Замечания и поправки к главе 2

«Требований к объему и нормам испытаний электрооборудования»

| **№** | **Статья, пункт** | **Редакция Проекта** | **Редакция поправки** | **Комментарии** | **Примечание** | **Комментарии разработчика** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2.1. | Объем и нормы измерений и испытаний для генераторов зарубежного производства определяются согласно инструкции изготовителя. | Заменить следующим текстом:  Объем и нормы измерений и испытаний для генераторов зарубежного производства определяются согласно инструкции изготовителя, требования которой не должны противоречить требованиям настоящего документа | Должен быть единый универсальный подход к проведению минимально необходимого контроля электрооборудования на территории РФ. Фактически имеет место ситуация, когда, при отсутствии эксплуатационной документации оригинального производителя, или при противоречиях указаний изготовителя принятым в энергетике РФ НТД, испытания либо не выполняются, либо их нормы и критерии занижаются, что неправильно. |  |  |
|  | 2.1. | Объем и нормы пооперационных измерений и испытаний при ***восстановительных*** приведены в Приложениях № 1 и № 2 | Заменить следующим текстом:  Объем и нормы пооперационных измерений и испытаний при ремонтах обмоток генераторов приведены в Приложениях № 1 и № 2 | В капитальные, а часто средние и внеплановые ремонты проводится попытка восстановления исправного состояния оборудования. |  |  |
|  | 2.4. | Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным *1,6* испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. | Заменить следующим текстом:  Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным ***1,7*** испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. | Требования МЭК 60034-1, п. 9.2. |  |  |
|  | 2.4 | Таблица № 2  Допустимые токи утечки   |  | | --- | | *Кратность испытательного напряжения по отношению к Uном* | | Заменить выделенное курсивом на:  Кратность испытательного напряжения по отношению к величине испытательного напряжения промышленной частоты. | Испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,7 испытательного напряжения промышленной частоты. |  |  |
|  | 2.4 | В таблице без номера 2Uном+3 | Изменить величину напряжения на:  2Uном+1 | Указанное напряжение (2Uном+3) не соответствует ГОСТ IEC 60034-1-2014. (табл. 18). Правильно (2Uном+1). |  |  |
|  | 2.4 | Примечание к таблице №2 пункта 2.4: П р и м е ч а н и е - У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция. Разрешается испытания выпрямленным напряжением статорных обмоток, охлаждаемых водой после полной осушки обмотки, методом вакуумирования. | Примечание к табл.№2 изложить в следующей редакции: П р и м е ч а н и е - У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция. Рекомендуется испытания выпрямленным напряжением статорных обмоток, охлаждаемых водой, проводить после полной осушки обмотки методом вакуумирования. | После осушки водяного тракта охлаждения обмотки статора нет опасности повреждения внутренней поверхности водоподводящих шлангов токами утечки в процессе испытаний изоляции повышенным выпрямленным напряжением. Поэтому метод вакуумирования следует не только разрешать, но и рекомендовать.  Такая рекомендация содержится в приложении к Приказу РАО «ЕЭС России» № 119, от 28.02.2005 |  |  |
|  | 2.4 | Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за Uнм и Iнм допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. | Дополнить текст в конце абзаца:  Если на второй ступени ток утечки меньше, чем на первой, коэффициент нелинейности необходимо считать со второй ступени. | Очень редкий случай, но реальный. Расчёт коэффициента нелинейности в этом случае от тока первой ступени искажает оценку состояния изоляции. |  |  |
|  | 2.4 | 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. | Дополнить текст в конце абзаца:  При резком увеличении тока утечки на ступени испытание целесообразно остановить для выяснения причины | При резком увеличении тока утечки доводить испытание до электрического пробоя нецелесообразно.  Резкое увеличение тока утечки – сигнал о возможности электрического пробоя. Следует прекратить испытания, выяснить причину, по возможности устранить и продолжать. |  |  |
|  | 2.5. | Перед включением генератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов - после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) проводится контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным 1,5Uном. Продолжительность испытания 1 мин. | Заменить следующим текстом:  Перед включением генератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов - после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) проводится контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты. Продолжительность испытания 1 мин.  Допускается испытание выпрямленным напряжением, равным 1,5Uном (кроме обмоток статоров с водяным охлаждением) | См. предложение по корректировке п. 2.4 (выше):  Для проведения испытаний изоляции обмоток статоров повышенным напряжением должно использоваться переменное напряжение частоты 50Гц.  Испытание изоляции обмоток статоров повышенным выпрямленным напряжением, напряжением сверхнизкой частоты, а также замена испытания переменным напряжением на какие-либо другие испытания должны производиться в случае наличия соответствующих указаний в эксплуатационной документации изготовителя, либо при согласовании с изготовителем параметров испытаний (методики проведения, величины напряжения, …). |  |  |
|  | 2.5. | Таблица № 3, категория П. | Заменить 2Uном+3 на  2Uном+1 | Привести в соответствие с МЭК 60034-1, таблицей 16 (Уровень испытательного напряжения). |  |  |
|  |  | Таблица № 3 Примечание  \*\*\* Во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин. Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора. | Заменить следующим текстом:  \*\*\* Во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин., если иное не указано в документации Изготовителя. Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора. | Есть турбогенераторы,для которых в Руководствах по эксплуатации указано иначе. Например из РЭ на турбогенератор Т3Ф-160-2У3  «Испытания изоляции обмотки ротора генератора 1000 В выполняются для всей обмот­ки в це­лом относительно заземленного вала при невращающемся роторе». И это без снятия бандажных колец. |  |  |
|  | 2.5 | Таблица №3 п.3 для «К»  (1,5÷1,7)Uном, но не более испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не менее 1кВ | Добавить примечания:  1. Для турбогенераторов, находящихся в эксплуатации в зависимости от состояния изоляции, истории турбогенератора, требуемой надёжности решением руководителя субъекта электроэнергетики, испытательное напряжение может быть установлено в диапазоне 1,25 – 1,50 от номинального линейного напряжения.  2. После проведения в К работ по ремонту активной стали, частичного или полного уплотнения обмотки статора в пазах изоляция обмотки испытывается напряжением на 0,1-0,2 номинального ниже первичного испытания. Допускается испытание одной фазы (ветви) в пределах которой выполнены указанные работы. | 1.В мировой практике при проведении ремонта электрических машин, в т.ч. турбогенераторов принимаются во внимание рекомендации американского института IEEE, в частности его стандарт IEEE Std 95-2002. Раздел 6.2 этого стандарта «Испытательное напряжение контрольных испытаний для обслуживания» изложен в следующей редакции:  «….тест переменного напряжения устанавливается равным от 125 до 150 процентов номинального линейного напряжения. Выбор испытательного напряжения при контрольных испытаниях технического обслуживания является обстоятельством состояния и возраста изоляции, её повреждения, или в свете других соображений может изменяться от указанного диапазона»  2. Частичное или полное уплотнение пазов (переклиновка), равно как ремонт активной стали являются «травмоопасными» для изоляции.  В качестве обоснования предложения можно иметь в виду, что аналогично имеется требование испытания активной стали после частичной или полной переклиновки пазов. |  |  |
|  | 2.7. | Измерение следует проводить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В кроме ТВВ-500, у которых измерения проводятся при напряжении 220 В. | Заменить следующим текстом:  Величина напряжения, при которой выполняется измерение полного сопротивления обмотки ротора, определяется указаниями изготовителя оборудования. При отсутствии указаний изготовителя напряжение определяется из расчета 3В на виток, но не более 220В/50Гц.  Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов измеряется на не вращающемся роторе. | Вероятность выявления витковых замыканий, повреждения межвитковой изоляции пропорциональна величине напряжения. При 3В/виток могут быть выявлены только устойчивые замыкания, главным образом, формирующиеся и существующие при вращении ротора под действием центробежных сил, действующих на обмотку. Основные замеры Z проводятся на невращающемся роторе, поэтому величину напряжения необходимо повышать, хотя бы до 220В, что иногда очень удобно с точки зрения простоты выполнения схемы измерения. Завод «Электросила» рекомендует именно этот уровень напряжения. |  |  |
|  | 2.7 | Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех ступенях частоты вращения (кроме турбогенераторов с бесщеточными системами возбуждения, на которых данные измерения невозможны), включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. | Заменить следующим текстом:  Сопротивление обмоток роторов определяют в неподвижном состоянии, и, если позволяет конструктивное исполнение, на вращающемся роторе, на трех-четырех ступенях частоты вращения, включая номинальную. При проведении измерений приложенное напряжение должно поддерживаться неизменным.  В случае невозможности организации выполнения измерений полного сопротивления на вращающемся роторе генератор рекомендуется оснащать системой мониторинга витковых замыканий для контроля замыканий при вращении ротора. | В ряде случаев довольно трудно организовать измерение Z на вращающемся роторе (практически невозможно на генераторах, сопряженных с газовыми турбинами, и раскручиваемых при помощи ТПУ). Время разворота/выбега ротора генератора, сопряженного с газовой турбиной может исчисляться 1-2 минутами, что не позволяет выполнить требуемые переключения для организации схемы измерения (вплоть до отсоединения кабелей системы возбуждения от ЩКА) и непосредственно замеры.  Проще и полезнее оснастить генератор системой мониторинга витковых замыканий, которая будет не только предупреждать о наличии дефекта, признаках дефекта, но и определять примерное место возникновения повреждения (полюс и катушку ротора). |  |  |
|  | **2.7** | Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. | Заменить следующим текстом:  Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов совокупности методов контроля, определяющих признаки повреждения межвитковой изоляции обмоток роторов, в том числе:   * импульсные испытания межвитковой изоляции; * снятие характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. | Импульсные испытания межвитковой изоляции обмотки ротора являются действенным методом проверки/ определения места повреждения. Результат достигается за счет возможности достижения высокого градиента напряжения на изоляции при относительной простоте реализации методики. Соответственно, могут быть выявлены начальные признаки повреждения межвитковой изоляции, не приведшие к устойчивому замыканию, что актуально при проведении контроля невращающегося ротора. Доступные приборы для выполнения испытаний – ИВЗ-21, ИВЗ-2010, Baker AWA IV.  Опыт КЗ иногда трудно интерпретировать (в случае определения КЗ генератор+трансформатор). |  |  |
|  | 2.8. | Определение форм ротора и статора гидрогенераторов проводится при вводе в эксплуатацию и при каждом капитальном ремонте, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенной низкочастотной вибрации сердечника, статора и крестовины, биения вала и температуры сегментов направляющих подшипников. Форма ротора и статора определяется посредством измерения зазоров под одним и тем же полюсом, поворачивая ротор каждый раз на полюсное деление с одновременным определением формы ротора - измерением зазора в одной и той же точке статора при поворотах. Результаты измерений сравниваются с данными предыдущих испытаний. При их отклонении более чем на 20% принимаются меры по указаниям изготовителя машины с учетом требований таблиц №5 и №6. | Заменить текстом:  Определение форм ротора и статора гидрогенераторов проводится при вводе в эксплуатацию и при каждом капитальном ремонте, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенной низкочастотной вибрации сердечника, статора и крестовины, биения вала и температуры сегментов направляющих подшипников. Форма статора определяется посредством измерения зазоров под одним и тем же полюсом, поворачивая ротор каждый раз на полюсное деление, с одновременным определением формы ротора - измерением зазоров под фиксированной точкой (зубцом) статора при поворотах ротора. Измерения выполняются по верхней и нижней стороне ротора (статора).  Перед и после окончания капитального ремонта, а также в межремонтный период, возможно определение динамических форм ротора и статора, с помощью измерительных витков, установленных в нескольких сечениях по окружности статора.  Количественной оценкой степени искажения формы ∆ является разность максимальной величины зазора (А.макс.) и среднего значения по всем точкам измерения (δ.ср.), отнесенная к среднему значению, т.е. для статора  ∆ст. = [(Аст.макс - δст.ср. )/ δст.ср]⋅100 %;  для ротора  ∆рот. = [(Арот.макс - δрот.ср. )/ δрот.ср]⋅100 %.  Решения по дальнейшей эксплуатации принимаются с учетом требований, указанных в таблицах №5 и №6. | Обоснование:  Стандарт СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методика оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» (Приложение Ф). |  |  |
|  | 2.9. | Снятие характеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ) генератора проводится при П, К.  Отклонение характеристики КЗ, снятой при испытании, от исходной, должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений. | Дополнить следующим текстом:  Исходной считается характеристика, снятая при П.  Если отклонение характеристики КЗ превышает допустимую погрешность, это может рассматриваться как признак повреждения межвитковой изоляции (см. п. 2.7.). | Следует иметь в виду, что сравнение характеристик КЗ иногда сложно интерпретировать, например, в случае определения характеристики КЗ генератор-транс-форматор. |  |  |
|  | 2.13 | При К испытание стали статора проводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки. | Заменить следующим текстом:  При К испытание активной стали статора, т.е. контроль ее межлистовой (межсегментной) изоляции, проводится при повреждениях межлистовой изоляции, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки, а также в случае непрерывной тенденции повышения температуры активной стали, измеряемой системой теплового контроля, при работе генератора в сопоставимых условиях работы и состояния охлаждающих сред. | Испытывается не сталь, а межлистовая изоляция сердечника статора; рассматриваемое повреждение также - межлистовой изоляции. |  |  |
|  | 2.13 | Значения индукции в спинке статора и продолжительность испытания для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов приведены в таблице №7, для турбогенераторов – в таблице №8. | Заменить следующим текстом:  Метод, условия и критерии контроля межлистовой изоляции сердечника статора определяется изготовителем оборудования.  В случае отсутствия указаний изготовителя контроль межлистовой изоляции сегментов должен выполняться проведением испытания на нагрев и потери методом кольцевого намагничивания с индукцией в спинке сердечника статора в диапазоне 1,0 – 1,4 Тл. Параметры проведения испытания приведены в таблице №7 для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов , для турбогенераторов – в таблице №8. В случае трудности достижения рекомендуемой величины индукции допускается проведение испытаний при величине, максимально близкой к рекомендованной. | Критерии испытания на нагрев и потери изготовителей могут быть жестче приведенных в п. 2.13, например, допустимая разница нагревов за время испытания для ряда генераторов устанавливается в 5 градусов. При этом есть тенденция ухода от измерения удельных потерь в сердечнике, так как они имеют малый «диагностический» вес при оценке наличия и развития дефектов изоляции сегментов. Ряд иностранных изготовителей генераторов рекомендуют выполнять контроль межлистовой изоляции сердечника только проведением ELCID-теста. |  |  |
|  | 2.13 | Измерения проводятся при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01-0,05 Тл).  Метод применяется для контроля состояния активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов. | Заменить следующим текстом:  Для более полной оценки состояния сердечника следует применять электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий.  Измерения проводятся при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01-0,05 Тл).  Электромагнитный метод может применяться для контроля состояния межлистовой изоляции непосредственно при проведении работ по устранению дефектов.  Допускается замена испытания межлистовой изоляции методом кольцевого намагничивания при индукции в спинке статора 1,0-1,4 Тл проведением контроля электромагнитным методом, если по результатам последнего не выявлено дефектов межлистовой изоляции.  Для турбогенераторов 160 МВт и выше такая замена должна быть согласована с изготовителем оборудования, при этом должна быть точно оговорена методика проведения электромагнитного контроля, в том числе используемое оборудование, величина индукции, критерии для оценки состояния межлистовой изоляции активной стали. | Электромагнитный метод достаточно широко применяется в практике ремонтного обслуживания генераторов со второй половины 90-х годов и зарекомендовал себя как точный и надежный метод контроля состояния активной стали сердечников статоров как при обнаружении дефектов, так и в процессе их устранения.  Обоснование.  1. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состоя ния основного оборудования», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200;  2. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»;  Следует иметь в виду, что электромагнитный метод сложен в применении с точки зрения интерпретации данных на мощных генераторах (160 МВт и более) завода «Электросила» и не всегда может заменить испытания сердечника на нагрев. Использование различных приборов может давать различия точности и повторяемости воспроизводства результатов, что затрудняет выявление и оценку опасности ряда дефектов. |  |  |
|  | 2.13 | Определяемый наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) | Заменить следующим текстом:  Определяемый (предпочтительно с помощью приборов инфракрасной техники) наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) | Уточнение |  |  |
|  | 2.13 | Отсутствует указание по тепловизионному контролю сердечника статора генератора | В п.2.13 непосредственно после таблицы №9 добавить следующий абзац:  В процессе испытаний сердечника статора для более полного выявления дефектов рекомендуется использование тепловизионной аппаратуры (термографов) с разрешающей способностью не менее 0,1 °С, предпочти­тельно со спектральным диапазоном 8÷12 мкм. Снимаются термограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем в течение 1÷2 ч через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. По снятым термограммам определяются: наибольший перегрев зубцов и наибольшая разность нагревов различных зубцов. Эти величины не должны превышать 25 и 15 °С, как указано выше. Кроме того выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается их допустимость. | Тепловизионный контроль позволяет установить не только максимальные нагревы зубцов, но и выявить глубокие локальные нагревы, их распределение по сердечнику, своевременно устранить. Накоплен значительный опыт, имеется аппаратура, например, портативный компьютерный термограф ИРТИС-2000. Тепловизионный контроль генераторов предусмотрен в приложении №5 «Тепловизионный контроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи (обязательное)» |  |  |
|  | 2.14 | При П, М испытание генератора на нагревание….. | Исправить: «После П, М…»  Дополнить ссылкой на действующие «Методические указания по испытанию генераторов на нагревание» | Методика испытаний должна соответствовать «Методическим указаниям по испытанию генераторов на нагревание» |  |  |
|  | 2.15 | Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора проводится при П, К один раз…. | Дополнить ссылкой на ГОСТ 10169, где указана методика определения индуктивных сопротивлений и постоянных времени | Иначе следует указывать методику измерений. |  |  |
|  | 2.16 | При П, К, Т, М cистема водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных в таблице № 10, если в инструкции изготовителя не указаны более жесткие требования | Заменить следующим текстом:  При П, К, Т, М должно проверяться качество дистиллята, циркулирующего в cистеме водяного охлаждения обмоток генератора, на соответствие показателей нормам, которые приведены в таблице № 10, если в инструкции изготовителя не указаны более жесткие требования.  При несоответствии нормам показателей качества дистиллята эксплуатация генератора недопустима | Выход за пределы норм показателей качества дистиллята приводит к резкому снижению надежности работы обмоток статора генераторов с водяным охлаждением, сопровождающемуся аварийными повреждениями, требующими длительных восстановительных ремонтов |  |  |
|  | 2.18. | При П, К испытательное гидравлическое давление для газоохладителей должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбо- и гидрогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением.  Продолжительность испытания – 30 мин.  При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.  Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество дефектных отглушенных трубок в газоохладителе не должно превышать предельного количества, установленного изготовителем, при отсутствии указаний изготовителя не должно превышать 5 % от общего количества | Заменить следующим текстом:  При П, К испытательное гидравлическое давление для газоохладителей должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбо- и гидрогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением.  Продолжительность испытания – 30 мин.  При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.  При обнаружении течей газоохладителей турбогенераторов ТГВ-300 для поиска дефектных трубок проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин.  Количество дефектных отглушенных трубок в газоохладителе не должно превышать предельного количества, установленного изготовителем, при отсутствии указаний изготовителя не должно превышать 5 % от общего количества | Требование проведения испытаний каждой трубки газоохладителей турбогенераторов серии ТГВ-300 давлением 2,5 МПа в капитальные ремонты избыточно. Рабочее давление газоохладителей составляет 0,3 МПа, испытательное – 0,7 МПа.  Испытание каждой трубки давлением 2,5 МПа проводится только при обнаружении течи газоохладителя для поиска дефектных трубок. |  |  |
|  | 2.19 | Плотность водяной системы охлаждения обмотки статора при П, К вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивается горячая вода (60-80 °С) в течение 12-16 ч. (нагрев и остывание должны составлять 2-3 цикла). Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм (Dвнутр=21мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм (Dвнутр = 15 мм), если в инструкциях изготовителя не указаны другие, более жесткие требования. Продолжительность испытания 24 ч. При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно рассмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды. Если результаты гидравлических испытаний отрицательные и определить место утечки не удается, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем опрессовать смесью сжатого воздуха с фреоном. Плотность системы при этом проверяется течеискателем. | Заменить следующим текстом:  Плотность водяной системы охлаждения обмотки статора при П, К вместе с коллекторами, водоподводами, выводами и соединительными шлангами проверяется комплексными испытаниями: вакуумом, давлением воздуха и давлением воды. Предварительно из водяного тракта удаляется влага, производится продувка сухим воздухом (с «прохлопыванием»), осушка нагретым воздухом (до 50 ˚С не более) и вакуумированием. Затем проводятся испытания водяного тракта вакуумом до 20 мбар в течение 24 часов, при этом результаты испытаний считаются положительными, если ухудшение вакуума не превысило два мбар за все время испытаний. В случае отрицательных результатов, проводится опрессовка смесью сжатого воздуха с фреоном с выявлением неплотностей при помощи течеискателя. После устранения неплотностей, повторной осушки и успешных испытаний вакуумом, проводятся испытания водяного тракта сухим воздухом при испытательном избыточном давлении, равном номинальному давлению охлаждающего дистиллята, в течение трех часов при постоянной (по возможности) температуре. Результаты испытаний воздухом считаются положительными, если изменение давления воздуха за время испытаний составило не более одного процента от начальной величины. При условии положительных результатов испытаний вакуумом и воздухом водяной тракт заполняется конденсатом или обессоленной водой с полным удалением воздуха. Температура воды должна быть в пределах от 40 до 50 ºС. Проводятся гидравлические испытания водяного тракта на герметичность избыточным давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм (Dвнутр=21мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм (Dвнутр = 15 мм), если в инструкциях изготовителя не указаны другие, более жесткие требования. Водяной тракт считается герметичным, если выполняются следующие условия: а) давление дистиллята к концу испытаний снизилось не более, чем на 0,5%; б) отсутствуют следы просачивания влаги из обмотки, коллекторов, концевых выводов, водоподводов, шлангов, трубок водосоединительных и мест их соединений. Если хотя бы одно из этих условий не выполняется, испытания прерываются, после удаления воды повторяется осушка, затем проводится выявление неплотностей при помощи воздушно-фреоновой смеси. После устранения неплотностей, повторяются испытания воздухом, после чего снова проводятся гидравлические испытания до подтверждения выполнения условий герметичности.  Примечание - Не рекомендуется прокачивать горячую воду с температурой выше 50 °С, чередуя нагрев и остывание, это опасно для изоляции и для крайних пакетов сердечника. | Основой настоящего предложения является контроль обмоток статоров турбогенераторов с водяным охлаждением 800 Мвт, установленный Приказом ОАО РАО ЕЭС России от 28.02.2005 г. № 119.  Предварительные испытания вакуумом позволяют более полно выявлять неплотности в водяной системе охлаждения обмотки статора. Гидравлические испытания должны проводиться только после успешных испытаний вакуумом и воздухом. Это снижает вероятность увлажнения изоляции обмотки статора при гидравлических испытаниях и поиске неплотностей.  Именно после успешного вакуумирования рекомендуется проводить испытания обмотки статора без протока дистиллята повышенным выпрямленным напряжением, определяя в процессе испытаний токи утечки на пяти ступенях напряжения и коэффициент нелинейности зависимости токов утечки от напряжения (в соответствии с 2.4, поскольку в этих условиях нет опасности повреждения внутренней поверхности шлангов водоподвода токами утечки. |  |  |
|  | 2.32. | При П, К проверка паек лобовых частей обмотки статора проводится у генераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (за исключением генераторов с водяным охлаждением обмотки).  Проверка паек при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паек в межремонтный период, проводится по решению субъекта электроэнергетики (эксплуатирующей организации).  Качество паек мягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных 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 ремонтной или специализированной организацией. | Заменить следующим текстом:  Проверка паек при капитальных ремонтах проводится при выявлении косвенных признаков перегрева мест соединений обмотки, соединительных и выводных шин обмотки статора, а также при недопустимых отклонениях измеренного сопротивления обмотки постоянному току.  Качество паек контролируется также при восстановительных ремонтах с частичной или полной заменой обмотки.  Метод проверки и контроля состояния паек (вихретоковый, ультразвуковой, термоиндикаторами и термопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается ремонтной или специализированной организацией.  . | Различные типы соединений стержней и соединительных шин требуют выполнения различных видов контроля (осмотр, вихретоковый, УЗ контроль, …), соответствующих устройств (параметры прибора, насадки, ..) и методик. |  |  |
|  | 2.33 | При П, К, М измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках проводится у работающих генераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли) конца вала ротора.  Для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются … | Заменить следующим текстом:  На работающих турбоагрегатах, имеющих токосъемное устройство для заземления вала турбины, следует ежемесячно осуществлять контроль состояния изоляции подшипников генераторов и связанных с ними маслопроводов, измеряя сопротивление изоляции корпусов подшипников и их масляных пленок. Сопротивление изоляции корпусов подшипников генераторов должно быть не менее 2 кОм, масляной пленки — не менее 1 кОм, если изготовителем не указаны другие нормы. При снижении сопротивления изоляции необходимо принять меры к восстановлению изоляции подшипников и качества масла  В случае отсутствия указанных устройств для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение между стояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляных пленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора. При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы. Различие более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.  Исправность изоляции подшипников и подпятников гидрогенераторов следует проверять в зависимости от их конструкции либо по указанию изготовителя, либо способом, применяемым на турбогенераторах.  Значение напряжения между концами вала не нормируется, но значительное увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке может указывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.  При выявлении во время ремонтов турбогенераторов признаков электроэрозионных повреждений шеек валов, вкладышей опорных и уплотняющих подшипников следует выполнять обследование электромагнитного состояния агрегата, в том числе с измерением намагниченности конструктивных элементов агрегатов и их размагничиванием, при необходимости. | Для обеспечения отсутствия электроэрозионных повреждений валов и других конструктивных элементов генератора недостаточно контролировать только состояние подстуловой изоляции подшипников генератора. Для исключения и предупреждения развития всех причин наличия напряжения на валу (электростатический заряд, намагниченность, импульсы системы возбуждения, ЭДС на валу необходимо выполнять комплекс мер, как минимум соблюдать рекомендуемые методики выполнения замеров и выполнять их силами компетентных специалистов.  Оптимальным вариантом видится оснащение турбогенератора системой мониторинга напряжения на валу.  Предлагаемый контроль сопротивления изоляции корпусов подшипников и их масляных пленок предусматривался Сборником распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Часть 1. Раздел 6. М.: СПО ОРГРЭС. 2002 в составе мероприятий для предупреждения электроэрозионных повреждений вкладышей подшипников, шеек роторов. Актуальность этой работы пока не исчезла. |  |  |
|  | 2.34. | Помимо испытаний, указанных в таблицах № 1 и № 4, концевые выводы обмотки статора турбогенератора серии ТГВ с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пунктам 2.35, 2.36 | Исключить. | Формулировка данного пункта не содержит каких-либо данных о испытаниях электрооборудования, а только дает ссылку на другие пункты. При этом в таблице 4 отсутствуют испытания концевых выводов |  |  |
|  | 2.37. | В каждый К у генератора мощностью более 50 МВ проводится эндоскопический контроль с помощью оптических или видеоэндоскопов следующих частей генератора:  а) трубки газоохладителей,  б) лобовые части обмотки статора,  в) лобовые части обмотки ротора,  г) бочка ротора,  д) вентиляционные каналы пазовой части обмотки ротора с непосредственным газовым охлаждением,  е) гидравлические каналы обмотки ротора с непосредственным водяным охлаждением. | Заменить следующим текстом:  В каждый К у турбогенераторов проводится эндоскопический контроль следующих частей генератора:  а) лобовые части обмотки статора,  б) лобовые части обмотки ротора,  в) бочка ротора,  г) вентиляционные каналы пазовой части обмотки ротора с непосредственным газовым охлаждением,  д) гидравлические каналы обмотки ротора с непосредственным водяным охлаждением,  е) торцевые части сердечника статора,  ж) вентиляционные каналы сердечника статора при газовом охлаждении,  з) трубки газо – и воздухоохладителей. | Опыт проведения обследований турбогенераторов мощностью от 10 до 1200 МВт показывает, что регулярное проведение осмотров турбогенераторов с использованием эндоскопической техники позволяет предотвращать серьезные повреждения ротора и статора генератора независимо от его мощности и срока нахождения в эксплуатации.  Обоснование.  1. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования», утвержденным приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200. |  |  |
|  | 2.38 | При К необходимо проводить ультразвуковой контроль плотности прессовки сердечника статора. Данный вид контроля проводится для выработавших нормативный срок службы турбогенераторов. Оценка состояния активной стали проводится по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, приходящемуся на 1 мм длины пакета. Состояние активной стали оценивают по таблице № 12.  Таблица № 12  Уровни состояния активной стали сердечника статора   |  |  | | --- | --- | | Время задержки ультразвуковых колебаний (мкс) на нажимных пальцах | Среднее давление прессования крайних незапеченных пакетов | | Заменить следующим текстом:  При К проводится контроль плотности прессовки зубцовой зоны сердечника статора. Необходимость ультразвукового контроля устанавливается решением субъекта электроэнергетики (эксплуатирующей организации) в зависимости от результатов контроля техническим осмотром (в том числе при помощи щуп-ножа).  Для выполнения ультразвукового контроля используется низкочастотный ультразвуковой дефектоскоп с преобразователями частотой 60-100 кГц. Оценка плотности прессовки зубцовой зоны пакетов проводится по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, приходящемуся на 1 мм длины пакета. Состояние активной стали оценивают по таблице № 12.  Таблица № 12. Заголовок:  Критерии оценки состояния плотности прессовки зубцовой зоны пакетов сердечника статора.  Столбец 1 заголовок: Время задержки УЗ колебаний в системе нажимной палец – первый пакет, мкс.  Столбец 2 – убрать!!! Столбцы 3 и 4 остаются без изменений.  Примечание к таблице №12: Если имеет место «замасливание» сердечника, особенно наличие масла между сегментами активной стали, это оказывает влияние на результаты контроля, которые могут не соответствовать фактическому состоянию прессовки. | Фраза «Данный вид контроля проводится для выработавших нормативный срок службы турбогенераторов» исключается т.к. опыт проведения обследований показывает, что ослабление прессовки сердечника статоров может возникать уже через 1 год эксплуатации генератора.  Обоснование.  1. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования», утвержденным приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200; Кроме того в п. 1.23. отсутствует термин «нормативный срок службы».  Метод УЗК имеет ряд особенностей: результаты контроля зависят от оборудования (мощность сигнала, тип и форма преобразователей, настройки прибора) и методики контроля (место приложения преобразователей, усилие, ..).  Ослабление прессовки зубцовой зоны может происходить и при нормальном состоянии прессовки сердечника в области спинки/дна паза.  Перевод мкс/мм в кг/см2 условен, опять же давление неравномерно по высоте сегмента (см. выше), поэтому столбец 2 таблицы 12 следует исключить.  На турбогенераторах с водородным охлаждением «замасливание» сердечника встречается достаточно часто. Это надо иметь в виду при оценке результатов ультразвукового контроля плотности прессовки сердечника статора |  |  |
|  | **2.39.** | При П, К контроль по характеристикам частичных разрядов (ЧР) за состоянием изоляции обмотки статора распространяется на турбогенераторы с воздушным охлаждением мощностью от 50МВт и выше, а также гидрогенераторы мощность от 20 МВт и выше.  Перечень контролируемых по ЧР генераторов и применяемые при этом измерительные системы устанавливаются по решению субъекта электроэнергетики (эксплуатирующей организации). | Заменить следующим текстом:  При П, К контроль по характеристикам частичных разрядов (ЧР) за состоянием изоляции обмотки статора распространяется на турбогенераторы с воздушным охлаждением мощностью от 50 МВт и выше, а также на гидрогенераторы мощность от 20 МВт и выше.  Перечень контролируемых по ЧР генераторов и применяемые при этом измерительные системы устанавливаются по решению субъекта электроэнергетики (эксплуатирующей организации).  Для остальных генераторов контроль характеристик частичных разрядов (ЧР) в изоляции обмотки статора выполняется на остановленном генераторе в случае указаний изготовителя генератора или по решению субъекта электроэнергетики (эксплуатирующей организации). | Метод on-line измерения ЧР - единственный, дающий качественное представление о состоянии изоляции обмотки статора работающего генератора. Его необходимо рекомендовать для оценки состояния изоляции обмотки статоров турбогенераторов с воздушным охлаждением, работающих в условиях высоких температур и напряжения, где возможен выход из строя изоляции по причинам пазовых ЧР и виброискровой эрозии. В связи с тем, что результаты измерения ЧР зависят от используемого оборудования и схемы подключения, желательно согласование выбора системы и проекта её установки с изготовителем генератора.  В капитальные ремонты измерение ЧР желательно выполнять для уточнения оценки состояния изоляции, локализации дефектов. При этом результат и качество оценки, возможность отслеживания динамики развития дефектов зависят от использованного оборудования, методики и опыта выполняющего контроль персонала. |  |  |
|  | **2.40** | Таблица 13. Показатели качества турбинного масла | Дополнить примечанием к таблице 13:  Для турбогенераторов с водородным охлаждением должно быть нормой **отсутствие** **воды и шлама в масле**, а класс чистоты масла – **не более 11**. | Чистота масла играет ре-шающую роль в обеспечении надежной работы масляных уплотнений вала турбогенераторов. Особенно важно отсутствие в масле воды, шлама и механических примесей. Не выполнение этого требования приводит к ускоренному износу вкладышей уплотнений, к неправильной работе регуляторов перепада давлений масла и газа, регуляторов прижимающего масла, регуляторов уровня в поплавковых гидрозатворах. При попадании масла в корпус генератора влага из масла оказывает отрицательное влияние на надежность роторных бандажей, способствуя их повреждению вследствие коррозионного растрескивания |  |  |
|  | 2.41 | Такого пункта нет. Он предлагается дополнительно | Предлагается следующий текст п.2.41:  При К генераторов с напряжением 24 кВ лобовые части статора подвергаются проверке токов утечки по участкам, особенно в междуфазных зонах, для выявления и оценки опасности местных дефектов изоляции, вызванных вибрацией лобовых дуг, или увлажнением изоляции из-за потери герметичности водяного тракта охлаждения обмотки статора. Оценка локального тока утечки на участке обмотки статора производится с помощью мягкого электрода, установленного на проверяемый участок при подаче на него ступенями выпрямленного напряжения при заземленной токоведущей части обмотки. Первая ступень – 1,6 Uном, вторая ступень – 2,4 Uном. Продолжительность выдержки испытательного напряжения на каждой ступени - 1 минута. Изоляция считается выдержавшей испытание на отсутствие в ней дефектов, в т.ч. мест увлажнения, если ток утечки, измеренный в конце испытания на второй ступени, не превышает 100 мкА.  При испытании с использованием устройства КВИС-40 время приложения напряжения на поверхность изоляции не регламентируется. | Предложение основано на документе «Типовой регламент определения увлажнения изоляции междуфазных зон в обмотках статоров турбогенераторов 800 МВт» (приложение к Приказу РАО «ЕЭС России» № 119, от 28.02.2005), который был введен в практику эксплуатации и ремонта.  Разработан и применяется для измерений «Комплекс высоковольтный испытательный КВИС-40» (изготовитель – фирма «Электротехнические системы-1»,г.Санкт-Петербург.  Опыт эксплуатации показал, что выявление местных дефектов изоляции, в том числе увлажненных мест изоляции, в процессе типового ремонта позволяет предупредить отказы турбогенераторов с водяным охлаждением обмоток статоров с напряжением статора 24 кВ и выше. |  |  |