухой или звонкий)	Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм. На слух при пробной забивке
	Контактная коррозия на клиньях	Сплошные участки налета густого кирпичного цвета	Визуальный
	Местные перегревы активной стали	Характерные пятна или цвета побежалости, их примерная площадь	Визуальный
	Повреждение корпусной изоляции обмотки	Обугливание изоляции. Место и степень обугливания	Визуальный
		Наличие токопроводящих мостиков	Визуальный
	Повреждение витковой изоляции обмотки	Механическое повреждение изоляции витков. Место и характер повреждения	Визуальный
		Термическое повреждение изоляции витков. Место и характер повреждения	Визуальный

Продолжение таблицы А.3

Элементы конструкции	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ обследования
Полюса	Повреждение витковой изоляции обмотки	Наличие капель оловянно-свинцового припоя между витками обмотки, число капель	Визуальный
		Замасливание и запыленность обмотки. Место и доля площади наружной поверхности катушки полюса	Визуальный
Обод	Ослабление натяга посадки обода ротора на спицы ротора	Увеличение зазора между заплечиком (зубом) в нижней части клиновых полос остова более 5 мм при подъеме ротора на гидравлических тормозах	Визуальный, линейка, штангенциркуль
	Ослабление прессовки обода ротора	Закручивание гаек стяжных шпилек обода при выборочной проверке плотности прессовки, наличие зазоров между пластинами обода, волна (выпучивание) по нижним и верхним пакетам обода	Визуальный, линейка, набор щупов
	Выползание клиньев обода	Наличие натиров и рисок на клиньях, их длина. Звук при пробной забивке кувалдой (глухой или звонкий)	Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм. На слух при пробной забивке
	Нарушение приварки клиновых шпонок	Число треснувших швов, цвет металла в изломе	Визуальный с помощью лупы
	Контактная коррозия обода и клиновых шпонок	Интенсивность коррозии. Примерная площадь на клиновой шпонке и прилегающих частях обода и спицы	Визуальный
	Непроходимость вентиляционных каналов	Доля непроходимых каналов от общего количества, места расположения непроходимых каналов	Визуальный
	Замасливание	Форма замасливания: - аэрозольная; - капельная	Визуальный
Спицы	Трещины и сколы заплечиков клиновой полосы	Характер повреждения. Число повреждений на каждой спице	Визуальный с помощью лупы
	Ослабление затяжки гаек	Наличие трещин в стопорных швах, угол затяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
	Натиры и выползние штифтов	Длина натиров или выползшей части	Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм
Токоподвод	Повреждения изоляции	Локальные или общие повреждения, их характер (старение, механическое повреждение)	Визуальный
	Нарушение целости элементов крепления	Число поврежденных или ослабленных зажимов	Визуальный
Щеточно-контактный аппарат	Неравномерность износа колец	Величина максимальной глубины канавки на рабочей поверхности кольца относительно неизношенной поверхности кольца	Щуп, лекальная линейка
	Следы эрозии на кольцах	Число участков со следами эрозии, их площадь или процентное соотношение	Визуальный
	Подгары на кольцах	Число участков с подгарами, их площадь или процентное соотношение	Визуальный

Окончание таблицы А.3

Элементы конструкции	Признаки неисправного состояния	Описание признака	Способ обследования
	Матовая поверхность колец	Число участков с матовой поверхностью, их площадь или процентное соотношение	Визуальный
	Перегрев контактных колец и щеток	Наличие цветов побежалости	Визуальный
	Искрение в процессе работы	Наличие искрения	Визуальный
	Остаточная длина щеток	Не менее 30 мм	Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм
	Повреждение щеткодержателей	Наличие дефектов	Визуальный
	Запыление	Налет пыли на кольцах и траверсе	Визуальный
Контактные соединения обмотки возбуждения и демпферной обмотки	Трещины и изломы перемычек обмоток возбуждения и их креплений	Число поврежденных пластин в перемычке, примерные размеры трещины или сечение излома, цвет металла в изломе	Визуальный с помощью лупы
	Трещины и изломы соединений демпферной обмотки	Число поврежденных пластин в перемычке, примерные размеры трещины или сечение излома, цвет металла в изломе	Визуальный с помощью лупы
	Нарушение крепления и контровки межполюсных и демпферных соединений	Степень ослабления крепления: сильная — при взаимном перемещении сочленяемых деталей, слабая — при ослаблении затяжки гаек	Визуальный, гаечный ключ
	Перегревы перемычек обмоток возбуждения	Характерные пятна и цвета побежалости, их примерная площадь. Потеки припоя	Визуальный
	Перегревы соединений демпферной обмотки	Характерные пятна и цвета побежалости, их примерная площадь. Потеки припоя	Визуальный

Приложение Б
(обязательное)

Методика проведения эксплуатационных испытаний гидрогенераторов на нагревание

Б.1 Общая часть

Испытания гидрогенератора на нагревание должны производиться не позднее чем через 6 мес после его ввода в эксплуатацию. В дальнейшем в период эксплуатации периодически (один раз в 10 лет) проводят контрольные испытания на нагревание при одном-двух режимах работы. Для машин, отработавших более 25 лет — не реже одного раза в пять лет. Испытания на нагревание проводят также после полной замены обмотки ротора или статора, или реконструкции системы охлаждения. Гидрогенераторы мощностью до 12 МВт можно не испытывать.

В настоящем приложении приведены рекомендации по проведению эксплуатационных испытаний на нагревание в целях получения характеристик нагревания генератора, выяснения их соответствия требованиям технических условий поставки и определения допустимых в эксплуатации нагрузок. В отдельных случаях такие испытания следует проводить в целях выяснения причин неполадок в системе охлаждения гидрогенератора.

На основании результатов испытаний устанавливают наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до 5 °С) обмоток статора, ротора, активной стали и охлаждающих сред на выходе из обмоток или сердечника статора при продолжительной работе гидрогенератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения и параметров охлаждающих сред.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание при работе гидрогенераторов при номинальной или длительной максимальной нагрузке, окажутся выше предельно допустимых значений, приведенных в ГОСТ 5616, технических условиях или указанных в документации заводом-изготовителем, то мощность испытуемого гидрогенератора должна быть соответственно ограничена до значения, при котором нагрев не будет превышать максимально допустимого, впредь до выяснения и устранения причин, вызвавших эти повышенные нагревы.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание, ниже предельно допустимых значений, то это еще не может служить основанием для перемаркировки гидрогенератора на большую мощность. При необходимости перемаркировки гидрогенератора, когда повышение мощности желательно для выдачи «запертой» мощности гидротурбины и не ограничивается мощностью трансформатора, должны быть проведены дополнительные специальные испытания по индивидуальной программе, составляемой применительно к каждому случаю. Перед этими испытаниями должны быть проведены соответствующие расчеты и оснастка гидрогенератора дополнительными средствами измерения температуры и других величин. Следует иметь в виду, что после проведения соответствующих испытаний перемаркировка может быть произведена по согласованию с заводом-изготовителем.

Б.2 Условия для проведения эксплуатационных испытаний на нагревание

Б.2.1 Испытания допустимо проводить на гидрогенераторе, находящемся в исправном состоянии, при нормальной работе всех его основных частей и вспомогательных устройств. Особое внимание должно быть обращено на состояние системы охлаждения. Необходимо также проверить обмотку ротора на отсутствие в ней короткозамкнутых витков. Проверку осуществляют как в неподвижном состоянии, так и при вращении ротора с различными скоростями, вплоть до номинальной по ГОСТ 10169.

У роторов, имеющих витковые замыкания, измерять температуру методом сопротивления нельзя, поскольку значение измеренного сопротивления отличается от действительного, поэтому испытания на нагревание таких машин должны производиться после устранения витковых замыканий.

Б.2.2 Все приборы, которыми производятся измерения, должны быть поверены или калиброваны.

Б.3 В объем эксплуатационных испытаний гидрогенератора на нагревание входят:

а) определение сопротивления обмотки ротора и заложенных термопреобразователей сопротивления в холодном состоянии;

б) проведение четырех опытов на нагревание с нагрузками порядка 0,6; 0,75; 0,9 и 1,0 $P_н$ (активной мощности) при номинальном или близком к нему коэффициенте мощности. При этом напряжение машины не должно отличаться от номинального более чем на 5 %. Допускается проводить испытания на нагревание при напряжении выше номинального более чем на 5 % (по условиям работы ГЭС), однако полная мощность гидрогенератора при этом не должна превышать установленной заводом-изготовителем.

В соответствии с ГОСТ 11828 возможно проведение испытания при трех-четырех различных нагрузках в пределах 0,6 номинальной мощности до максимально возможной по условиям работы электростанции (но не ниже 0,9 номинального тока), при которых интервалы между квадратами токов рабочей цепи обмоток были бы примерно одинаковыми для того, чтобы при необходимости обеспечить более точную экстраполяцию полученных зависимостей.

Во время опытов следует измерять:

1) электрические величины, характеризующие работу гидрогенератора,

2) температуру обмотки и стали статора по заложенным термопреобразователям сопротивления,

3) температуру обмотки ротора методом сопротивления,

4) температуру входящего и выходящего охлаждающего воздуха, а для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора также и температуру входящего и выходящего дистиллята,

5) температуру охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохладителей,

6) расход воды через воздухоохладители, а для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора расход дистиллята через обмотку и давление дистиллята на входе и выходе из обмотки.

Определение расхода воды через охладители желательно во всех случаях и обязательно при испытании новых типов гидрогенераторов и новых типов охладителей, а также при повышенной против нормы температуре входящего воздуха и других неполадках в системе охлаждения.

Определение расхода воздуха является обязательным в тех случаях, когда имеет место повышенный нагрев частей гидрогенератора и охлаждающего воздуха, неравномерность температуры или другие неполадки в системе охлаждения;

в) определение регулировочной характеристики, номинального и наибольшего токов возбуждения при номинальных условиях и при отклонении напряжения и тока статора на ±5 % номинальных значений.

Б.4 Проведение измерений и требования к измерительным приборам

Б.4.1 Во время испытаний на нагревание и при определении регулировочной характеристики измеряют следующие электрические величины:

- активную и реактивную мощности;
- ток в обмотке статора (в трех фазах);
- напряжение обмотки статора (в трех фазах);
- ток возбуждения;
- напряжение на кольцах ротора;
- частоту.

Все указанные величины определяют как по станционным штатным приборам, так и по контрольным приборам, установленным на время проведения испытаний. Определение частоты тока допускается по штатным приборам.

Измерительные приборы в соответствии с требованиями ГОСТ 11828 следует подбирать так, чтобы измеряемые значения находились в пределах 30 % — 95 % шкалы. Класс точности контрольных приборов должен быть не ниже 0,5, а для приборов, установленных в цепи возбуждения, не ниже 0,2. Контрольные приборы статора подключаются к станционным измерительным трансформаторам. Установка специальных измерительных трансформаторов не требуется. Необходимо лишь проверить, не перегружаются ли трансформаторы тока в результате включения дополнительных приборов, и в случае необходимости принять меры для их разгрузки на время проведения испытаний.

Контрольный шунт, устанавливаемый в цепи обмотки ротора, должен быть класса точности не ниже 0,2. При отсутствии шунтов такого класса можно применять шунты класса 0,5, не снижая при этом требования к приборам, которые к ним подключаются. Допускается использование эксплуатационных шунтов класса не ниже 0,5. Коэффициент мощности определяют расчетом по показаниям контрольных приборов, установленных для измерения тока, активной мощности и напряжения статора. Возможно определение коэффициента мощности по отношению показаний двух ваттметров, установленных для измерения активной мощности. При этом необходимо следить за тем, чтобы измеряемые значения токов и напряжений были не ниже 30 % номинальных токов и напряжений применяемых ваттметров.

При проведении измерений более чем на одном приборе отсчеты по всем приборам для каждого измерения рекомендуется производить одновременно. Это обязательно при измерении сопротивлений методом амперметра и вольтметра и мощности трехфазного тока — методом двух ваттметров.

Б.4.2 Перед испытаниями на нагревание необходимо измерить сопротивление обмотки ротора при постоянном токе в практически холодном состоянии r_x и температуру, при которой проводилось это измерение ϑ_x, по ГОСТ 11828. Значение этого сопротивления является исходным для определения превышения температуры обмотки ротора во время испытаний на нагревание. За практически холодное состояние машины принимается такое состояние, при котором температура любой части машины отличается от температуры окружающего воздуха не более чем на ±3 °С. Температуру обмотки в холодном состоянии на вынутом роторе или на открытой машине измеряют несколькими (не менее четырех-пяти) термометрами расширения, устанавливаемыми на разных полюсах вдоль обмотки.

Температура окружающего воздуха определяется по ГОСТ 11828 как среднее арифметическое из показаний нескольких термометров, расположенных в разных точках вокруг генератора, на высоте, равной половине высоты генератора, и на расстоянии от 1 до 2 м от генератора.

Если по условиям эксплуатации генератор не может быть открыт, допускается измерять r_x на закрытом генераторе. При этом необходимо вести периодический контроль за остыванием генератора по установленным температурным индикаторам (термопреобразователям сопротивления или термопарам и термометрам расширения) и приступать к измерению r_x только по достижении практически холодного состояния.

Одновременно с измерением r_x измеряют температуру по всем установленным измерителям температуры. За температуру обмотки принимают среднюю из всех полученных значений температур.

Термометры расширения должны иметь цену деления не более 1 °С.

Измерять r_x следует методом вольтметра и амперметра. Измерительные приборы должны иметь класс точности не ниже 0,2. Шунт при измерении методом амперметра-вольтметра должен быть класса точности не ниже 0,2.

Как показывает практика испытаний, наиболее просто измерять сопротивление обмотки ротора, подавая питание от аккумуляторной батареи или специального источника постоянного тока, обеспечивающих устойчивый ток порядка 10 А, теми же приборами, которые будут использованы при измерениях в нагрузочных режимах.

Питание подводят к обмотке ротора с помощью специальных зажимов или бандажей из алюминиевых или медных шинок, надеваемых на кольца ротора. Вольтметр подсоединяют отдельными концами непосредственно к кольцам. Подсоединение производят обычно при помощи щупов и только на время отсчетов по приборам.

Измерения следует проводить после включения тока и по окончании переходного процесса, обусловленного индуктивностью ротора. Отсчеты по приборам проводят одновременно по команде.

В случае питания обмотки ротора от резервного возбудителя (или другого мощного источника постоянного тока) током порядка 0,3—0,5 номинального, во избежание ошибки от нагрева обмотки во время опыта, длительность последнего должна быть ограничена. Для роторов гидрогенераторов с косвенным охлаждением, у которых номинальная плотность тока составляет около 3,5—4 А/мм^2, допустимое время отсчета, в течение которого обмотка нагревается не более чем на 1 °С, составляет 1—2 мин при токе 0,3—0,5 $I_{ном}$.

Измерения следует производить при нескольких (порядка трех) значениях тока, делая при каждом из них не менее трех отсчетов.

Поскольку обычно в качестве приборов постоянного тока используются одинаковые милливольтметры (один с шунтом, другой с добавочным резистором), рекомендуется для повышения точности измерения r_x повторить опыты, меняя указанные приборы местами.

Значение r_x подсчитывается как среднее из результатов тех отсчетов, которые не отличаются от среднего значения более чем на 0,5 %. Число таких отсчетов должно быть не менее шести.

Определять r_x следует особо тщательно, так как ошибка в этом измерении сказывается на всех последующих измерениях превышения температуры ротора (ошибка в 1 % при измерении дает ошибку примерно в 2,5 °С при определении температуры).

Полученное сопротивление обмотки ротора следует привести к температуре 15 °С для возможности сравнения с данными завода-изготовителя.

Б.4.3 Перед испытаниями следует у всех заложенных термопреобразователей сопротивления измерить сопротивления при постоянном токе в холодном состоянии и сопротивление изоляции в соответствии с ГОСТ 11828.

Предварительно необходимо по технической документации установить значения сопротивлений соединительных проводов внутри генератора от термопреобразователя сопротивления до выводных зажимов.

Следует также проверить соответствие заводским чертежам маркировки и мест установки термопреобразователей сопротивления.

Измерения проводят не ранее чем через шесть — семь дней после остановки генератора при условии, что за это время температура в машинном зале существенно не изменялась. При необходимости этот срок можно сократить, вращая генератор с номинальной частотой на ХХ без возбуждения после отключения от сети. Критерием достижения установившейся температуры является ее стабилизация во времени и совпадение результатов измерений у термопреобразователей сопротивления, имеющих одинаковые сопротивления соединительных проводов.

Температуру внутри генератора следует измерять термометрами расширения. При возможности следует поместить в корпус генератора дополнительные термометры. В качестве расчетной температуры берут среднюю из всех измеренных значений температуры.

Сопротивления термопреобразователей сопротивления измеряют приборами, обеспечивающими класс точности не ниже 0,5. Подключать измеряющее устройство к зажимам термопреобразователей сопротивления можно либо при помощи щупов, либо используя для этого переключатель, установленный для измерений во время испытаний на нагревание. Необходимо измерить также сопротивление соединительных проводов от зажимов до измерительного моста (включая сопротивление переключателя). Полученные значения сопротивлений термопреобразователей сопротивления (за вычетом сопротивления соединительных проводов внутри и вне генератора) приводят к температуре 0 °С. Полученные сопротивления не должны отличаться от номинального сопротивления термопреобразователей сопротивления при 0 °С более чем на 1 %.

Б.4.4 Превышение температуры обмотки ротора над температурой охлаждающей среды следует определять по изменению сопротивления обмотки при постоянном токе при ее нагревании.

Для этого во время опыта должно быть измерено сопротивление обмотки в нагретом состоянии r_x, пользуясь методом вольтметра и амперметра.

Напряжение следует измерять непосредственно на кольцах ротора, чтобы исключить влияние падения напряжения на рабочих щетках. В качестве измерительных щеток следует применять медносетчатые или пластинчатые. Использовать угольные щетки не рекомендуется, так как контактное сопротивление между щеткой и кольцом быстро увеличивается за счет образования пленки на поверхности щетки. Пленка может также образоваться и на медно-графитовых щетках с малым содержанием меди, поэтому при применении таких щеток их следует периодически зачищать.

Измерительные щетки должны снабжаться изолированными рукоятками, с помощью которых щетки накладывают на кольца во время измерения. Наиболее удобно устанавливать измерительные щетки в щеткодержатели, из которых предварительно вынуты рабочие щетки. Измерительные щетки должны быть хорошо изолированы от щеткодержателей. Для проверки этого следует сравнивать значения напряжения, измеренного непосредственно на кольцах и на траверсах щеточного аппарата. Напряжение на траверсах больше напряжения на кольцах на значение падения напряжения в рабочих щетках и переходном сопротивлении между кольцами и щетками. Это значение составляет обычно 2—5 В.

Наиболее целесообразно производить указанную проверку в начале или конце каждой серии отсчетов.

Провода от измерительных щеток до прибора должны иметь надежную изоляцию, поскольку напряжение на кольцах у современных крупных генераторов достигает 500 В и более.

Отсчеты по контрольным приборам, измеряющим ток и напряжение, должны производить одновременно два наблюдателя. При каждом измерении следует производить не менее трех отсчетов. Сопротивление обмотки ротора подсчитывают как среднее из отсчетов данного измерения.

Превышение температуры обмотки ротора определяется по формуле

$$\Delta\vartheta = \frac{A + \vartheta_x}{r_x}(r_r - r_x) + \vartheta_x - \vartheta_o, \qquad (Б.1)$$

где ϑ_x — температура, при которой измерялось сопротивление ротора (r_x) в холодном состоянии, °С;

ϑ_o — температура входящего охлаждающего воздуха, °С;

A — число, равное 235 для медной обмотки (без присадки и с присадкой серебра);

r_x, r_r — сопротивления обмотки ротора, измеренные в холодном и нагретом состояниях, Ом.

Определять превышение температуры следует непосредственно после каждого измерения. Если результаты отдельных отсчетов отличаются друг от друга более чем на 0,5 %, измерение следует повторить.

Б.4.5 У гидрогенераторов с косвенным охлаждением превышение температуры обмотки и стали статора над температурой входящего в машину охлаждающего воздуха следует определять по показаниям заложенных в пазы термопреобразователей сопротивления. Термопреобразователи сопротивления, измеряющие температуру обмотки, заложены между стержнями, а измеряющие температуру стали — на дно паза.

В генераторах с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора термопреобразователи сопротивления, контролирующие температуру обмотки, закладываются между стержнями, или под клинья в каждом пазу, или в пазах сливных стержней каждой гидравлической ветви, или прижаты распорками к боковым поверхностям нижних сливных стержней при выходе из паза. Основное назначение этих термопреобразователей сопротивления — контролировать равномерность распределения дистиллята по отдельным стержням обмотки и отсутствие их закупорки.

Сопротивление термопреобразователей сопротивления следует измерять одинарным мостом классом точности не ниже 0,5.

Во время испытаний следует фиксировать показания системы автоматического управления гидроагрегата.

Превышение температуры по заложенному термопреобразователю сопротивления определяется по той же формуле (Б.1), что и превышение температуры обмотки ротора.

Поскольку термопреобразователи сопротивления, используемые в генераторах, имеют стандартное номинальное сопротивление при 0 °С, указанная формула может быть упрощена. Для термопреобразователей сопротивления, изготовленных по ГОСТ 6651, номинальное сопротивление при 0 °С составляет 50 Ом, а для термопреобразователей, изготовленных ранее, — 53 Ом.

Формулы для расчета, соответственно, будут иметь вид:

$$\Delta\vartheta = 4{,}7(r_r - 50) - \vartheta_o, \qquad (Б.2)$$

$$\Delta\vartheta = 4{,}44(r_r - 53) - \vartheta_o. \qquad (Б.3)$$

В формулы (Б.2) и (Б.3) подставляют значения r_r, полученные во время опытов, за вычетом сопротивления соединительных проводов. Последнее представляет сумму сопротивлений соединительных проводов внутри генератора и вне его.

Упрощенная формула значительно облегчает обработку полученных данных, не влияя существенным образом на точность полученных результатов.

Б.4.6 Температуру входящего в гидрогенератор и выходящего из него воздуха измеряют по всем установленным на генераторе термометрам и термопреобразователям. Заранее на остановленном генераторе следует осмотреть места установки термометров и термопреобразователей и убедиться в том, что они расположены в потоке воздуха, температура которого контролируется. Можно (дополнительно к Б.4.3) проверить правильность показаний термопреобразователей сопротивления, установив в непосредственной близости от них контрольные термометры расширения и сверив затем их показания.

Сопротивления термопреобразователей сопротивления измеряют так же, как это указано в Б.4.3.

За расчетную температуру холодного воздуха принимают температуру воздуха на входе в генератор.

Во всех случаях должно быть определено среднее значение из показаний всех термометров расширения и термопреобразователей, измеряющих температуру холодного воздуха, если только эти показания расходятся не более чем на 2 °С — 4 °С.

За температуру нагретого воздуха, выходящего из генератора, принимается среднее из показаний всех термометров расширения и термопреобразователей, установленных в камерах горячего воздуха или на входе в охладители.

Температура воздуха, выходящего из колпачков обмотки статора, в значительной степени характеризует нагревание обмотки. Это также относится к температуре воздуха, выходящего из сердечника статора с аксиальной системой охлаждения. Оба эти значения температуры нормируются и на них обращается особое внимание при эксплуатации генератора. Поэтому необходимо тщательно проверять исправность и правильность установки термопреобразователей сопротивления, измеряющих температуру воздуха, выходящего из обмотки и сердечника.

Б.4.7 Для измерения температуры охлаждающего дистиллята, входящего и выходящего из обмотки статора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением), дополнительно к стационарным термопреобразователям сопротивления должны устанавливаться контрольные термометры расширения с ценой деления 0,1 °С. Карманы, в которые устанавливаются термометры, должны обеспечивать возможность заливки их маслом и погружения рабочей части термометра не менее чем на 2/3 диаметра трубопровода.

Б.4.8 Температура воды, входящей и выходящей из воздухоохладителей, измеряется термометрами расширения, устанавливаемыми в карманы, вваренные в трубы и заполненные маслом. Карманы следует устанавливать так же, как указано в Б.4.7. Температура входящей в охладитель воды может измеряться на общем водоводе непосредственно перед разветвлением его по охладителям. Температура выходящей из охладителей воды должна измеряться в непосредственной близости от каждого охладителя, измерять следует термометрами с ценой деления 0,1 °С.

Б.4.9 Расход воды через воздухоохладители и дистиллята через обмотку следует измерять с помощью сужающих устройств (диафрагм) по перепаду давления.

Измерительные диафрагмы должны устанавливаться на напорных трубопроводах охлаждающей воды каждого охладителя. При отсутствии на трубопроводах отдельных охладителей участков, имеющих достаточную для установки диафрагм длину, можно измерять расход на общем напорном трубопроводе.

Перепад давления на диафрагме измеряется *U*-образными дифференциальными манометрами. Для их заливки можно применять легкие жидкости, не смешивающиеся с водой (например тетрабромэтан, бромоформ, четыреххлористый углерод и др.), в зависимости от наблюдаемого перепада давления.

Расход дистиллята через обмотку определяется по станционным расходометрам. В случае необходимости могут быть установлены дополнительные измерительные диафрагмы.

Б.4.10 Определение регулировочных характеристик, номинального и наибольшего токов возбуждения следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 10169.

Б.4.10.1 Регулировочные характеристики, представляющие собой зависимости тока возбуждения от тока обмотки статора, следует определять при неизменных напряжении, коэффициенте мощности и частоте вращения методом непосредственной нагрузки. Допускается определение регулировочных характеристик методом графического построения.

Б.4.10.2 Номинальный ток возбуждения следует определять из регулировочной характеристики, снятой при номинальных мощности, напряжении, коэффициенте мощности и частоте сети. Если при снятии этой характеристики напряжение сети отклонялось от номинального не более чем на ±5 %, можно строить зависимость тока возбуждения от кажущейся мощности и определять значение номинального тока возбуждения для номинальной кажущейся мощности. Номинальный ток возбуждения можно также определить графоаналитическим способом по диаграмме. Для определения расчетного индуктивного сопротивления x_p в соответствии с требованиями ГОСТ 10169 используют характеристики ХХ и КЗ и точку нагрузочной характеристики, снятой при cos φ = 0 и токе возбуждения, близком к номинальному. Допускается определять x_p методом последовательного приближения. Для этого, задавшись $x_p = 0{,}85\ x'_d$, строят диаграмму для одной из опытных точек регулировочной характеристики, из которой определяют расчетный ток ротора и сопоставляют с опытным значением тока ротора. Если расхождение велико, то значение x_p корректируют и опять строят диаграмму для этой же опытной точки регулировочной характеристики. Построение повторяется до тех пор, пока не будет получено хорошее совпадение расчетного и опытного значений тока ротора. Конечное значение x_p принимается за расчетное и может использоваться для определения номинального и наибольшего токов ротора, полученных при следующих условиях:

$$U = U_{ном};\ I = I_{ном};\qquad (Б.4)$$

$$U = 1{,}05U_{ном};\ I = 0{,}95I_{ном};\qquad (Б.5)$$

$$U = 0{,}95U_{ном};\ I = 1{,}05I_{ном}.\qquad (Б.6)$$

Наибольший ток возбуждения может определяться как опытным, так и графоаналитическим способом.

Для большинства гидрогенераторов наибольший ток возбуждения соответствует условию $U = 1{,}05U_{ном}$.

Б.4.10.3 Превышение температуры обмотки следует определять как для номинального, так и для наибольшего тока возбуждения, полученного при отклонении напряжения на ±5 % от номинального.

Б.5 Требования к режиму при проведении испытаний на нагревание

При проведении каждого опыта должны выполняться следующие требования:

а) заданная нагрузка, температура охлаждающих сред на входе в генератор, расход охлаждающего дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением) должны выдерживаться постоянными на протяжении всего

опыта до тех пор, пока не будут достигнуты установившиеся превышения температуры всех частей генератора. Температура считается установившейся, если изменение ее в течение часа не больше 1 °С.

Время, в течение которого температура достигает установившегося значения, составляет ориентировочно:

- для генераторов с косвенным охлаждением — 6—8 ч,
- генераторов с непосредственным охлаждением — 4—5 ч;

б) в течение последних 2—3 ч опыта режим должен поддерживаться таким образом, чтобы отклонение значений основных измеряемых величин от установленных было не более:

Напряжение статора	±2,0 %;
Ток статора	±3 %;
Ток возбуждения	±1,5 %;
Частота вращения	±1,0 %;
Частота тока	±1,0 %;
Температура охлаждающего воздуха	±1,0 °С;
Температура охлаждающего дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора)	±0,5 °С;
Давление воздуха	±0,01 МПа;
Расход охлаждающего дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора)	±10 %.

Испытание может быть начато как с практически холодного, так и с нагретого состояния машины.

В некоторых случаях при сильных колебаниях напряжения в сети следует на время испытаний отключать регулятор возбуждения;

в) рекомендуется проводить испытания при температуре охлаждающего воздуха на входе в генератор, близкой к номинальной (35 °С — 40 °С). При питании воздухоохладителей водой по замкнутому циклу (эта система принята для многих крупных гидрогенераторов) и при наличии рециркуляции нагретой воды, это условие легко выполнимо.

При отсутствии этих термопреобразователей для воздухоохладителей, не имеющих заглушенных трубок, можно таким же образом регулировать температуру не холодного воздуха, а выходящей из воздухоохладителей нагретой воды. Разница в значениях температуры воды, выходящей из отдельных воздухоохладителей, не должна превышать 1 °С. Расходы воды через воздухоохладители следует регулировать задвижками на сливе при полностью открытых входных задвижках;

г) у машин с водяным охлаждением испытания должны проводиться при номинальной температуре охлаждающего дистиллята (обычно не выше плюс 45 °С) и при номинальном расходе дистиллята.

Удельное сопротивление дистиллята не оказывает существенного влияния на тепловое состояние генератора, однако запрещается проводить испытания при значении сопротивления меньшем чем 100 кОм/см²;

д) испытания должны проводиться при напряжении статора, близком к номинальному. Во время отдельных опытов отклонения средних значений напряжения не должны превышать 3 % — 5 % номинального;

е) испытания следует проводить при коэффициенте мощности, близком к номинальному. Допускаются отклонения от плюс 0,05 до минус 0,15;

ж) записи всех измеряемых величин производятся в начале режима через час, а в последние 2 ч режима не реже чем через полчаса;

и) при невозможности поддержания температуры охлаждающего воздуха (или дистиллята для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора), близкой к номинальной, допускается проводить испытания при температуре охлаждающих сред, реально достижимых на месте испытаний. Однако температура охлаждающего воздуха должна быть не ниже 10 °С, а температура жидкой охлаждающей среды, применяемой как для непосредственного, так и для косвенного — не ниже точки росы при данном давлении охлаждающего воздуха. При нескольких видах охлаждающих сред (воздух, вода) разность их температур на входе в машину должна быть не более 10 °С.

Б.6 Обработка результатов испытаний

Б.6.1 За последний час каждого опыта необходимо подсчитать средние значения всех измеренных величин, вычислить среднюю температуру холодного воздуха (согласно Б.4.6), определить установившиеся превышения температуры отдельных частей генератора над температурой охлаждающей их среды (холодного воздуха или охлаждающего дистиллята).

После этого должны быть построены кривые нагрева — зависимости установившихся превышений температуры от квадрата тока (статора или ротора).

Для всех гидрогенераторов необходимо построить кривые нагрева обмотки статора и стали статора по всем заложенным термопреобразователям сопротивления и обмотки ротора (по средней ее температуре). Особо выделяют кривые нагрева по наиболее нагретому термопреобразователю сопротивления, заложенному между стержнями, и наиболее нагретому термопреобразователю сопротивления, заложенному на дно паза (их строят обычно на отдельном графике).

Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора должны быть построены те же кривые зависимости, а также кривые зависимости разности температур входящего и выходящего охлаждающего дистиллята от квадрата тока статора. Кроме того, необходимо построить кривые зависимости превышения температуры по наиболее нагретому термопреобразователю сопротивления, контролирующему обмотку статора, над температурой входящего в обмотку охлаждающего дистиллята от квадрата тока статора. Строить кривые нагрева для всех заложенных термопреобразователей сопротивления нет необходимости, достаточно сравнить между собой значения температуры наиболее и наименее нагретых термопреобразователей сопротивления, полученные во время опыта с номинальной (или близкой к ней) нагрузкой.

Кривые зависимости превышения температуры от квадрата тока для большинства генераторов могут быть с достаточной степенью точности представлены в виде прямых в интервалах от $0{,}6I_{\text{ст.ном}}$ до $I_{\text{ст.ном}}$ для тока статора и от $0{,}4i_{\text{fном}}$ до $i_{\text{fном}}$ для тока возбуждения. Однако необходимо учитывать, что для роторов с самовентилируемой обмоткой (непосредственное охлаждение) эта зависимость отклоняется от линейной.

Если опыты проводились при токах статора и ротора меньших номинальных, кривые могут быть экстраполированы до номинальных значений токов при условии, что наибольшие токи при опытах составляли не менее 90 % номинальных.

При значительном разбросе точек, полученных при различных опытах, следует повторить опыты (полностью или частично).

Целесообразно строить дополнительно к зависимости $\Delta\vartheta = f(i_f^2)$ кривые зависимости превышения температуры обмотки ротора от потерь возбуждения $\Delta\vartheta = f(P_f)$, так как при этом учитывается влияние общего уровня нагрева на сопротивление обмотки ротора.

В тех случаях, когда температура холодного воздуха при проведении отдельных опытов была различной или значительно отличалась от номинальной, построение кривых нагрева обмотки ротора в зависимости от потерь является обязательным.

Пересчитав зависимость $\Delta\vartheta = f(P_f)$ в зависимость $\Delta\vartheta = f(i_f^2)$ при номинальном или другом заданном постоянном значении $\vartheta_{хг}$, строят кривую зависимости превышения температуры обмотки ротора от квадрата тока возбуждения для номинальной (или любой другой) температуры холодного воздуха.

Б.6.2 По кривым нагрева определяют наибольшие значения температуры обмоток статора и возбуждения и активной стали статора, а для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора — также и температуры охлаждающего дистиллята на выходе из обмотки при номинальных нагрузке, коэффициенте мощности, напряжении, температуре охлаждающего дистиллята.

Поскольку в обмотках с непосредственным водяным охлаждением перепад температуры от меди к охлаждающему дистилляту очень мал, температура дистиллята, выходящего из обмотки, может быть принята за среднюю температуру стержней в месте выхода дистиллята.

Если наибольшие значения температуры, определенные по кривым нагрева, лежат в пределах, допустимых для данного класса изоляции и системы охлаждения генератора, они (с округлением до плюс 5 °С) принимаются за наибольшие допустимые в эксплуатации. Если полученные по кривым нагревания значения температуры оказываются выше допустимых, нагрузку генератора необходимо снижать до значения, при котором нагревание не будет превышать допустимых значений.

Наибольшую допустимую в эксплуатации температуру (с округлением в пределах плюс 5 °С) указывают в местной инструкции по эксплуатации генератора.

У гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора определяют также температуру и разницу температур между показаниями наиболее и наименее нагретых термопреобразователей сопротивления, контролирующих обмотку статора.

В случае, если указанные температуры или их разности оказываются выше, чем указанные заводом-изготовителем или установленные опытом эксплуатации для данного типа гидрогенератора, необходимо принять меры для выяснения причин повышенного нагревания.

Б.6.3 У гидрогенераторов с воздушным охлаждением разность значений температуры выходящего и входящего охлаждающего воздуха (определенная при номинальном токе) характеризует уровень отводимых воздухом потерь генератора и состояние системы его охлаждения и не нормируется (используется для сравнения при последующих контрольных испытаниях на нагревание).

Б.6.4 Карта допустимых нагрузок генератора составляется на основании кривых нагревания. Исходными условиями при ее составлении являются:

а) сохранение полной мощности (номинальной или максимально длительной) при отклонении напряжения на ±5 % номинального.

При работе генератора с номинальной и максимальной длительной нагрузкой и напряжением, отличающимся от номинального на ±5 %, дополнительное повышение температуры отдельных частей генератора и охлаждающей среды считается допустимым, хотя значение его не нормируется;

б) увеличение мощности генераторов при снижении температуры охлаждающего воздуха и уменьшение мощности при повышении его температуры.

Токи статора определяются и приводятся соответственно при трех значениях напряжения: $U_{\text{ном}}$; $0{,}95U_{\text{ном}}$ и $1{,}05U_{\text{ном}}$. При необходимости могут быть указаны и промежуточные значения.

В карте нагрузок приводятся два значения тока ротора — номинальное и наибольшее.

Для гидрогенераторов с длиной активной стали до 2 м увеличение мощности разрешается при снижении температуры холодного воздуха в пределах 20 °С (первая группа), гидрогенераторов с длиной активной стали более 2 м — в пределах 10 °С (вторая группа).

При большем снижении температуры охлаждающего воздуха дальнейшее увеличение мощности и соответствующих ей токов статора и ротора не допускается.

Увеличение токов статора не должно превосходить 15 % номинального значения для генераторов первой группы и 10 % номинального для генераторов второй группы во всем диапазоне допустимых отклонений напряжения до ±5 % номинального.

Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора увеличение мощности при снижении температуры охлаждающего воздуха не разрешается, однако при повышении температуры охлаждающего воздуха требуется снижение мощности.

В карте нагрузок должны приводиться допустимые токи в обмотках статора и ротора для интервалов температуры не более 5 °С. Допустимый ток определяется для наибольшего значения температуры данного интервала.

Б.6.5 Порядок составления карты нагрузок для генераторов с воздушным и водяным охлаждением обмотки статора следующий:

а) по регулировочной характеристике и по диаграммам определяют номинальный и наибольший токи ротора;

б) по кривым нагрева находят наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмоток статора и ротора, стали статора;

в) по кривым нагрева определяют допустимые токи, исходя из постоянства наибольших наблюдаемых в эксплуатации температур, отдельно для ротора и статора. Для статора используют ту из кривых нагрева (обмотки, стали, охлаждающего воздуха, которая при номинальном токе статора показывает наибольшую температуру по отношению к допустимой.

Для определения допустимых токов возбуждения следует использовать кривую нагревания $\Delta\vartheta = f(P_f)$, так как в ней учтено влияние температуры охлаждающего воздуха на общее нагревание обмотки. Исходя из постоянства наибольшей в эксплуатации температуры, определяют для верхнего предела каждого интервала температуры холодного воздуха допустимые значения $\Delta\vartheta_f$ и соответствующие потери на возбуждение P_f. Допустимый ток возбуждения определяют по формуле

$$i_f = \sqrt{\frac{P_f}{r_f}}. \qquad (Б.7)$$

Если наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмоток статора и ротора превышают допустимые для данного типа генератора, токи должны быть ограничены до значений, при которых температуры не превысят допустимых.

Б.6.6 Порядок составления карты нагрузок для генератора с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора следующий.

При повышении температуры охлаждающего воздуха у этих генераторов увеличивается нагрев стали статора и обмотки ротора, а нагрев обмотки статора, охлаждаемой непосредственно водой, меняется незначительно.

При использовании в качестве исходной для составления карты нагрузок кривой нагрева стали статора ограничения тока статора получаются неоправданно большими из-за пологости этой кривой.

В то же время сердечники большинства гидрогенераторов имеют тепловые запасы. Поэтому за исходную для составления карты нагрузок принимают кривую нагрева обмотки ротора. Для полученных из этой кривой допустимых значений тока ротора определяют по регулировочной характеристике допустимые токи статора. Полученные таким образом значения токов статора будут превышать те значения, которые можно было бы определить исходя из кривой нагрева стали статора. Соответственно и температуры стали при этих значениях токов будут несколько выше, чем наибольшая наблюдаемая в эксплуатации температура, определенная для номинального режима. Полученные значения температур не должны превышать допустимые для данного типа генератора.

Карты нагрузок составляются следующим образом:

а) по регулировочной характеристике и построенным диаграммам определяют номинальный и наибольший токи ротора;

б) по кривой нагрева обмотки ротора находят наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмотки ротора для номинального и наибольшего токов ротора;

в) исходя из постоянства наибольшей наблюдаемой температуры обмотки ротора по кривой его нагрева определяют допустимые токи ротора для интервала температуры холодного воздуха не более 5 °С (от 40 °С до 55 °С);

г) по регулировочной характеристике находят токи статора, соответствующие полученным токам ротора;

д) по кривым нагрева сердечника статора проверяют, не превышают ли температуры, соответствующие полученным токам статора, предельно допустимые для данного генератора. Если указанные температуры превышают предельно допустимые, необходимо ограничить токи статора до значений, при которых допустимая температура сердечника не будет превышена;

е) подсчитывают допустимые токи статора при изменении напряжения на ±5 % от $U_{ном}$.

Б.7 Порядок составления отчетности по материалам испытаний

Материалы обработки результатов испытаний и составляемая отчетность должны быть точными, полными, наглядными, возможными для безошибочного использования в последующий период.

В отчетность должны быть включены:

а) паспортные и конструктивные данные гидрогенератора;

б) результаты измерения сопротивления обмотки ротора в холодном состоянии, включая результаты предыдущих измерений — заводских и эксплуатационных;

в) данные о термопреобразователях сопротивления — маркировка, места установки (желательно схематическое изображение), сопротивления в холодном состоянии, сопротивления соединительных проводов и изоляции;

г) сводные таблицы средних значений измерений (за последний час каждого опыта):

1) электрических величин (по контрольным и щитовым приборам),

2) температуры и расхода охлаждающей воды, охлаждающего воздуха (холодных и нагретых), давления дистиллята на входе и выходе из обмотки,

3) превышений температуры по всем термопреобразователям сопротивления, заложенным в пазах статора, над температурой охлаждающего воздуха, а для обмоток, охлаждаемых водой, над температурой дистиллята на входе (по данным измерений мостом, логометром или автоматическим регистратором температур),

4) превышения температуры обмотки ротора над температурой холодного воздуха,

д) кривые зависимости превышения температуры обмотки ротора от потерь возбуждения и от квадрата тока ротора;

е) кривые зависимости превышения температуры от квадрата тока статора для:

1) наиболее нагретых термопреобразователей сопротивления, заложенных на дно паза, между стержнями, под клиньями или на боковой поверхности стержней обмотки статора,

2) дистиллята, выходящего из обмотки статора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора),

ж) кривые распределения температуры по окружности статора;

и) разность значений температуры, измеренной по наиболее и наименее нагретым термопреобразователям сопротивления, заложенным под клинья или на боковой поверхности стержней обмотки статора, при номинальном режиме работы генератора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);

к) регулировочная характеристика и данные по определению номинального и наибольшего тока возбуждения при отклонении напряжения и тока статора на 5 % от номинальных значений (желательно привести также характеристики ХХ и КЗ);

л) данные о наибольших допустимых в эксплуатации температур активных частей генератора;

м) карты допустимых нагрузок генератора;

н) выводы и предложения.

При необходимости в отчет могут быть включены сведения о реконструкциях, ремонтах и данные предыдущих испытаний.

При контрольных испытаниях допустимо составлять лишь протокол с результатами сопоставления.

Б.8 Оценка состояния гидрогенератора по результатам испытаний

По результатам испытаний определяют соответствие характеристик нагревания испытанного гидрогенератора стандартам или техническим условиям на его изготовление. Гидрогенератор соответствует условиям поставки, если значение температуры или превышение температуры его активных частей при номинальных токах меньше или равно тем значениям, которые указаны в ГОСТ 5616 или в паспорте гидрогенератора.

Если температура или превышение температуры при номинальном режиме работы выше, чем предусмотрено стандартами или техническими условиями на его изготовление, необходимо провести специальные испытания (с установкой дополнительных датчиков температуры) для выяснения и устранения причин повышенного нагревания.

До устранения причин повышенного нагревания вводится ограничение значения токовой нагрузки гидрогенератора, исходя из условий непревышения допустимой температуры или превышения температуры.

Приложение В
(обязательное)

Методика проведения вибрационных испытаний гидрогенераторов с определением форм статора, ротора и оценкой симметрии воздушного зазора

В.1 Контроль вибрационного состояния стальных конструкций статора

В.1.1 Причины вибрации

В.1.1.1 Вибрация стальных конструкций статора гидрогенератора содержит составляющую частоты 100 Гц и полигармоническую низкочастотную составляющую, которая представляет собой, как правило, сумму четырех-пяти низших гармонических составляющих. Частота первой гармонической составляющей равна частоте вращения вала гидроагрегата, а частоты более высоких порядков кратны первой.

В.1.1.2 Наиболее вероятной причиной повышенной вибрации частоты 100 Гц являются недостаточная плотность стыковых соединений составного сердечника, которая в процессе эксплуатации может существенно уменьшаться. Вибрация может быть как общей, так и местной, причем ее неравномерность может быть не только вдоль окружности сердечника, но и по его высоте. Ранним признаком ухудшения состояния стыков является повышенный уровень вибрации на «холодном» (до 30 °С) сердечнике, и ее уменьшение по мере нагрева генератора.

В.1.1.3 Другими, менее распространенными причинами вибрации сердечника частоты 100 Гц, могут быть неудачная схема обмотки статора и уравнительные токи генератора. При неудачном выборе числового ряда обмотки наблюдается рост вибрации сердечника с увеличением нагрузки генератора. Влияние уравнительных токов может быть обнаружено по наличию периодических изменений (типа биений) уровня вибрации.

В.1.1.4 Низкочастотная вибрация статора, имеющая место при всех режимах работы агрегата, в том числе при ХХ без возбуждения, обусловлена механическими причинами и передается с вращающихся частей агрегата через опорные конструкции. Низкочастотная вибрация, возникающая при подаче возбуждения, является следствием искажения формы ротора или витковых замыканий в обмотках его полюсов. Способы определения форм ротора и статора подробно изложены в приложении В.3.

В.1.2 Места измерения вибраций, установка вибропреобразователей и режимы работы генератора при испытаниях

В.1.2.1 Вибрацию частоты 100 Гц измеряют в радиальном направлении на спинке сердечника статора в среднем сечении по его высоте по обеим сторонам каждого стыка секторов, а также в середине каждого сектора.

В.1.2.2 Низкочастотную вибрацию измеряют в радиальном направлении на спинке сердечника, полках и обшивках корпуса статора в среднем сечении по его высоте в середине каждого сектора, а также в нескольких точках по окружности фланца корпуса и в прилежащих точках фундамента.

В.1.2.3 На кольцевых (бесстыковых) статорах вибрацию частоты 100 Гц и низкочастотную вибрацию измеряют на сердечнике и полках корпуса в двух сечениях по высоте и в четырех — шести точках по окружности гидрогенератора при номинальном напряжении. В двух — четырех точках измеряют вибрации верхнего и нижнего фланца корпуса в местах их крепления к верхней крестовине и фундаментным плитам соответственно. Особо следует проверять зависимости вибраций от теплового состояния гидрогенератора.

В.1.2.4 Крепление вибропреобразователей к исследуемому конструктивному узлу возможно с помощью болтов, жестких распорок, струбцин, клеев на эпоксидной основе и т. п. Крепление должно обеспечивать жесткий механический контакт, исключающий взаимное перемещение исследуемого узла и вибропреобразователя.

В.1.2.5 Вибрацию надлежит измерять при следующих режимах работы гидрогенератора:

- ХХ без возбуждения с номинальной частотой вращения вала (измеряется только низкочастотная вибрация);
- ХХ с различными уровнями возбуждения, обеспечивающими напряжение генератора от 0,4 до 1,0 i_f ступенями по 0,2. При сложности осуществления режимов ХХ с возбуждением меньше номинального допускается измерение вибрации только при $U_{ном}$. Измерения проводят при «холодном» (не выше 30 °С) и при «горячем» (выше 50 °С) сердечнике;
- параллельной работе с системой в установившемся тепловом состоянии генератора при различных уровнях активной нагрузки, вплоть до номинальной или максимально возможной по условиям эксплуатации, а также в режиме синхронного компенсатора (если генератор эксплуатируется в данном режиме).

В.1.3 Осмотр стальных конструкций статора

В.1.3.1 Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, спинка сердечника и стыки секторов статора, а также штифты нижнего фланца корпуса и узлы крепления корпуса к фундаменту.

В.1.3.2 При осмотре должны быть установлены качественные характеристики, место обнаружения анормальностей и, по возможности, их количественная оценка. Следует обращать особое внимание:

- на наличие контактной коррозии активной стали;
- трещины и обрывы сварных швов узлов крепления сердечника;
- трещины и изломы наборных призм (клиньев);
- разрушение (сколы, выкрашивания) активной стали;
- волны и «домики» активной стали;

- подвижность вентиляционных распорок;
- ослабление распорных домкратов;
- ослабление и «выползание» штифтов фланца корпуса;
- ослабление затяжки гаек стяжных шпилек сердечника и анкерных болтов.

В.1.3.3 Программа осмотра стальных конструкций статора определена в приложении А.

В.1.4 Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора

В.1.4.1 Оценку вибрационного состояния стальных конструкций по уровню вибрации частоты 100 Гц и низкочастотной вибрации проводят раздельно в соответствии с таблицами В.1.1 и В.1.2, которые в зависимости от результатов измерения вибрации и результатов осмотра сердечника статора и узлов его крепления к корпусу, а также корпуса и его крепления к фундаменту определяют три оценки состояния генератора: «удовлетворительно», «неудовлетворительно» и «недопустимо».

Таблица В.1.1 — Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора по составляющей вибрации частоты 100 Гц

Параметры, определяющие состояние гидрогенератора			Оценка
Размах вибрации частоты 100 Гц, мкм		Результаты осмотра	
при параллельной работе с системой (сердечник «горячий»)	при XX с возбуждением (сердечник «холодный»)		
До 30	До 50	Слабые следы контактной коррозии на спинке сердечника. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек нет	«Удовлетворительно»
Св. 30	Св. 50	Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек нет	«Неудовлетворительно»
Св. 30	Св. 50	Наличие трещин и изломов в узлах крепления сердечника. Ослабление затяжки гаек стяжных шпилек. Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса	«Недопустимо»

Таблица В.1.2 — Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора по низкочастотным составляющим виброперемещений

Параметры, определяющие состояние гидрогенератора		Оценка
Размах низкочастотных гармоник или их суммы на XX с возбуждением или при параллельной работе с системой, мкм	Результаты осмотра	
До 80	Повреждений узлов крепления сердечника, ослабления распорных домкратов, «выползания» штифтов фланца корпуса — нет	«Удовлетворительно»
До 180	Повреждений узлов крепления сердечника нет. Ослабление распорных домкратов. «Выползание» отдельных штифтов фланца корпуса	«Неудовлетворительно»
Св. 180	Наличие повреждений в узлах крепления сердечника. Ослабление распорных домкратов. Массовое «выползание» штифтов фланца корпуса	«Недопустимо»

В.1.4.2 По результатам оценки вибрационного состояния генератора принимают решение о его дальнейшей эксплуатации и срокам обследования. Соответствующие рекомендации приведены в таблице В.1.3.

Таблица В.1.3 — Рекомендации по дальнейшему контролю вибрации, осмотрам и допустимости эксплуатации гидрогенератора

Оценка вибрационного состояния	Рекомендуемые решения
«Удовлетворительно»	Эксплуатация без ограничений. Периодичность измерения вибрации и осмотров: - один раз в четыре — семь лет; - до и после капитального ремонта при отсутствии внезапно возникших аномалий
«Неудовлетворительно»	Выяснение причин повышенной вибрации и их устранение при первой возможности вывода гидроагрегата в ремонт. До устранения повышенной вибрации проводить измерения и осмотр один раз в год
«Недопустимо»	Немедленный вывод генератора в ремонт для устранения повреждений и причин повышенной вибрации. При невозможности немедленного ремонта эксплуатация генератора допускается только по решению технического руководителя ГЭС. При наличии зависимости вибрации от режима работы эксплуатировать гидрогенератор в наиболее «легком» режиме. Контрольные измерения вибрации и осмотры проводить не реже одного раза в полгода

В.2 Контроль вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора

В.2.1 Причины вибрации

В.2.1.1 Вибрация лобовых частей обмотки статора содержит составляющую 100 Гц — в нормальном режиме и 50, 100, 150 и 200 Гц в переходных режимах.

В.2.1.2 Основной причиной повышенной вибрации в нормальных и переходных режимах работы гидрогенератора является наличие слабо демпфированных резонансов лобовых частей обмотки статора вблизи частот возмущающих сил — 50, 100, 150 и 200 Гц. Указанные резонансы зависят от системы и качества крепления обмотки у выхода из паза и у головок.

В.2.1.3 Вибрации лобовых частей обмотки зависят также от плотности заклиновки стержней в пазах статора.

В.2.2 Места измерения вибрации, установка вибропреобразователей, режимы работы генератора при испытаниях и обработка результатов

В.2.2.1 Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях на головках верхних и нижних лобовых частей обмотки статора (по возможности не на изоляционных коробках), а также вблизи выхода из паза.

В.2.2.2 Вибропреобразователи рекомендуется заключать в изоляционные обоймы, приклеиваемые к лобовым частям обмотки эпоксидным клеем.

В.2.2.3 Вибропреобразователи устанавливают не менее чем на десяти стержнях обмотки.

В.2.2.4 Для определения вибрационного состояния лобовых частей снимают их АЧХ в режиме установившегося трехфазного КЗ-генератора.

Для снятия АЧХ выполняют осциллографирование виброперемещений лобовых частей при выбеге гидрогенератора. Закоротку устанавливают на выводах гидрогенератора или за трансформатором. Ток ротора должен быть неизменным, что обеспечивает неизменность тока статора. С этой целью на время испытаний гидрогенератор переводят на резервное возбуждение либо возбуждение подают от соседнего гидрогенератора и выводят из работы соответствующие защиты. Уровень возбуждения устанавливают таковым, чтобы при номинальной частоте вращения ротора ток статора был номинальным. Виброграммы снимают примерно через каждые 5 % изменения частоты вращения ротора в диапазоне 0,4—1,2 от номинального значения.

В.2.2.5 Измерения вибрации проводят при одном тепловом состоянии генератора — «горячем» (не менее 50 °С).

В.2.2.6 Построение АЧХ выполняется следующим образом: для каждого *j*-го фрагмента осциллограммы определяют частоту тока, а в каждой кривой виброперемещения известными способами выделяют гармоническую составляющую удвоенной частоты тока, двойную амплитуду которой приводят к номинальному току статора по соотношению:

$$2A = 2A_j(I_j / I_{ном})^2, \quad (В.2.1)$$

где I_j — ток статора в испытуемом режиме;

$I_{ном}$ — номинальный ток статора;

$2A_j$ — размах вибрации при токе I_j;

$2A$ — размах вибрации при токе $I_{ном}$.

После этого строят кривые изменения размаха этой составляющей виброперемещения в зависимости от частоты возмущающей силы, равной удвоенной частоте тока статора.

Результаты измерения вибрации при номинальном токе статора на номинальной частоте вращения, по которым оценивается состояние узла, подвергают статистической обработке следующим образом. Определяют среднеарифметическое значение вибрации:

$$2\overline{A}_{кз} = 1/m\ \Sigma\ 2A_{i\ кз}, \qquad (В.2.2)$$

где $2A_{i\ кз}$ — размах вибраций в i-й точке в режиме короткого замыкания;

m — число вибропреобразователей, установленных в одинаковых местах лобовых дуг и одинаково ориентированных.

С доверительной вероятностью $p = 0{,}975$ вычисляют расчетный предельный уровень вибрации:

$$2A_{пр.кз} = 2\overline{A}_{кз} + st(p), \qquad (В.2.3)$$

где $s = \sqrt{\dfrac{\sum\left(2A_{iкз} - 2\overline{A}_{кз}\right)^2}{m-1}}$ — эмпирический стандарт,

$t(p)$ — коэффициент, зависящий от m и определяемый по таблице В.2.1.

Таблица В.2.1 — Значения коэффициента $t(p)$ в зависимости от m

m	10	15	20	30
$t(p)$	2,23	2,13	2,09	2,04

Полученное предельное значение вибрации при номинальном токе статора пересчитывается на нагрузочный режим по соотношению

$$2A_{пр.нагр} = 1{,}3\ 2A_{пр.кз} \qquad (В.2.4)$$

и используется далее для оценки вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора.

В.2.3 Осмотр лобовых частей обмотки статора

В.2.3.1 При осмотре лобовых частей обмотки статора необходимо обращать внимание на следующие дефекты:

- ослабление заклиновки жестких элементов крепления (распорок, дистанционных прокладок и т.д.);
- ослабление и обрывы бандажных вязок;
- следы истирания изоляции или покровной ленты в местах соприкосновения с жесткими элементами;
- течи охлаждающей воды в головках (для генераторов с непосредственным водяным охлаждением);
- нарушение целостности элементов крепления или стержней обмотки статора (трещины, износ поверхности и т. д.).

В.2.3.2 Подробно приемы осмотра, критерии оценок и форма записи результатов изложены в приложении А.

В.2.4 Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора

В.2.4.1 Вибрационное состояние лобовых частей обмотки статора оценивают с помощью таблицы В.2.2 по предельному уровню вибрации с частотой 100 Гц, приведенной к номинальному нагрузочному режиму, определяемому в соответствии с В.2.2.6, а также по результатам осмотров.

В.2.4.2 По результатам оценки вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора принимают решение о его дальнейшей эксплуатации и о сроках технического обследования. Рекомендуемые решения приведены в таблице В.2.2.

Таблица В.2.2 — Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора гидрогенератора и рекомендации по дальнейшему контролю вибрации, осмотрам и допустимости эксплуатации гидрогенератора

Предельная вибрация частоты 100 Гц, мкм	Результаты осмотра	Оценка	Рекомендуемые решения
До 50	Замечаний нет (или обнаружены отдельные ослабления элементов крепления)	«Удовлетворительно»	Вибрационные испытания и осмотры — один раз в четыре — семь лет — до и после капитального ремонта, или после переходных аварийных режимов
50—100	Массовые ослабления элементов крепления. Следы истирания. Отдельные течи воды в головках	«Неудовлетворительно»	Восстановление системы креплений при первой возможности. До устранения повреждений измерение вибрации и осмотры — один раз в год

Окончание таблицы В.2.2

Предельная вибрация частоты 100 Гц, мкм	Результаты осмотра	Оценка	Рекомендуемые решения
Св. 100	Массовые нарушения целостности элементов крепления. Массовые течи воды в головках	«Недопустимо»	Восстановление или модернизация системы креплений при первой возможности. Измерение вибрации при трехфазном КЗ — один раз в три месяца. При росте уровня вибрации — немедленный вывод в ремонт

В.3 Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора

В.3.1 Общие положения

В.3.1.1 Определение форм ротора и статора гидрогенераторов следует производить при каждом капитальном ремонте, но не реже, чем один раз в семь лет, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенных низкочастотной вибрации сердечника статора и крестовины, биения вала и повышения температуры сегментов направляющих подшипников. Если предусматривается проведение работы по исправлению форм ротора и статора, то измерение их форм необходимо производить дважды: перед ремонтом и повторно после него.

В.3.1.2 Оценка симметрии воздушного зазора осуществляется с учетом статических и динамических форм, а также величин биения вала. При повышенном биении вала, связанным с наличием дефектов валопровода или узлов гидротурбинного оборудования («излом» вала, небалансы узлов в проточной части и др.), определение форм ротора и статора проводится после устранения причины биения вала.

Расположение ротора в расточке статора определяется измерением с помощью щупа воздушного зазора на остановленной машине по всей окружности.

Эксцентричное расположение ротора в расточке статора гидрогенератора в динамике определяется при помощи двух датчиков биения вала, установленных под 90° у генераторного подшипника по изменению положения центра вращения вала на режиме холостого хода с возбуждением и без возбуждения. При подаче возбуждения центр вращения ротора перемещается в сторону меньшего воздушного зазора в генераторе.

Статические формы ротора и статора определяют традиционным способом — измерением с помощью щупа при провороте ротора или поворотной стрелой при вынутом роторе.

Динамические формы ротора и статора определяются с использованием измерительных витков, устанавливаемых на сердечнике в нескольких сечениях по периметру статора, либо оптоэлектронным устройством, датчик которого устанавливается поочередно в выбранном количестве сечений статора. Возможно использование и других равноценных методов и средств измерения воздушного зазора.

При работе с измерительными витками величину воздушного зазора под каждым полюсом оценивают по уровню электродвижущей силы, наведенной в витке каждым полюсом, при использовании оптоэлектронного устройства — по величине отраженного светового потока, фиксируемого оптоэлектронным датчиком. Измерения с помощью витка выполняют в режиме ХХ с возбуждением.

В.3.1.3 Перед измерениями форм ротора и статора должна быть составлена программа работы, которая утверждается техническим руководителем ГЭС.

В.3.1.4 Протокол измерений должен содержать помимо результатов замеров их графическое отображение. При этом ротор изображается в расточке статора в положениях, при которых имеют место максимальные и минимальные зазоры между ротором и статором. В протоколе указывают также величины биения вала, напряжение ХХ, маркировку элементов ротора и статора (номера секторов и пазов статора, номера полюсов ротора) и их взаимное положение.

В.3.1.5 По результатам измерения и анализа форм ротора и статора составляют заключение, в котором должны быть даны оценки их несимметрии и рекомендации по ее устранению или снижению. Оценку неравномерности воздушного зазора при неудовлетворительном вибрационном состоянии статора выполняет персонал ГЭС с привлечением в случае необходимости специализированных организаций, имеющих необходимый опыт и лицензии на выполнение указанных работ.

В.3.2 Определение формы ротора

В.3.2.1 Определение статической формы ротора

Статическую форму ротора определяют при его провороте. С помощью щупа измеряют зазоры вверху и внизу ротора между серединой каждого полюса и фиксированной произвольной точкой статора. Затем определяется среднее арифметическое значение замеров вверху и внизу ротора.

Результаты измерений оформляют в табличной форме и составляют их графическое отображение: величины зазоров между каждым полюсом ротора и произвольно выбранной точкой статора наносят на график либо в полярных, либо в прямоугольных координатах.

При плавной форме огибающей полюсов ротора (без резких, превышающих 10 % — 15 % отличий в величинах зазоров под соседними полюсами) количественной оценкой искажения является разность между максимальной величиной зазора $A_{рот.макс.}$ и средним значением по всем точкам измерения $\delta_{рот.ср.}$, отнесенная к среднему значению. С помощью этой величины, взятой в процентах, определяют степень искажения формы ротора по формуле

$$\Delta_{рот.} = [(A_{рот.макс} - \delta_{рот.ср.})/\delta_{рот.ср}] 100\ \%. \quad (В.3.1)$$

Такой упрощенный анализ допустим при плавно меняющейся форме огибающей полюсов ротора.

При сложной форме огибающей полюсов ротора, полученной по результатам последовательного измерения величин зазоров между всеми полюсами и выбранной точкой статора, ее целесообразно разложить в ряд Фурье. Первая гармоническая составляющая будет характеризовать эксцентриситет, вторая — эллиптичность, а более высокие гармоники — более сложные формы искажения ротора.

Примечание — Форма ротора может определяться и без статора, например на монтажной площадке с помощью поворотной стрелы. В этом случае измеряется расстояние от струны до каждой грани обода или до каждого полюса. Затем также проводится Фурье-анализ формы ротора.

В.3.2.2 Определение динамической формы ротора

Для качественной оценки могут использоваться методы определения динамической формы ротора, упомянутые в В.3.1.2. Измерения динамической формы могут быть проведены с помощью оптоэлектронной измерительной техники. При этом имеется возможность раздельной оценки влияния центробежных (при выбеге на ХХ без возбуждения) и электромагнитных сил (при подаче возбуждения) на форму ротора, а, следовательно, получить количественную оценку ослабления посадки обода на спицах работающего агрегата.

Измерения должны проводиться вверху и внизу статора или в середине. Результаты измерений оформляются аналогично изложенному в В.3.2.1.

Измерения также могут быть проведены с помощью измерительного витка на статоре в режиме ХХ с номинальной скоростью вращения ротора и уровне возбуждения, обеспечивающем 0,4—0,6 $U_{ном.}$.

Результаты измерений следует сравнивать с предыдущими измерениями данным методом.

В.3.3 Определение формы статора

В.3.3.1 Определение статической формы статора

Статическая форма статора определяется одновременно с измерением формы ротора при его провороте, однако в данном случае щупом также измеряются зазоры между каким-либо фиксированным полюсом ротора и несколькими (не менее восьми) точками расточки статора, симметрично расположенными по его окружности. Измерения должны проводиться вверху и внизу статора или в середине. Затем определяется среднее арифметическое значение замеров вверху и внизу статора.

Результаты измерений оформляются в табличной форме и дается их графическое отображение: величины зазоров между симметричными точками статора и определенным полюсом ротора наносятся на график либо в полярных, либо в прямоугольных координатах. При плавной форме огибающей (без резких, более 10 % — 15 % отличий в величинах зазоров в соседних точках измерения) количественной оценкой искажения является разность максимальной величины зазора ($A_{ст.макс.}$) и среднего значения по всем точкам измерения $\delta_{ст.ср.}$, отнесенная к среднему значению. С помощью этой величины, взятой в процентах, определяют степень искажения формы статора по формуле

$$\Delta_{ст.} = [(A_{ст.макс} - \delta_{ст.ср.})/\delta_{ст.ср}] 100\ \%. \quad (В.3.2)$$

Полученную форму необходимо разложить в ряд Фурье. Первая гармоническая составляющая не определяет искажение формы статора, а характеризует эксцентриситет расположения оси статора относительно оси вращения ротора. Вторая гармоническая составляющая характеризует эллиптичность статора, а более высокие гармоники — более сложные формы искажения статора. Полученные амплитудные значения гармонических составляющих, отнесенные к средней величине воздушного зазора и представленные в процентах, позволяют оценить степень искажения формы статора.

В.3.3.2 Определение динамической формы статора

Для качественной оценки могут использоваться методы определения динамической формы статора, упомянутые в В.3.1.2. Динамическая форма качественно может быть определена с помощью измерительных витков, однако технология измерения достаточно трудоемка, поскольку требуется стационарная установка нескольких витков, равномерно распределенных вдоль окружности статора. Измерения с помощью оптоэлектронного датчика, помимо обеспечения более надежной информации, менее трудоемки и не требуют специальной остановки агрегата.

Форма статора определяется по величине электродвижущей силы или интенсивности отраженного светового потока от фиксированного полюса в выбранных точках вдоль окружности статора.

В.3.4 Оценка форм ротора и статора и принятие решений

Оценку неравномерности форм ротора и статора производят раздельно. Рекомендуется следующая градация оценок неравномерности:

- для ротора:

$\Delta_{рот.} < 5\ \%$ — удовлетворительно;

$\Delta_{рот.}$ = 5 — 10 % — неудовлетворительно;
$\Delta_{рот.}$ > 10 % — недопустимо;
- для статора:
$\Delta_{ст}$ < 8 % — удовлетворительно;
$\Delta_{ст}$ = 8 % — 15 % — неудовлетворительно;
$\Delta_{ст}$ > 15 % — недопустимо.

По результатам оценки форм ротора и статора с учетом повышенной низкочастотной вибрации сердечника статора, биения вала (из-за искажения формы ротора), повышенного одностороннего нагрева сегментов направляющих подшипников (из-за искажения формы статора) и результатов осмотра, в соответствии с таблицами В.3.1 и В.3.2 оценивают состояние гидрогенератора и принимают решение о его дальнейшей эксплуатации.

В отдельных случаях, в зависимости от особенностей конкретного генератора, например при сильном искажении формы статора, но нормальной температуре сегментов направляющих подшипников, рекомендуемые нормы неравномерности необходимо согласовать с заводом-изготовителем.

Примечание — В отдельных случаях в зависимости от особенностей конкретного генератора, даже в случае превышения вышеуказанных норм, но при отсутствии дефектов, перечисленных в таблицах В.3.1 и В.3.2, рекомендуемые нормы неравномерности могут быть изменены по согласованию с заводом-изготовителем.

Таблица В.3.1 — Оценка формы ротора и рекомендуемые решения

Факторы, определяющие состояние генератора			Оценка	Рекомендуемые решения
Степень искажения формы ротора (статической или динамической), $\Delta_{рот.}$, %	Размах низкочастотных виброперемещений сердечника статора на XX с возбуждением или при работе в сети, мкм	Результаты осмотра		
<5	<80	Замечаний нет	«Удовлетворительно»	Эксплуатация без ограничений
5—10	<80	Замечаний нет	«Неудовлетворительно»	Возможность эксплуатации без ограничений требуется согласовать с заводом-изготовителем
5—10	<180	Повреждений узлов сердечника нет; ослабление распорных домкратов; контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса; выползание отдельных штифтов фланца корпуса	«Неудовлетворительно»	Разрешается эксплуатация гидроагрегата. Одновременно разрабатывают рекомендации по устранению несимметрии ротора, которые должны быть выполнены в ближайший капитальный ремонт. До проведения ремонта проводить измерение формы ротора один раз в год
>10	>180	Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса; повреждения активной стали или узлов крепления сердечника; массовое выползание штифтов фланца корпуса; ослабление распорных домкратов (наличие всех перечисленных факторов одновременно необязательно)	«Недопустимо»	Немедленный вывод генератора в ремонт для устранения повреждений и причин недопустимого искажения формы ротора. Возможна эксплуатация генератора по разрешению технического руководителя ГЭС. До ремонта контрольные измерения формы ротора проводить один раз в полугодие

Таблица В.3.2 — Оценка формы статора и рекомендуемые решения

Параметры, определяющие состояние генератора		Оценка	Рекомендуемые решения
Степень искажения формы статора (статической или динамической), $\Delta_{ст}$, %	Температура сегментов направляющих подшипников, °С		
<8	$<\vartheta_{пш.ном.}$	«Удовлетворительно»	Эксплуатация без ограничений
8—15	$<\vartheta_{пш.ном.}$	«Неудовлетворительно»	Возможность эксплуатации без ограничений требуется согласовать с заводом-изготовителем
8—15	$<(\vartheta_{пш.ном.}$ + 5 °С)	«Неудовлетворительно»	Разрешается эксплуатация гидроагрегата. Одновременно разрабатываются рекомендации по устранению несимметрии статора, которые должны быть выполнены в ближайший капитальный ремонт. До проведения ремонта проводить измерение формы статора один раз в год
>15	$>(\vartheta_{пш.ном.}$ + 10 °С)	«Недопустимо»	Немедленный вывод генератора в ремонт для исправления формы статора. Ревизия направляющих подшипников и при необходимости их ремонт

Приложение Г
(обязательное)

Нормы испытаний гидрогенераторов при ремонтах обмоток

Г.1 Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах гидрогенераторов с полной или частичной сменой обмотки статора приведены в таблице Г.1.

Г.2 По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторов разделены в таблице Г.1 на две категории.

К первой из них относятся обмотки с микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной изоляцией, проработавшие 20 лет и менее (последние — при удовлетворительном состоянии сердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второй относятся остальные обмотки.

Г.3 При ремонте генератора, остановленного аварийно, испытательное напряжение для оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается в зависимости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергосистемы, но не ниже $1{,}2U_{ном}$.

Г.4 При частичной замене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиям испытывается не после укладки их в пазы, а по окончании ремонта вместе со всей обмоткой.

Г.5 При пробое одного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюся часть обмотки всех трех фаз необходимо испытывать напряжением промышленной частоты, равным $1{,}7U_{ном}$. Допускается не испытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможность повреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

Г.6 После замены или при ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытывать все фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационных испытаниях. По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмотки испытывается номинальным напряжением.

Г.7 Стержни (секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются также, как и отремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам таблиц Г.1.

Таблица Г.1 — Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах гидрогенераторов

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1 Стержни (секции) до укладки в пазы — пазовая изоляция	$3U_{ном}$	$3U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2 Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	$1{,}6U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
3 Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора — мегаомметром на 250 В, если в инструкции изготовителя не указано иначе		Полная или частичная замена обмотки статора обеих категорий
	Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора — мегаомметром на 500 В		То же
	Сопротивление изоляции — не ниже 1 МОм		То же
4 Изоляция кронштейнов	$1{,}2U_{ном}$	$1{,}2U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5 Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	$1{,}8U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
6 Соединительные и выводные шины до установки на место	$1{,}5U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
7 Стержни (секции) после укладки в пазы:			
а) нижние;	$2{,}8U_{ном}$	$2{,}7U_{ном}$	То же

Продолжение таблицы Г.1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними).	$2,6U_{ном}$	$2,5U_{ном}$	То же
8 Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$1,28 \cdot 2,5\ U_{ном}$	$1,28(2U_{ном}+1)$	То же
9 Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт:			Полная замена обмотки статора обеих категорий
а) до 1000;	$2U_{ном}+1$, но не менее 1,5 кВ	—	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ:			
до 3,3 включительно;	$2U_{ном}+1$	—	То же
свыше 3,3 до 6,6 включительно;	$2,5U_{ном}$	—	То же
свыше 6,6	—	$2U_{ном}+1$	То же
10 Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
11 Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы — пазовая изоляция	$2,7U_{ном}$	$2,7U_{ном}$	То же
12 Лобовые части стержней до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	То же
13 Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	То же
14 Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,72U_{ном}$, но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	$2,72U_{ном}$	То же
15 Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,6U_{ном}$	$1,6U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
16 Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Частичная замена обмотки второй категории
17 Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы — пазовая изоляция	$2,5U_{ном}$	$2,5U_{ном}$	То же
18 Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	То же

Окончание таблицы Г.1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
19 Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,2U_{ном}$	$2,2U_{ном}$	То же
20 Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	То же
21 Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	То же
22 Концевые выводы в собранном виде до установки	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	То же
23 Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,6U_{ном}$	$1,6U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
24 Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки второй категории*
25 Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
26 То же	$1,2U_{ном}$	$1,2U_{ном}$	То же, но второй категории
27 Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникновением к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	$1,0U_{ном}$	$1,0U_{ном}$	Обмотки обеих категорий

* Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением $1,7U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение $1,7U_{ном}$.

Примечания

1 В таблице приведены испытательные напряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

2 Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмоток обеих категорий производится по 6.13.

3 В таблицу не включены нормы гидравлических испытаний элементов системы охлаждения для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора: испытание на проходимость и герметичность стержней до укладки их в пазы, такие же испытания соединительных и выводных шин до установки их на место; испытание на прочность и герметичность концевых выводов до их установки, старых и новых шлангов, сливных и напорных коллекторов после их установки, испытание обмотки или вновь уложенной ее части на проходимость после пайки, но до присоединения шлангов, испытание всей обмотки на герметичность после присоединения шлангов, но до изолировки паяных соединений. Эти испытания проводят по нормам изготовителя генератора.

Г.8 Нормы пооперационных испытаний изоляции при ремонтах гидрогенераторов с полной или частичной сменой обмоток ротора приведены в таблице Г.1.

Г.9 Приведенные нормы испытания изоляции повышенным напряжением распространяются на роторные обмотки гидрогенераторов с напряжением возбуждения свыше 100 В.

Г.10 Если при частичной замене изоляции при испытаниях по нормам, указанным в таблице Г.2 наблюдается пробой нескольких катушек (не менее пяти) и устанавливается общее неудовлетворительное состояние обмотки, а по условиям работы энергосистемы и наличию запасных частей нельзя выполнить полную замену изоляции обмотки ротора, испытательное напряжение оставшейся части обмотки, а также испытательное напряжение при вводе в эксплуатацию устанавливаются по согласованию с изготовителем, но не ниже 1,5 кВ.

Г.11 При полной замене изоляции обмотки старые контактные кольца, токопроводы и щеточные траверсы могут быть использованы без перерегулировки только в том случае, если они выдержали испытание изоляции напряжением, указанным в таблице Г.2 (позиция 3). В противном случае изоляция должна быть заменена.

Г.12 Изоляцию контактных колец испытывают по отношению к корпусу и между собой.

Г.13 Изоляцию обмоток относительно корпуса испытывают повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

Г.14 Витковую изоляцию [см. таблицу Г.2, позиция 1, перечисление б)] испытывают приложением напряжения к концам катушки в течение 5 мин при температуре 120 °С —130 °С и давлении, равном 0,75 развиваемого при опрессовке изоляции.

Таблица Г.2 — Объем и нормы пооперационных испытаний изоляции обмотки ротора гидрогенератора при ремонте

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты для машин с номинальным напряжением возбуждения, кВ		Характер и объем ремонта
	от 0,1 до 0,25 включительно	свыше 0,25	
1) Изоляция отдельных катушек обмотки ротора после изготовления и установки на полюсы:			Полная замена обмотки ротора
а) от корпуса;	4,0	4,5	
б) витковая	3,0 В на виток		
2) Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами:			Полная или частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса;	3,5	4,0	
б) витковая	2,5 В на виток		
3) Изоляция контактных колец, токоподводов и щеточных траверс до соединения с обмоткой	3,5	4,0	Полная замена обмотки ротора
4) Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	3,0	3,5	То же
5) Изоляция обмотки ротора от корпуса в собранной машине после ремонта	2,5	3,0	То же
6) Изоляция оставшейся части обмотки ротора:			Частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса;	2,5	3,0	
б) витковая	2,0 В на виток		
7) Изоляция обмотки от корпуса после соединения всех катушек между собой и с контактными кольцами	2,25	2,75	То же
8) Обмотка ротора в собранной машине после частичной замены изоляции	2,0	2,5	То же

Приложение Д
(рекомендуемое)

Методика контроля нагрева паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов с помощью термоиндикаторных этикеток

Д.1 Настоящее приложение устанавливает объем и порядок контроля состояния паек лобовых частей обмотки статора гидрогенератора с косвенным воздушным охлаждением, мощностью 20 МВт и выше путем измерения температуры на поверхности лобовых частей обмотки вблизи головок.

Д.2 В качестве термоизмерительных устройств используются ТЭ, которые, являясь необратимыми приборами, фиксируют максимальную температуру поверхности, на которой они установлены, что позволяет обнаружить недопустимый нагрев путем осмотра при любых плановых (или внеплановых) остановках гидрогенератора. ТЭ могут применяться не только при проведении испытаний, но и для эксплуатационного контроля температуры паяных соединений.

Д.3 Специальные высокоточные ТЭ с липким удерживающим слоем представляют собой многоэлементные измерители температуры поверхности, на которой они установлены и являются измерителями температуры одноразового использования, обеспечивающими фиксацию температуры с точностью 1 °С — 3 °С в пределах дискретности ряда располагаемых термоиндикаторов плавления.

ТЭ состоят из специальной термоиндикаторной бумаги (теплопроводящая бумага черного цвета с термочувствительными метками из термоиндикаторов плавления), защищенной с двух сторон липкой теплостойкой лавсановой пленкой. Нижняя пленка защищена антиадгезионной технологической бумагой, сохраняющей работоспособность липкого слоя при хранении и удаляемой при наклейке ТЭ. Верхняя пленка обеспечивает герметичность ТЭ и позволяет применять их в условиях замасливания (брызги, пары масла) и влияния влаги.

Срабатывание ТЭ наблюдается очень четко: до срабатывания термочувствительная метка имеет белый или окрашенный цвет (в зависимости от применяемого термоиндикатора), после срабатывания — метка становится черной без градаций по цвету.

Д.4 Конструкция и применяемые материалы обеспечивают работоспособность (ресурс) ТЭ не менее 10000 ч. В течение этого периода сохраняется точность их срабатывания даже при воздействии температуры всего на 10 °С ниже температуры срабатывания. Замена ТЭ по истечении 10000 ч на новые производится по усмотрению эксплуатационного персонала.

Д.5 В процессе изготовления ТЭ при их градуировке учитывается теплоперепад в конструктивных элементах ТЭ между поверхностью исследуемого узла и термочувствительной краской. Таким образом, ТЭ надежно контролируют температуру тех узлов, на которые они наклеены.

Выпускаемый промышленностью ассортимент термокрасок, на основе которых изготовляются ТЭ, позволяет получить ТЭ на следующие значения температур: 60 °С, 70 °С, 80 °С, 95 °С, 105 °С, 115 °С, 125 °С, 130 °С, 137 °С, 142 °С, 155 °С.

Д.6 Обследование состояния паяных соединений обмотки статора гидрогенератора следует проводить в следующем порядке:

- в зависимости от конструктивного выполнения гидрогенератора проводят в необходимом объеме его частичную разборку для обеспечения доступа к лобовым частям обмотки статора; на все стержни обмотки устанавливают ТЭ: для стержневых обмоток — на верхних и нижних лобовых частях, для катушечных — только в верхней части обмотки, где есть пайки;

- производят сборку гидрогенератора, включение его в сеть и проведение теплового режима при номинальной нагрузке; указанную нагрузку выдерживают до наступления установившегося теплового состояния генератора, которое контролируют по системе штатного контроля;

- после проведения нагрузочного режима генератор останавливают для осмотра ТЭ с фиксацией максимального значения температуры на исследуемых стержнях;

- выделяются стержни, нагретые выше предельно-допустимых значений, и даются рекомендации по ремонту (перепайке) головок. Согласно ГОСТ 8865 длительно допустимая температура термореактивной изоляции класса В на лобовых частях обмотки статора гидрогенератора у меди не должна превышать 130 °С, а изоляции класса F — 155 °С.

Д.7 Перед установкой ТЭ на контролируемые узлы необходимо выбрать плоский, гладкий, не имеющий зауенцев, бугров или вмятин участок поверхности изоляции или обработать место установки, сравняв все неровности, чтобы осуществить плотное, без воздушных прослоек, прилегание термочувствительного элемента всей его поверхностью к исследуемому узлу. Это обеспечит оптимальную чувствительность и точность срабатывания ТЭ и исключит погрешность в измерении температуры из-за теплоперепада в воздушной прослойке между поверхностью объекта и ТЭ.

Выбранную поверхность необходимо тщательно промыть растворителем (N 646, N 647 по ГОСТ 18188, ацетоном или их аналогами), а затем спиртом.

За технологический язычок с ТЭ удаляют антиадгезионную бумагу, защищающую липкий удерживающий слой. Липким слоем ТЭ плотно прижимают к месту установки и разглаживают на нем. Для обеспечения более надежного прижатия целесообразно использовать резиновый ролик. Прикатывание осуществляют от середины ТЭ к периферии.

Установленная таким образом ТЭ обеспечивает достоверный контроль температуры объекта, в том числе в условиях капельного воздействия влаги и масла.

Д.8 Установка ТЭ на контролируемую поверхность должна проводиться при окружающей температуре не ниже плюс 15 °С, поскольку при более низких температурах липкий удерживающий слой не обеспечивает достаточную начальную адгезию к поверхности.

Д.9 Результаты первичного обследования являются базовыми для сравнения с данными последующего контроля, что в дальнейшем дает возможность проследить динамику нагревов паяных соединений.

Д.10 При массовом срабатывании ТЭ, обнаруженном при последующих контрольных осмотрах, учитывая, что в процессе эксплуатации имело место общее повышение температуры обмотки из-за возможной перегрузки генератора, следует произвести выборочное вскрытие головок и оценить необходимость их перепайки.

После контрольных осмотров все ТЭ со сработавшими метками заменяют новыми.

Приложение Е
(обязательное)

Нормы контроля гидрогенератора

Таблица Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
1	Гидрогенератор в целом	Периодический осмотр	В соответствии с локальными нормативными актами ГЭС	В соответствии с приложением А	—	Визуальный	В соответствии с приложением А	Протокол, (акт осмотра)
2		Электрическое напряжение между концами вала и на изолированных подшипниках	П, К, М	Сопротивление изоляции подшипников	МОм	Приведена в 6.22	Приведены в 6.22	Протокол
3				Напряжение между концами вала	В			
4		Воздушный зазор	П, К	Воздушный зазор	мм	Приведена в 6.10 и приложении В.3	Приведены в 6.10 и приложении В.3	Технический отчет
5		Характеристики ХХ и КЗ	П, К	Характеристика ХХ	—	Приведена в 6.11	Приведены в 6.11	Протокол
6				Характеристика КЗ	—			
7	Обмотка статора	Пробой изоляции в эксплуатации за межремонтный период	—	Электрическая прочность изоляции	шт.	По эксплуатационной документации	В соответствии с приложением 2 [1]	—
8		Пробои изоляции обмотки при высоковольтных испытаниях (за межремонтный период)	П, К, М		шт.	Приведена в 6.6	Приведены в 6.6	Протокол
9		Коэффициент нелинейности	П, К, М		—	Приведена в 6.6	Приведены в 6.6	Протокол
10		Тенденция отклонения коэффициента нелинейности по сравнению с исходным значением Φ_0 (в соответствии с применяемой НТД)	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
11		Сопротивление изоляции обмотки	П, К, Т	Состояние изоляции обмотки	МОм	Приведена в 6.5 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.5	Протокол
12		Тенденция отклонения сопротивления изоляции обмотки по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—		МОм	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
13		Токи утечки	П, К, Т		мкА	Приведена в 6.6	Приведены в 6.6	Протокол
14		Коэффициент абсорбции	П, К, Т		—	Приведена в 6.5	Приведены в 6.5	Протокол
15		Уровень частичных разрядов	П, К	Состояние изоляции обмотки и токоведущих частей	мкВ/м	Приведена в 6.24	Приведены в ГОСТ IEC/TS 60034-27	Технический отчет
16		Тенденция отклонения уровня частичных разрядов по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—		мкВ/м	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
17		Повреждения изоляции обмотки статора в пазовой части	К	Состояние изоляции обмотки	шт.	По эксплуатационной документации	Имеются	Протокол
18		Электрическая прочность изоляции обмоток при испытании повышенным напряжением промышленной частоты	П, К, М	Электрическая прочность изоляции	—	Приведена в 6.7 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.7	Протокол
19		Электрическая прочность межвитковой изоляции обмотки статора	П, К		—	Приведена в 6.12 и ГОСТ 10169	Приведены в 6.12	Протокол
20		Температура по результатам испытаний обмотки статора на нагревание	П, М	Тепловое состояние обмотки статора	°С	Приведена в 6.14 и приложении Б	Приведены в 6.14 и приложении Б	Технический отчет
21		Тенденция отклонения температуры по результатам испытаний по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
22		Ограничение значения токовой нагрузки генератора по результатам испытаний обмотки статора на нагревание	—		—	По эксплуатационной документации	Имеется	—

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
23		Ослабление заклиновки стержней статора (количество клиньев с ослаблением заклиновки по длине паза)	К	Состояние крепления пазовой части обмотки	%	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
24		Ослабление заклиновки стержней статора (количество пазов с ослаблением заклиновки клиньев по длине паза)	К		%	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
25		Следы перегревов паек лобовых частей обмотки статора	П, К	Состояние паек лобовых частей обмотки	—	Приведена в 6.21 и приложении Д	Приведены в приложении Д	Технический отчет
26		Следы перегревов выводных шин	П, К	Состояние выводных шин	—	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
27		Разница значений сопротивления обмоток постоянному току	П, К	Сопротивление обмотки постоянному току	Ом	Приведена в 6.8 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.8	Протокол
28		Тенденция отклонения значений сопротивления обмотки постоянному току по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—	Сопротивление обмотки постоянному току	Ом	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
29		Разница значений сопротивления ветвей постоянному току	П, К	Сопротивление ветвей обмотки постоянному току	Ом	Приведена в 6.8 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.8	Протокол
30		Тенденция отклонения значений сопротивления ветвей постоянному току по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—	Состояние паек лобовых частей обмотки	Ом	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
31		Вибрация лобовых частей с полюсной частотой (100 Гц) в режиме установившегося короткого замыкания при номинальном токе статора	П, К	Состояние крепления лобовых частей	мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.2	Приведены в таблице В.2.2 приложения В	Технический отчет

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
32		Тенденция вибрации лобовых частей с полюсной частотой (100 Гц) в режиме установившегося короткого замыкания по сравнению с предыдущим замером $\Phi_{пред}$	—		мкм	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
33		Загрязнение и замасливание лобовых частей	К, Т		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
34		Крепления лобовых частей	К, Т		—	Приведена в приложении А	Имеются разрушения	Протокол
35	Сталь статора	Наибольший перегрев стали при испытаниях	К	Тепловое состояние стали статора	°С	Приведена в 6.13	Приведены в 6.13	Технический отчет
36		Тенденция увеличения перегревов стали при испытаниях по сравнению с исходным значением Φ_0 (в соответствии с применяемой НТД)	—		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
37		Разность температур между отдельными зубцами	К		°С	Приведена в 6.13	Приведены в 6.13	Технический отчет
38		Тенденция увеличения разности температур между отдельными зубцами по сравнению с исходным значением Φ_0 (в соответствии с применяемой НТД)	—		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
39		Удельные потери в стали	К		Вт/кг	Приведена в 6.13	Приведены в 6.13	Технический отчет
40		Тенденция изменения удельных потерь по сравнению с исходным значением Φ_0 (в соответствии с применяемой НТД)	—		Вт/кг	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
41		Наличие следов локальных нагревов	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
42		Температура стали статора по результатам испытаний на нагревание	П, М		°С	Приведена в 6.14 и приложении Б	Приведены в 6.14 и приложении Б	Технический отчет

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
43		Тенденция отклонения температуры стали статора по результатам испытаний на нагревание по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
44		Ограничения значения токовой нагрузки генератора по результатам испытаний стали статора на нагревание	—		—	По эксплуатационной документации	Имеется	—
45		Искажение формы статора	К	Форма статора	%	Приведена в приложении В.3	Приведены в таблице В.3.2 приложения В.3	Технический отчет
46		Температура сегментов направляющих подшипников	К		°С	Приведена в ГОСТ Р 55260.3.2	Приведены в ГОСТ Р 55260.3.2	—
47		Тенденция отклонения температуры сегментов направляющих подшипников по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	—		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
48		«Выползание» штифтов фланца корпуса статора	К		шт.	Приведена в приложении А	Имеется массовое исполнение	Протокол
49		Ослабление распорных домкратов	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
50		Ослабление прессовки	В соответствии с 6.23	Состояние плотности прессовки стали статора	—	Приведена в 6.23	Приведены в 6.23	Протокол
51		Глубина проникновения тарировочного ножа	В соответствии с 6.23		мм	Приведена в 6.23	Приведены в 6.23	Протокол
52		Количество стеклотекстолитовых клиньев, необходимых для уплотнения листов стали	В соответствии с 6.23		шт.	Приведена в 6.23	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
53		Контактная коррозия стали и клиньев	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
54		Наличие «волны» пакетов стали	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
55		«Распушение» пакетов зубцовой зоны	К		—	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
56		Полюсная (100 Гц) вибрация в радиальном направлении на холостом ходу с номинальным возбуждением	П, К	Вибрационное состояние сердечника статора	мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.1	Приведены в таблице В.1.1 приложения В.1	Технический отчет
57		Полюсная (100 Гц) вибрация под нагрузкой в радиальном направлении	П, К		мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.1	Приведены в таблице В.1.1 приложения В.1	Технический отчет
58		Низкочастотная (оборотная) вибрация в радиальном направлении	П, К		мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.1	Приведены в таблице В.1.2 приложения В.1	Технический отчет
59		Контактная коррозия сердечника статора	К		—	Приведена в приложении А	Имеется на спинке сердечника статора и в местах его крепления	Протокол
60		Трещины, выкрашивание листов пакетов сердечника	К		—	Приведена в приложении А	Имеются трещины	Протокол
61		Повреждения узлов крепления сердечника к корпусу	К		—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
62		Разрушение узлов крепления сердечника к корпусу	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
63		Ослабление распорных домкратов	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
64		Нарушение крепления корпуса статора в корпусе генератора	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
65		«Выползание» штифтов фланца корпуса	К		—	Приведена в приложении А	Имеется массовое «выползание»	Протокол

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
66		Ослабление стыковой прокладки по длине	К	Состояние стыков статора	—	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
67		Контактная коррозия железа статора	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
68		Полюсная (100 Гц) вибрация железа статора в районе стыков в радиальном направлении	К		мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.1	Приведены в таблицах В.1.1 и В.1.2 приложения В	Технический отчет
69		Тенденция изменения значения полюсной (100 Гц) вибрации железа статора в районе стыков в радиальном направлении по сравнению с предыдущим замером $Ф_{пред}$	—		мкм	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
70		Наличие «домиков» железа активной стали статора	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
71		Повреждения изоляции листов стали пазовой части	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
72		Нарушение изоляции стыковых стержней	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
73	Статор гидрогенератора в целом	Восстановление крепления сердечника к корпусу	—	Скрытые дефекты и восстановление после ремонта	—	В соответствии с приложением 2 [1]	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)	—
74		Восстановление прессовки	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)	—
75		Наличие скрытых дефектов	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Привело к увеличению планируемых работ	—

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
76		Наличие дефектов (ослабление прессовки или «распушение» пакетов зубцовой зоны или разрушение узлов крепления сердечника к корпусу или повреждение изоляции пазовой части обмотки статора), приводящих к степени искажения формы статора более 15 % и отклонению удельных потерь в стали более 10 % от исходных значений и низкочастотной (оборотной) вибрации в радиальном направлении более 180 мкм и полюсной (100 Гц) вибрации в радиальном направлении на холостом ходу с номинальным возбуждением более 50 мкм и полюсной (100 Гц) вибрации в радиальном направлении под нагрузкой более 30 мкм	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Имеется	—
77	Обмотка ротора	Сопротивления изоляции обмотки	П, К, Т		МОм	Приведена в 6.5 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.5	Протокол
78		Пробои изоляции обмотки ротора при эксплуатации (за межремонтный период)	—		шт.	По эксплуатационной документации	В соответствии с приложением 2 [1]	—
79		Количество замыканий обмотки возбуждения при эксплуатации (за межремонтный период)	—		шт.	По эксплуатационной документации	В соответствии с приложением 2 [1]	—
80		Увеличение сопротивления полюсов ротора постоянному току от значения при вводе в эксплуатацию $Ф_0$	П, К		Ом	Приведена в 6.8 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.8	Протокол
81		Следы перегрева межполюсных соединений	К		—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
82		Аварии, связанные с разрушением межполюсных соединений в межремонтный период	—		шт.	По эксплуатационной документации	Имеются	—
83		Электрическая прочность изоляции обмотки при испытании повышенным напряжением промышленной частоты	П, К, М		—	Приведена в 6.7 и ГОСТ 11828	Приведены в 6.7	Протокол
84		Увеличение сопротивления обмоток полюсов переменному току от предыдущего замера $Ф_{пред}$	П, К	Состояние витковой изоляции	Ом	Приведена в 6.9	Приведены в 6.9	Протокол
85		Аварии из-за витковых замыканий в межремонтный период	—		—	По эксплуатационной документации	Имеются	—
86		Следы термического воздействия на перемычках и стержнях демпферной системы в местах их контактных соединений и местах их заделки в замыкающие сегменты в процессе эксплуатации	К	Состояние демпферной обмотки	—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
87		Дефекты элементов демпферной системы	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
88		Температура по результатам испытаний обмотки ротора на нагревание	П, М	Тепловое состояние обмотки ротора	°С	Приведена в 6.14 и приложении Б	Приведены в 6.14 и приложении Б	Технический отчет
89		Тенденция отклонения температуры по результатам испытаний по сравнению с исходным значением $Ф_0$ (в соответствии с применяемой НТД)	К		°С	В соответствии с приложением 2 [1]	В соответствии с приложением 2 [1]	—
90		Ограничение значения токовой нагрузки генератора по результатам испытаний обмотки ротора на нагревание	—		—	По эксплуатационной документации	Имеется	—
91	Сталь ротора	Степень искажения статической формы ротора	П, К	Форма ротора	%	Приведена в приложении В.3	Приведены в таблице В.3.1 приложения В.3	Технический отчет

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
92		Размах радиальной низкочастотной (оборотной) вибрации сердечника статора	П, К		мкм	Приведена в 6.16 и приложении В.1	Приведены в таблице В.1.2 приложения В.1	Технический отчет
93		Ослабление плотности посадки обода на спицах ротора	К	Состояние стальных конструкций	—	Приведена в приложении А	Приведены в приложении А	Протокол
94		Ослабление плотности посадки полюсов на спицах	К		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Имеется	Протокол
95		«Выползание» клиньев полюсов	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
96		Контактная коррозия клиньев полюсов	К		шт.	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
97		Нарушение расположения клиньев полюсов (выползание)	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
98		Контактная коррозия обода	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
99		Нарушение сварки, трещины запорных планок на шпонках обода ротора	К		—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
100		Нарушение расположения клиньев обода (выползание)	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
101		Нарушение приварки опорных «сухарей» закладных клиньев	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
102		Нарушения приварок клиньев и шпонок обода	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
103		«Выползание» штифтов спиц ротора	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
104		Натиры штифтов спиц ротора	К		—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
105		Трещины и сколы заплечиков клиновой полосы спиц	К		—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
106		Трещины, нарушения сварных соединений клиновых полос остова ротора	К		—	Приведена в ГОСТ Р 55260.3.2	Имеются, более 100 мм	Протокол

Продолжение таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
107		Ослабление затяжки гаек	К		шт.	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
108		Трещины в сварных швах ротора, в том числе устраненные ремонтом	К	Трещины в сварных швах ротора	—	В соответствии с приложением 2 [1]	Имеются	—
109	Ротор в целом	Устранение трещин	—	Скрытые дефекты и восстановление после ремонта	—	В соответствии с приложением 2 [1]	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)	—
110		Наличие скрытых дефектов	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Привело к увеличению планируемых работ	—
111		Наличие дефектов: степень искажения статической формы ротора более 8 % и размах радиальной низкочастотной (оборотной) вибрации сердечника статора более 180 мкм и ослабление плотности посадки обода на спицах ротора и ослабление плотности посадки полюсов на спицах и трещины в сварных швах ротора, в том числе устраненные ремонтом	—		—	В соответствии с приложением 2 [1]	Имеются	—
112	Щеточно-контактный аппарат (далее — ЩКА)	Количество выводов в неплановый ремонт после капитального ремонта	—	Состояние ЩКА в процессе эксплуатации	шт.	По эксплуатационной документации	В соответствии с приложением 2 [1]	—
113		Загрязнение контактных колец	В соответствии с 6.25		—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
114		Следы эрозии на контактных кольцах			—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
115		Термические повреждения на контактных кольцах			—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
116		Неравномерность износа контактных колец			—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол

Окончание таблицы Е.1

Функциональный узел		Параметр функционального узла/испытание, измерение	Периодичность контроля	Контролируемый параметр технического состояния	Единица измерения	Методика контроля	Предельно-допустимые значения	Отчетный документ
117		Ослабление соединения колец с шинами обмотки возбуждения			—	Визуально-измерительный	Имеются	Протокол
118		Матовая поверхность контактных колец			—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
119		Остаточная длина щеток			%	Приведена в приложении А	В соответствии с приложением 2 [1]	Протокол
120		Повреждение щеткодержателей			—	Приведена в приложении А	Имеются	Протокол
121		Перегрев контактных колец и щеток		Искрение	—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
122		Искрение в процессе работы			—	Приведена в приложении А	Имеется	Протокол
123	Система охлаждения генератора	Удельное электрическое сопротивление	П, К, Т, М	Проверка качества дистиллята	кОм/см	Приведена в 6.17	Приведены в 6.17	Протокол
124		Содержание кислорода (для закрытых систем)	П, К, Т, М		мкг/кг	Приведена в 6.17	Приведены в 6.17	Протокол
125		Содержание меди	П, К, Т, М		мкг/кг	Приведена в 6.17	Приведены в 6.17	Протокол
126		Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора	П, К	Герметичность при подаче избыточного давления воды	—	Приведена в 6.18	Приведены в 6.18	Протокол
127		Осмотр и проверка устройств водяного охлаждения	П, К	Согласно заводским инструкциям	—	Приведена в 6.19	Приведены в 6.19	Протокол
128		Испытание воздухоохладителей гидравлическим давлением	П, К	Герметичность при подаче избыточного давления воды	—	Приведена в 6.20	Приведены в 6.20	Протокол
129	Подпятник и генераторный подшипник	—	—	—	—	Приведены в ГОСТ Р 55260.3.2	Приведены в ГОСТ Р 55260.3.2	—
130	Крестовины	—	—	—	—	Приведены в ГОСТ Р 55260.3.2	Приведены в ГОСТ Р 55260.3.2	—

Библиография

[1] Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей (утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 г. № 676)

[2] Правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 мая 2019 г. № 465)

[3] Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25 октября 2017 г. № 1013)

УДК 621.313:006.354 ОКС 27.140

Ключевые слова: гидроэлектростанция, гидрогенератор, техническое состояние, методики оценки

Редактор *М.В. Митрофанова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 07.11.2023. Подписано в печать 21.11.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 7,44. Уч.-изд. л. 6,98.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru