

зарядка

410

18265

Российское акционерное общество
энергетики и электрификации
"ЕЭС России"

ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по эксплуатационному контролю
вibrationного состояния конструктивных
узлов гидроагрегатов

РД 34.31.303-96

утверждены Департаментом
науки и техники 23.05.96

Собственность
РАО "ЕЭС России", 1996

Москва
РАО "ЕЭС России"
1996

1. Общие положения

1.1. Определение вибрационного состояния гидроагрегата осуществляется путем измерения вибрации опорных конструкций и биения вала гидротурбины и гидрогенератора, измерения вибрации стальных конструкций и лобовых частей обмоток статора, которые должны подвергаться также тщательному осмотру. Мерой вибрации узлов гидроагрегатов является размах полигармонического виброперемещения. Результаты вибрационных испытаний совместно с результатами осмотра позволяют достаточно объективно судить об эксплуатационном состоянии агрегата.

1.2. Измерение вибрации гидроагрегата, а также осмотр конструктивных узлов и лобовых частей обмотки статора должны проводиться до и после каждого капитального ремонта. В межремонтный период необходимость проведения измерений и осмотров устанавливается в зависимости от результатов предыдущих обследований и при возникших предположениях об изменении (ухудшении) вибрационного состояния агрегата. В частности, после аварийных переходных режимов (например, несинхронного включения или внезапного КЗ на шинах генератора или ближнего КЗ за трансформатором) должны быть проведены внеплановые измерения вибрации лобовых частей обмотки статора и их осмотр.

Решение о проведении внеочередных обследований принимает главный инженер станции.

1.3. Измерения вибрации и биения вала гидроагрегата желательно производить в одних и тех же местах датчиками с одинаковыми техническими и метрологическими характеристиками, по возможности одними и теми же датчиками.

1.4. Вибрационные испытания проводятся по программе, подписанной руководителем испытаний и начальниками электро- и турбинного цехов, согласованной при необходимости с диспектчерской службой энергосистемы и утвержденной главным инженером станции.

1.5. Результаты вибрационных испытаний должны фиксироваться в протоколах с четким указанием места измерения вибрации, применявшейся аппаратуры, параметров вибрации (частота, размахи) и всех параметров режима работы генератора (активная и реактивная мощность, напряжение и ток статора; ток ротора, температура меди обмотки и сердечника статора, уровни бьёфов, открытие направляющего аппарата, углы установки лопастей рабочего колеса).

1.6. По результатам измерений вибрации должно быть составлено заключение с оценкой вибрационного состояния гидроагрегата и соответствующими рекомендациями.

1.7. При затруднениях у персонала ГЭС или энергосистемы в определении причин повышенной вибрации

их устранению, должна привлекаться специализированная организация для проведения специальных испытаний и разработки рекомендаций.

2. Средства измерения вибрации и биения вала

2.1. Основные требования к аппаратуре, используемой для измерения вибрации опорных конструкций гидроагрегата и стальных конструкций статора гидрогенератора, следующие:

- рабочий диапазон частот - 0,7 - 200 Гц;
- рабочий диапазон размаха виброперемещений 1000 мкм;
- рабочий диапазон температур:
 - для первичных преобразователей (вибродатчиков) +5 - +80°C;
 - для вторичного прибора +10 - +40°C;
- допустимая индукция внешнего магнитного поля - 0,1 Т;
- неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот - 10 %;
- масса вибродатчика не более - 0,5 кг;

2.2. Основные требования к измерителям биения вала следующие:

- рабочий диапазон частот - 0,4 - 20 Гц;
- рабочий диапазон размаха биений - 30 - 2000 мкм;
- рабочий диапазон температур - +5 - +40°C;
- допустимая индукция внешнего магнитного поля - 0,1 Т;
- масса датчика не более - 0,2 кг;

Датчики биения вала должны быть бесконтактными с зазором между датчиком и валом не менее 2 мм, устойчивыми к воздействию воды и масла.

2.3. Аппаратура, используемая для измерения вибрации лобовых частей обмотки статора гидрогенератора, должна удовлетворять следующим требованиям:

- рабочий диапазон частот - 40 - 300 Гц;
- рабочий диапазон размаха виброперемещений - 5 - 1000 мкм;
- рабочий диапазон температур:
 - для первичных преобразователей (вибродатчиков) +5 - +80°C;
 - для вторичного прибора +10 - +40°C;
- допустимая индукция внешнего магнитного поля - 0,3 Т;
- неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот - 10 %;
- масса вибропреобразователя не более - 0,2 кг;

2.4. Аппаратура для измерения вибрации и биения вала может иметь на выходе стрелочный прибор, но при этом должна быть обеспечена возможность параллельной записи сигнала на светолучевом осциллографе или ввода в ПЭВМ для автоматического анализа.

Аппаратура может также иметь встроенный анализатор для выделения и измерения гармонических составляющих вибрации.

2.5. Виброметрическая аппаратура должна быть аттестована или подвергаться контрольной тарировке перед испытаниями.

3. Контроль вибрации опорных конструкций и биения вала гидроагрегата

3.1. Причины повышенной вибрации.

3.1.1. Силы, вызывающие вибрацию опорных опорных конструкций и биение вала агрегата, имеют механическое, гидравлическое и электромагнитное происхождение. Как правило, они воз действуют на валы агрегата одновременно, но в разной степени.

3.1.2. Характерным признаком наличия механических возмущающих сил является наличие вибрации при работе агрегата после отключения из режима синхронного компенсатора или после закрытия направляющего аппарата при останове агрегата.

3.1.3. Характерным признаком наличия гидравлических возмущающих сил является исчезновение или значительное снижение вибрации при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора с освобождением от воды камеры рабочего колеса.

3.1.4. Характерным признаком наличия электромагнитных возмущающих сил является увеличение вибрации при подаче возбуждения на холостом ходу агрегата.

3.1.5. Измерение вибрации и биения вала в объеме и в режимах, указанных в п. 3.2. настоящих МУ, позволяет оценить уровень вибрации и установить, какие возмущающие силы - механические, гидравлические или электрические - вызывают повышенную вибрацию.

3.2. Места установки вибропреобразователей и датчиков биения вала и режимы испытаний гидроагрегата.

3.2.1. На вертикальном гидроагрегате первичные вибропреобразователи (вибродатчики) следует устанавливать следующим образом:

- на груженесущей крестовине для измерения вертикальной и горизонтальной вибрации;
- на опоре пяты (при опирании под пятника на крышу, турбину

через опорный конус) для измерения вертикальной вибрации;

- на негруженесущей крестовине, имеющей направляющий подшипник, для измерения горизонтальной вибрации;
- на крышке турбины для измерения вертикальной вибрации;
- на корпусе турбинного подшипника для измерения горизонтальной вибрации.

3.2.2. Вибродатчики для измерения вертикальной вибрации груженесущей крестовины и крышки турбины должны устанавливаться возможно ближе к оси агрегата. Вибродатчики для измерения вертикальной вибрации опоры пяты должны устанавливаться возможно ближе к основанию под пятника у дна маслованны.

Вибродатчики для измерения горизонтальной вибрации должны устанавливаться таким образом, чтобы вибрация измерялась в радиальном направлении.

3.2.3. Все вибропреобразователи на вертикальном гидроагрегате следует устанавливать в одной вертикальной плоскости, например, со стороны правого берега. В случае крестовины мостового типа, имеющей различную жесткость в разных направлениях, измерения горизонтальной вибрации следует производить в направлении наименьшей жесткости, и в этой плоскости следует устанавливать все вибропреобразователи на гидроагрегате.

3.2.4. Измерение бieniaия вала вертикального гидроагрегата следует производить у всех направляющих подшипников (турбинного, верхнего и нижнего генераторного). Датчики бieniaия вала должны быть установлены в одной вертикальной плоскости с датчиками вибрации.

3.2.5. На горизонтальном гидроагрегате первичные вибропреобразователи следует устанавливать следующим образом:

- на корпусе каждого опорного подшипника сверху для измерения вертикальной вибрации и сбоку (в горизонтальной плоскости, проходящей через ось агрегата) для измерения горизонтальной вибрации в радиальном направлении;

- на корпусе упорного подшипника для измерения горизонтальной вибрации в осевом направлении;

- на ребро капсулы в горизонтальной плоскости, проходящей через ось агрегата, для измерения вертикальной вибрации.

3.2.6. Биение вала горизонтального гидроагрегата следует измерять у каждого опорного подшипника сверху.

3.2.7. Необходимо обеспечить надежный контакт каждого вибропреобразователя с деталью, на которую он устанавливается. При невозможности установки вибропреобразователя непосредственно на деталь, следует применять промежуточные жесткие полки или кронштейны, обеспечивающие передачу вибрации без искажений. Собственная частота полки или кронштейна с вибропреобразователем не должна совпадать с частотой какой-либо составляющей измеряемых колебаний.

3.2.8. Датчики биения вала могут устанавливаться как на изоляциях подшипников, так и на специальных кронштейнах, прикрепленных к неподвижным конструкциям (стенкам шахты турбины, опорному консольному, крестовине и др.). В последнем случае кронштейны должны быть достаточно жесткими.

3.2.9. Измерение вибрации и биения вала следует производить при следующих режимах работы гидроагрегата:

- холостой ход без возбуждения с частотами вращения ротора 0,8; 0,9; 1,0 и 1,1 от номинальной;

- холостой ход с номинальным возбуждением и при номинальной частоте вращения;

- параллельная работа с сетью при нагрузках от нуля до номинальной ступенями по 20 % номинальной нагрузки;

- режим синхронного компенсатора с камерой рабочего колеса, освобожденной от воды;

- выбег агрегата после отключения от сети из режима синхронного компенсатора при освобожденной от воды камере рабочего колеса; при отсутствии на ГЭС режима синхронного компенсатора с освобожденной от воды камерой рабочего колеса производится выбег из генераторного режима.

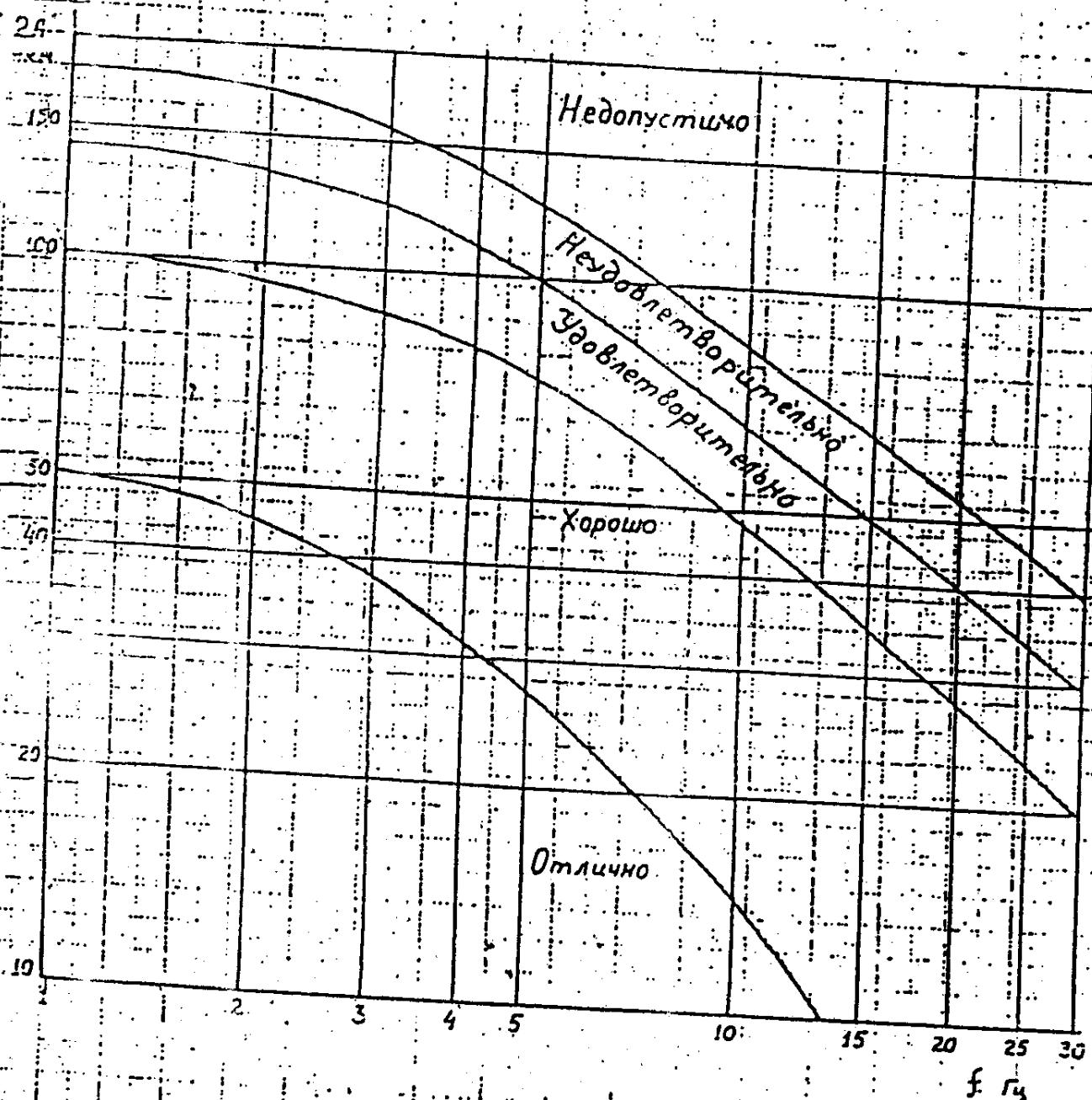
Для обратимых гидроагрегатов гидроаккумулирующих электростанций дополнительно к вышеперечисленным режимам работы агрегатов при вибрационном контроле должны быть: насосные режимы при потребляемой мощности 0,6; 0,8 и 1,0 номинальной и режим синхронного компенсатора насосный.

3.3. Оценка уровня вибрации опорных конструкций и биения вала агрегата.

3.3.1. Оценка вибрации опорных узлов агрегата производится по размаху виброперемещения в зависимости от частоты в диапазоне частот 1 - 30 Гц (рисунок). При частоте более 30 Гц недопустимым считается размах более 40 мкм, при частоте менее 1 Гц - 180 мкм.

3.3.2. При периодической вибрации оценка производится по размаху виброперемещения каждой его гармонической составляющей и по суммарному размаху виброперемещения с использованием зависимостей, приведенных на рисунке. При этом оценка суммарного размаха виброперемещения проводится по нормам для наихудшей из составляющих частот. Из всех оценок принимается худшая.

3.3.3. Если вибрация имеет непериодический характер, то оценка уровня вибрации производится по среднему размаху и средней частоте. Средний размах определяется как отношение суммы пиковых значений вибрации на выбранном интервале времени к половине числа пиков. Интервал времени должен быть выбран таким, чтобы на нем было



Оценка вибрации опорных конструкций
гидроагрегата.

не менее 10 периодов оборотной частоты.

Средняя частота определяется как отношение половины числа пиков за выбранный интервал времени к этому интервалу.

В протоколе с результатами контроля вибрации кроме среднего должен быть указан также максимальный размах вибрации на выбранном интервале времени.

3.3.4. Типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Рекомендации по принятию решения о дальнейшем контроле вибрационного состояния опорных конструкций гидроагрегата

Оценка вибрационного состояния	Решение
"Отлично"	Периодичность измерений вибрации не реже одного раза в 6 лет.
"Хорошо"	Периодичность измерений вибрации один раз в 3 года.
"Удовлетворительно"	Периодичность измерений вибрации один раз в год.
"Неудовлетворительно" (временно допустимо)	Устранение повышенной вибрации при первой возможности. До устранения повышенной вибрации проводить контроль вибрации не реже одного раза в два месяца.
"Недопустимо"	Эксплуатация агрегата без особого разрешения руководства энергосистемы не допускается.

3.3.5. Оценку уровня биения вала гидроагрегата следует производить сравнением результатов измерения с предельными значениями, записанными в местных инструкциях, и установленных на основе рекомендаций заводов-изготовителей турбин и генераторов.

4. Контроль вибрационного состояния стальных конструкций статора

4.1. Причины вибрации.

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

4.1.2. 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°C) сердечнике, и ее уменьшение по мере нагрева генератора.

4.1.3. 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.

4.1.4. Ниакочастотная вибрация статора, имеющая место при всех режимах работы агрегата, в том числе при холостом ходе без возбуждения, обусловлена механическими причинами и передается с вращающихся частей агрегата через опорные конструкции. Ниакочастотная 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 "Методических указаниях по оценке форм ротора и статора гидрогенераторов".

4.2. Места измерения вибраций и режимы работы генератора при испытаниях.

4.2.1. Вибрация частоты 100 Гц измеряется 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.

4.2.2. Низкочастотная вибрация составных статоров измеряется в радиальном направлении на спинке сердечника, а при повышенной

вибрации также на полках корпуса в среднем сечении по его высоте в середине каждого сектора и в нескольких точках по окружности нижнего фланца корпуса и в прилежащих точках фундамента.

4.2.3. На кольцевых (бесстяговых) статорах вибрация частоты 100 Гц и низкочастотная вибрация измеряются на сердечнике и полках корпуса в среднем сечении по высоте и в 4-х - 6-ти точках по окружности генератора при номинальном напряжении. В 2-х - 4-х точках измеряются 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 генератора.

4.2.4. Крепление вибропреобразователей к исследуемому конструктивному узлу может осуществляться с помощью болтов, жестких распорок, струбцин, kleev на эпоксидной основе и т. п. Крепление должно обеспечивать жесткий механический контакт, исключающий плавимое перемещение исследуемого узла и вибропреобразователя, а также резонансные явления.

4.2.5. Измерения вибрации следует производить при следующих режимах работы гидрогенератора:

- холостой ход без возбуждения с номинальной частотой вращения вала (измеряется только низкочастотная вибрация);

- холостой ход с различными уровнями возбуждения, обеспечивающими напряжение генератора от 0,4 до 1,0 $U_{ном}$ ступенями по 0,2 $U_{ном}$. При сложности осуществления режимов холостого хода с возбуждением меньше номинального допускается измерение вибрации только при $U_{ном}$. Измерения проводятся при "холодном" (не выше 30°C) и при "горячем" (выше 50°C) сердечнике;

- параллельная работа с системой в установившемся тепловом состоянии генератора при 2-х - 3-х уровнях активной нагрузки вплоть до номинальной или максимально возможной по условиям эксплуатации, а также в режиме синхронного компенсатора (если генератор эксплуатируется в данном режиме).

4.3. Осмотр стальных конструкций статора.

4.3.1. Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, спинка сердечника истыки секторов статора, а также штифты нижнего фланца корпуса и узлы крепления корпуса к фундаменту.

4.3.2. При осмотре должны быть установлены качественные характеристики, место обнаружения аномальностей 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 иломы наборных призм (клиньев);
- разрушение (сколы, выкрашивания) активной стали;

- волна 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.

4.3.3. Подробно приемы осмотра по широкому кругу узлов генератора, критерии оценок и форма записи результатов изложены в "Методических указаниях по проведению осмотров гидрогенераторов" РД 34.31.503.95.

4.4. Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора.

4.4.1. Оценка вибрационного состояния стальных конструкций по уровню вибрации частоты 100 Гц и низкочастотной вибрации проводится раздельно в соответствии с таблицами 2 и 3, 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 предлагают три оценки состояния генератора: удовлетворительно, неудовлетворительно и недопустимо.

4.4.2. По результатам оценки вибрационного состояния генератора принимается решение о его дальнейшей эксплуатации и срокам обследования. Соответствующие рекомендации приведены в таблице 4.

5. Контроль вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора

5.1. Причины вибрации.

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

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

5.1.3. Вибрации лобовых частей обмотки зависят также от плотности зажимовки стержней в пазах статора.

5.2. Места измерения вибрации, режимы работы генератора при испытаниях и обработка результатов.

5.2.1. Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлениях на головках верхних и нижних лобовых частей обмотки ста-

тора (по возможности не на изоляционных коробках), а также зближ выхода из паза.

5.2.2. Вибропреобразователи рекомендуется заключать в изоляционные обоймы, приклеиваемые к лобовым частям обмотки эпоксидным kleem.

5.2.3. Вибропреобразователи устанавливаются не менее, чем на десяти стержнях обмотки.

5.2.4. Для определения вибрационного состояния лобовых частей производится снятие их амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) в режиме установившегося трехфазного короткого замыкания генератора.

Для снятия АЧХ производится осциллографирование вибросмещений лобовых частей при выбеге генератора. Закоротка устанавливается на выводах генератора или за трансформатором. Ток ротора должен быть неизменным, что обеспечивает неизменность тока статора. С этой целью на время испытаний генератор переводится на реаервное возбуждение, либо возбуждение подается от соседнего генератора и выводятся из работы соответствующие защиты. Уровень возбуждения устанавливается таковым, чтобы при номинальной частоте вращения ротора ток статора был номинальным. Виограммы снимаются примерно через каждые 5 % изменения частоты вращения ротора в диапазоне 0,4 - 1,2 от номинального значения.

5.2.5. Измерения вибрации проводятся при одном тепловом состоянии генератора - "горячем" (не менее 50°C).

5.2.6. Построение АЧХ выполняется следующим образом: для каждого j-го фрагмента осциллограммы определяется частота тока, а в каждой кривой виброперемещения известными способами выделяется гармоническая составляющая удвоенной частоты тока, двойная амплитуда которой приводится к номинальному току статора по соотношению:

$$2A = 2A_j (I_j / I_{ном})^2,$$

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 чего строятся 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, подвергаются статистической обработке следующим образом. Определяется среднеарифметическое значение вибрации:

$$2\bar{A}_{ика} = 1/m \sum 2A_{ика},$$

где $2A_{ика}$ - размах вибраций в i-ой точке,

m - число вибропреобразователей, установленных в одинаковых местах лобовых дуг и одинаково ориентированных;
Вычисляется с доверительной вероятностью $p=0,975$ расчетный предельный уровень вибрации:

$$2A_{\text{пр.кз}} = 2\bar{A}_{\text{kz}} + s t(p),$$

где $s = \sqrt{(2A_{\text{икз}} - 2\bar{A}_{\text{kz}})/m-1}$ - эмпирический стандарт,
 $t(p)$ - коэффициент, зависящий от m и определяемый по таблице:

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 нагружочный режим по соотношению:

$$2A_{\text{пр.нагр}} = 1,3 \cdot 2A_{\text{пр.кз}}$$

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

5.3. Осмотр лобовых частей обмотки статора.

5.3.1. 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.).

5.3.2. Подробно приемы осмотра, критерии оценок и форма заполнения результатов изложены в "Методических указаниях по проведению осмотров гидрогенераторов" - РД 34.31.503.95.

5.4. Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора.

5.4.1. Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора производится с помощью таблицы 5 по предельному уровню вибрации с частотой 100 Гц, приведенной к номинальному нагруженному режиму, определяемому в соответствии с п.5.2.6., а также по результатам осмотров.

5.4.2. По результатам оценки вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора принимается решение о его дальнейшей эксплуатации и сроках обследования. Рекомендуемые решения приведены в соответствующей графе таблицы 5.

Таблица 2

Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по составляющей вибрации частоты 100 Гц

Параметры, определяющие состояние генератора		Результаты осмотра	Оценка
Двойная амплитуда вибрации частоты 100 Гц, мкм	При параллельной работе с системой (сердечник "горячий")		
до 30	до 50	Слабые следы контактной коррозии на спинке сердечника. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек - нет	Удовлетворительно
более 30	более 50	Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек - нет	Неудовлетворительно
более 30	более 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 3

Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по низкочастотным составляющим виброперемещений

Параметры, определяющие состояние генератора		Оценка
Размах низкочастотных виброперемещений на холостом ходу с возбуждением или при параллельной работе с системой, мкм	Результаты осмотра	
до 80	Повреждений узлов крепления сердечника, ослабления распорных домкратов, выпадания штифтов фланца корпуса - нет.	Удовлетворительно
до 180	Повреждений узлов крепления сердечника - нет. Ослабление распорных домкратов. Выпадание отдельных штифтов фланца корпуса.	Неудовлетворительно
более 180	Наличие повреждений в узлах крепления сердечника. Ослабление распорных домкратов. Массовое выпадание штифтов фланца корпуса.	Недопустимо

Таблица 4

Рекомендации по дальнейшему контролю вибрации и осмотрам и допустимости эксплуатации генератора

Оценка вибрационного состояния	Рекомендуемые решения
"Удовлетворительно"	<p>Эксплуатация без ограничений.</p> <p>Периодичность измерения вибрации и осмотров - один раз в 4 - 6 лет - до и после капитального ремонта при отсутствии внезапно возникших аномалий.</p>
"Неудовлетворительно"	<p>Выяснение причин повышенной вибрации и их устранение при первой возможности вывода гидроагрегата в ремонт.</p> <p>До устранения повышенной вибрации проводить измерения и осмотр один раз в год.</p>
"Недопустимо"	<p>Немедленный вывод генератора в ремонт для устранения повреждений и причин повышенной вибрации.</p> <p>При невозможности немедленного ремонта эксплуатация генератора допускается только по решению главного инженера станции. При наличии зависимости вибрации от режима работы эксплуатировать генератор в наиболее "легком" режиме.</p> <p>Контрольные измерения вибрации и осмотры проводить не реже одного раза в полгода.</p>

Таблица 5

Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора генератора и рекомендации по дальнейшему контролю вибрации и осмотрам и допустимости эксплуатации генератора

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 4-6 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.
более 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.