

ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНИТОРИНГУ И КОНТРОЛЮ ВИБРАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ, ОСНАЩЕННЫХ СТАЦИОНАРНЫМИ СИСТЕМАМИ ВИБРОДИАГНОСТИКИ

1. Общие положения

1.1. Настоящие Временные методические указания (далее – Методические указания) устанавливают требования к оценке технического состояния вертикальных гидроагрегатов на основании анализа параметров вибрации, получаемых с использованием автоматизированных систем, диагностированию гидроагрегата, а также требования к регламентации процесса принятия управленческих решений и формирования управляющих воздействий на стадии «эксплуатация» жизненного цикла гидроагрегатов.

1.2. Методические указания не распространяются на горизонтальные гидроагрегаты и гидроагрегаты с ковшевыми гидротурбинами. Контроль и оценка вибрационного состояния указанных гидроагрегатов осуществляются в соответствии с руководством по эксплуатации заводов-изготовителей гидротурбины и гидрогенератора.

1.3. Методические указания предназначены для обязательного применения в ПАО «РусГидро» (далее – Общество).

1.4. Третьи лица, выполняющие работы (оказывающие услуги) по договорам, заключенным с Обществом и (или) с его филиалами, обязаны выполнять требования настоящих Методических указаний при условии включения в такие договоры обязательства о выполнении требований Методических указаний.

1.5. При расхождении требований Методических указаний с требованиями нормативно-технической документации, выпущенной в Обществе до вступления в силу Методических указаний, применяются требования настоящих Методических указаний, при этом все факты расхождения следует документировать и направлять в Управление стандартизации Департамента развития и стандартизации производственных процессов ежемесячно не позднее 25 числа.

1.6. При введении в действие уполномоченными органами власти новых нормативных правовых и методических документов (внесении изменений в действующие), а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются

от приведенных в Методических указаниях, следует пользоваться вновь введенными требованиями до внесения в Методические указания соответствующих изменений.

2. Нормативные ссылки

В Методических указаниях использованы ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования.

ГОСТ Р ИСО 7919-1-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования.

ГОСТ Р ИСО 13373-2-2009 Контроль состояния и диагностика машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 2. Обработка, анализ и представление результатов измерений вибрации.

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17330282.27.140.005-2008 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.006-2008 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО РусГидро 02.01.059-2011 Гидроэлектростанции. Мониторинг технического состояния основного оборудования. Нормы и требования.

Примечание:

При пользовании Методическими указаниями целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», опубликованному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году; СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Методическими указаниями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3. Термины и определения

В Методических указаниях применены термины по СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. Вибрационная характеристика: Зависимость параметров вибрации от установившихся режимов работы гидроагрегата.

Примечание:

Режим работы определяется открытием регулирующих органов гидротурбины, уровнями верхнего и нижнего бьефов, активной мощностью гидрогенератора, частотой вращения ротора.

3.2. Контроль вибрационного состояния: Проверка соответствия значений параметров **вибрации** установленным техническим требованиям и определение на этой основе оценки вибрационного состояния.

3.3. Мониторинг технического состояния оборудования: Система проводимых регулярно наблюдений технологических параметров оборудования, находящегося в работе.

3.4. Размах вибрации: Разность между наибольшим и наименьшим значениями колеблющейся величины, характеризующей вибрацию в рассматриваемом интервале времени.

3.5. Размах вибрации максимальный: Разность между наибольшим и наименьшим значением колеблющейся величины, характеризующей вибрацию в интервале времени измерения не менее чем 10 периодов колебаний с оборотной частотой гидроагрегата.

3.6. Размах вибрации средний: Среднее значение размахов вибрации за период колебаний с оборотной частотой в последовательной серии периодов, состоящей не менее чем из 10 периодов с оборотной частотой.

Примечание:

Если рассматриваемый интервал времени составляет n периодов колебаний с оборотной частотой, и в каждом периоде i размах составляет R_i , то средний размах $R_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_i$.

3.7. Система вибрационного контроля (вибродиагностики) стационарная: Стационарно установленный комплекс средств автоматизации, осуществляющий получение измерительной информации о вибрационном состоянии, ее преобразование, обработку, регистрацию, архивирование и представление в требуемом виде для контроля вибрационного состояния и диагностирования с участием персонала.

Примечание:

Термин «система вибрационного контроля» применяется, когда основной задачей комплекса средств автоматизации является получение информации для контроля вибрационного состояния.

Термин «система вибродиагностики» применяется, когда решаемые задачи включают также определение причин неисправности.

4. Сокращения

АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности;

АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;

ГА – гидроагрегат;

ГЭС – гидроэлектростанция;

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;

ТСПД – технологическая сеть передачи данных;

ПО – программное обеспечение;

ПТК – программно-технический комплекс;

СК – синхронный компенсатор;

СКЗ – среднее квадратическое значение;

УСО – устройство связи с объектом.

5. Номенклатура элементов и узлов гидроагрегата, требующих контроля

5.1. Оснащение гидроагрегатов стационарными средствами измерения вибрации должно производиться в следующем объеме:

- гидроагрегаты мощностью менее 100 МВт и (или) диаметром рабочего колеса турбины менее 600 см оснащаются отдельными каналами измерения вибрации с учетом потребностей эксплуатации (например, отдельными каналами измерения биения вала у турбинного подшипника, каналами измерения пульсации в подпятнике и проседания упругих камер и т.п.), реализуемыми в составе системы автоматического управления гидроагрегатом;

- гидроагрегаты мощностью от 100 МВт и менее 180 МВт и (или) с диаметром рабочего колеса турбины 600 см и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга и контроля. Требования к составу измерительных каналов определяются в соответствии с приложением Б;

- гидроагрегаты мощностью 180 МВт и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга, контроля, и вибродиагностики, имеющими функцию диагностирования, позволяющую определять неисправности гидроагрегата. Требования к составу измерительных каналов определяются в соответствии с приложением Б, при необходимости, с учетом дополнительных измерительных каналов вибрации для потребностей диагностирования.

5.2. Согласно требованиям СТО РусГидро 02.01.059-2011 контроль вибрации стационарными средствами измерения должен осуществляться на следующих элементах и узлах вертикального гидроагрегата (гидротурбина и гидрогенератор):

- крышка турбины (вертикальная вибрация);
- основание (корпус) опорного подшипника (подпятника) или грузонесущая крестовина (вертикальная вибрация);

- корпус направляющего подшипника гидрогенератора (верхней и нижней крестовин при размещении в них подшипников) (горизонтальная вибрация);

- корпус турбинного подшипника (горизонтальная вибрация);
- статор гидрогенератора (горизонтальная вибрация);
- турбинный и генераторный вал у корпусов направляющих подшипников (биение вала);

- диск подпятника на жесткой опоре (биение зеркальной поверхности диска подпятника);

- упругая камера подпятника на гидравлической опоре (просадка и вертикальные колебания упругой камеры (ее верхнего торца)).

Примечание:

При необходимости объем контроля может быть расширен на основании результатов обследования с выработкой рекомендаций по определению специфических неисправностей оборудования, выявление которых возможно методами вибрационной диагностики при наличии соответствующего технико-экономического обоснования.

6. Установление и выбор критериев оценки технического состояния

6.1. Критерии оценки технического состояния устанавливаются на основе оценки вибрации.

6.2. Применяются следующие оценки технического состояния оборудования:

6.2.1. «Работоспособное» – если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния дефекты не выявлены или выявлены малозначительные легко устранимые дефекты на ранней стадии развития;

6.2.2. «Частично неработоспособное» – если при контроле технического состояния выявлены значительные, но устранимые дефекты, при которых оборудование способно частично выполнять требуемые функции;

6.2.3. «Неработоспособное» – если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния выявлены критические или значительные, трудно устранимые дефекты;

6.2.4. «Предельное» – если при контроле технического состояния выявлены критические дефекты, и дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

6.3. Для узлов гидроагрегатов устанавливаются зоны оценки вибрационного состояния и указанием времени допускаемой работы:

зона «А» – отличное состояние;

зона «В» – хорошее состояние;

зона «С» – удовлетворительное состояние;

зона «D» – неудовлетворительное состояние;

зона «Е» – плохое состояние;

зона «F» – недопустимое состояние.

Границы зон оценки приведены в таблице 1.

6.4. Для оценки (при проведении анализа) вибрационного состояния ГА в соответствии с таблицей 1 должны использоваться значения вибрации, полученные в установившихся рабочих режимах работы гидроагрегата. Оценка проводится отдельно для каждого установившегося рабочего режима.

Из анализа исключаются переходные режимы работы ГА:

– пуск;

- включение в сеть;
- изменение нагрузки;
- короткое замыкание генератора;
- останов;
- перевод из генераторного в режим СК и обратно;
- разгонный режим;
- сброс нагрузки.

Примечания :

1. При анализе и оценке значений вибрации следует использовать данные при установившемся режиме работы, как правило, – через 3-5 минут после установки режима работы гидроагрегата. Это правило необходимо соблюдать для того, чтобы исключить запись случайных процессов, сопутствующих переходным режимам, связанным с процессом регулирования. Данное обстоятельство необходимо учитывать, как при непосредственном снятии и оценке текущих показаний вибрации, так и при анализе и оценке данных архива вибрационных параметров (трендов). Режим работы гидроагрегата можно считать установившимся, если перемещения регулирующих органов гидротурбины находятся, как правило, в пределах $\pm 1\%$ своего диапазона изменения. Пределы изменения перемещений регулирующих органов должны уточняться по результатам натуральных испытаний конкретного оборудования.

2. При переходных режимах (пуск, останов, сброс нагрузки и пр.) вибрация опорных узлов гидроагрегата может увеличиваться по сравнению с установившимися режимами в 5-7 раз, что не является свидетельством наличия каких-либо неисправностей.

6.5. Основной контролируемой величиной вибрации является виброперемещение, мкм. Основным контролируемым параметром вибрации является средний размах, а также размах спектральных компонент.

В качестве дополнительного параметра может использоваться СКЗ виброперемещения, мкм, при этом при оценке рекомендуется производить пересчет значений СКЗ в эквивалентное значение среднего размаха по формуле:

$$S_{экр} \approx 4 \cdot S_{СКЗ} \quad (1)$$

где, $S_{экр}$ - эквивалентное значение среднего размаха вибрации, мкм;
 $S_{СКЗ}$ - СКЗ вибрации, мкм.

Примечания :

1. Поскольку в периодическом процессе вибрации всегда имеется случайная составляющая, приводящая к некоторому изменению размаха колебаний от периода к периоду, средний размах следует оценивать в интервале времени не менее чем 10 оборотов ротора гидроагрегата.

2. При непосредственном просмотре сигналов вибрации, в случае нестационарного характера вибрации, оценку вибрации рекомендуется производить по среднему размаху по формуле (1) с предварительным вычислением СКЗ.

6.6. Для оценки вибрационного состояния должны применяться зоны оценки вибрации опорных узлов гидроагрегатов, которые приведены на рисунке 1 и в таблице 1.

Оценка вибрации производится как по среднему размаху, так и по размаху ее спектральных составляющих. Оценка среднего размаха проводится по нормам для низшей из составляющих частот. Из всех оценок принимается наихудшая.

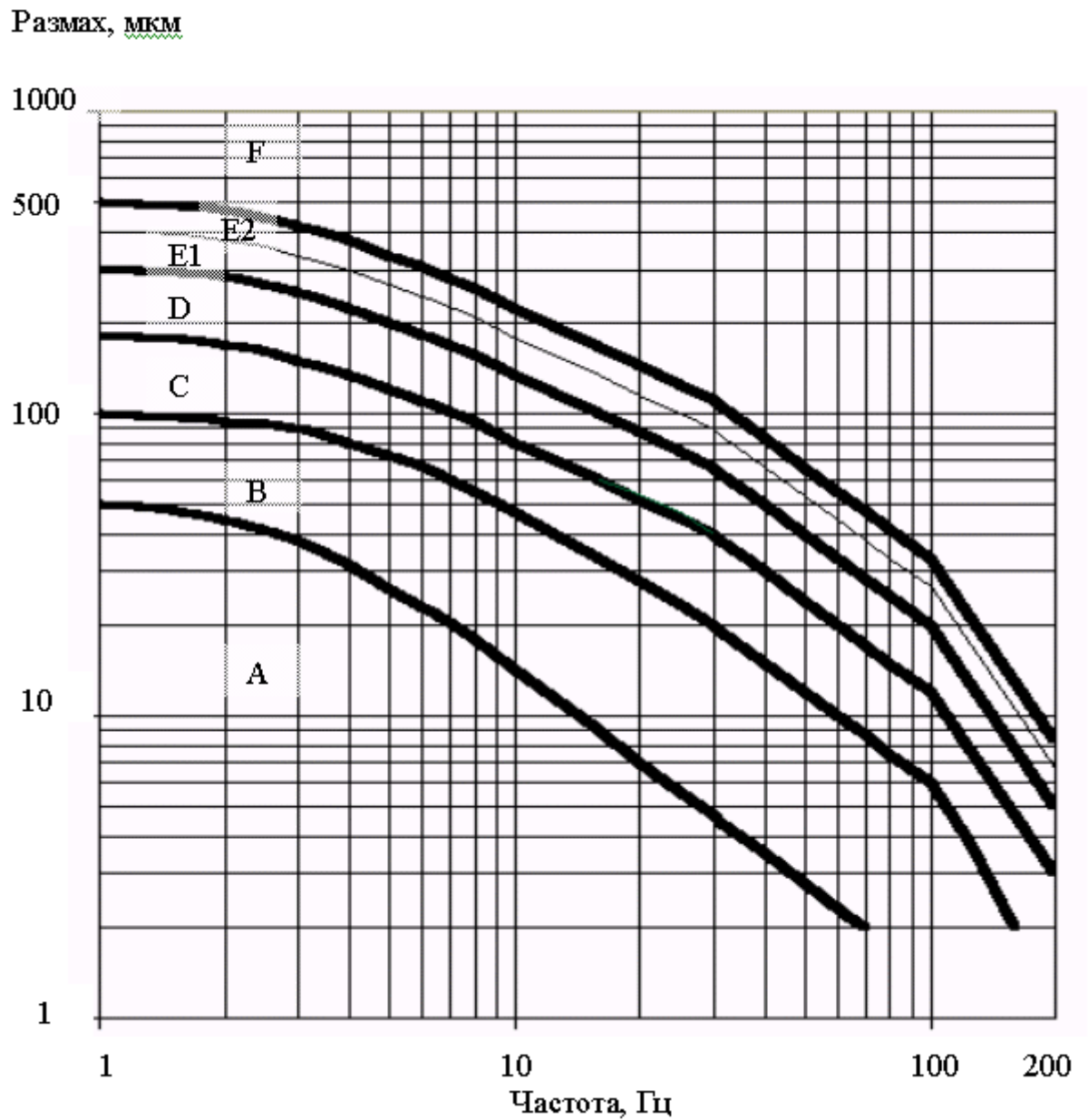


Рисунок 1 – Зоны оценки вибрации опорных узлов

Таблица 1 - Зоны оценки вибрации опорных узлов

Частота вибра- ции, Гц	Размах, мкм						Более F	
	Верхняя граница зоны оценки					E1		E2
	A	B	C	D	E			
0,80	50	100	180	300	400	500	500	
1,00	50	100	180	300	400	500	500	
1,25	49	99	179	298	398	497	497	
1,60	47	97	176	293	391	489	489	
2,00	44,5	94,5	170	283	378	472	472	
2,50	41	92	160	267	356	444	444	
3,00	38	89	150	250	333	417	417	
3,15	36,7	88	148	247	329	411	411	
4,00	31,5	80	134	223	298	372	372	
5,00	26,5	73	120	200	267	333	333	
6,00	23	67	110	183	244	305	305	
6,30	22	65	108	180	240	300	300	
7,13	20	59,5	100	167	222	278	278	
8,00	18	55	94	157	209	261	261	
10,00	14,3	47	80	133	178	222	222	
12,50	11,5	40	70	117	156	194	194	
16,00	9	33	60	100	133	167	167	
20,00	7	28	52	87	116	144	144	
25,00	5,6	23,3	45	75	100	125	125	
30,00	4,7	20	40	67	89	111	111	
31,50	4,44	19	38	63,5	85	106	106	
40,00	3,5	15	30	50	67	83	83	
50,00	2,8	12	24	40	53	67	67	
63,00	2,2	9,5	19	32	42	53	53	
80,00	2	7,5	15	25	33	42	42	
100,00	2	6	12	20	27	33	33	
125,00	2	3,8	7,7	13	17	21	21	
160,00	2	2	4,7	7,8	10,4	13	13	
200,00	2	2	3	5	6,7	8,3	8,3	

Примечания:

1. Верхняя граница зоны «С» соответствует правилам [1] для длительной работы гидроагрегата без ограничений. Нахождение параметров вибрации ниже верхней границы зоны «С» соответствует вибрации, допустимой для длительной работы гидроагрегата.

2 Промежуточные по частотам значения вибрации получаются посредством линейной интерполяции граничных значений.

3 Данные зоны оценки могут корректироваться при разработке норм на вибрацию с привлечением специализированной организации.

Если иное не указано в инструкции завода-изготовителя, то:

Гидроагрегат с уровнями вибрации, находящимися в зоне «D», может эксплуатироваться 5 – 7 лет до очередного капитального ремонта с наработкой не более 15000 часов без участия в НПРЧ и АВРЧМ.

Гидроагрегат с уровнями вибрации, находящимися в зоне «E1», может эксплуатироваться в течение 6 месяцев до очередного текущего ремонта или ремонта, связанного с устранением причины повышенной вибрации с наработкой не более 1500 часов без участия в НПРЧ и АВРЧМ. При вибрации, находящейся в зоне «E2», гидроагрегат может эксплуатироваться до 500 часов без участия в НПРЧ и АВРЧМ.

Гидроагрегат с уровнями вибрации, находящимися в зоне «F», должен быть автоматически выведен из-под участия в НПРЧ, АВРЧМ, действием технологической автоматики или персонала должен быть разгружен, отключен от сети и остановлен (при наличии АРЗ или предтурбинного затвора с автоматическим их закрытием). Ввод в работу ГА без выяснения причины увеличения уровня вибрации запрещен. Оценку вибрационного состояния гидроагрегата следует производить сравнением результатов измерения с предыдущими значениями (с учетом режима работы ГА) и предельными значениями, установленными на основе рекомендаций заводов-изготовителей турбины и генератора с учетом опыта эксплуатации.

6.7. Оценку вибрационного и механического состояния стальных конструкций статора гидрогенератора следует производить по трём зонам оценки вибрационного состояния с учетом результатов их осмотра:

Параметры, определяющие состояние гидрогенератора		Оценка
Размах низкочастотных гармоник или их суммы на холостом ходу 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	Работоспособное («Удовлетворительно»)
до 180	Повреждений узлов крепления сердечника нет. Ослабление распорных домкратов. Выползание отдельных штифтов фланца корпуса	Не работоспособное («Неудовлетворительно»)
более 180	Наличие повреждений в узлах крепления сердечника. Ослабление распорных домкратов. Массовое выползание штифтов фланца корпуса	Предельное («Недопустимо»)

При работе гидроагрегата в сети и «горячем» сердечнике размах вибрации с частотой 100 Гц при значениях до 30 мкм оценивается как «удовлетворительно», а при размахе более 30 мкм оценивается

как «неудовлетворительно» или «недопустимо» в зависимости от результатов осмотра.

В целях Методических указаний рекомендуется считать для низкочастотной вибрации в качестве верхней границы зоны оценки «С» величину 80 мкм, зоны «Е» – 180 мкм. Для вибрации с частотой 100 Гц в качестве верхней границы зоны оценки «С» считать величину 30 мкм.

6.8. Назначение предупредительных и аварийных уставок по вибрации (ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ, ОСТАНОВ) производится в соответствии с общими требованиями ГОСТ ИСО 10816-1.

Первоначально при вводе в эксплуатацию стационарной системы контроля вибрационного состояния рекомендуется устанавливать уровень «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ» выше базового значения, в качестве которого принимается верхняя граница зоны оценки «С», на 25%, уровень «ОСТАНОВ» первоначально рекомендуется устанавливать по верхней границе зоны оценки «Е». Уровни уставок уточняются исходя из рекомендаций завода-изготовителя, уровни предупредительных уставок – исходя из накопленного опыта эксплуатации.

Назначение предупредительных и аварийных уставок по биению вала производится в соответствии с общими требованиями ГОСТ Р ИСО 7919-1 и инструкциями завода-изготовителя оборудования с учётом опыта эксплуатации.

Уставки должны утверждаться техническим руководителем филиала Общества.

6.9. Оценка вибрационного и механического состояния гидроагрегата (гидротурбины, гидрогенератора) производится по уровню вибрации узлов с применением границ зон оценки, приведенных в пунктах 6.5, 6.7 настоящих Методических указаний. Из всех оценок по узлам принимается наихудшая.

Оценки и типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния, приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Типовые решения на основе оценки вибрационного состояния

Уровень вибрации в зоне оценки	Оценка вибрационного состояния	Оценка технического состояния и типовое решение
А, В, С	Отлично, Хорошо, Удовлетворительно	Состояние «Работоспособное», эксплуатация без ограничений
Д	Неудовлетворительно	Состояние «Частично неработоспособное», автоматический вывод из НПРЧ и АВРЧМ, планирование ремонта
Е	Плохо	Состояние «Неработоспособное», автоматический вывод из НПРЧ и АВРЧМ, планирование ремонта в ближайшее время
Ф	Недопустимо	Состояние «Предельное», автоматический вывод из НПРЧ и АВРЧМ, действием технологической автоматики или персонала разгрузка, отключение от сети и остановка (при наличии АРЗ или предтурбинного затвора с автоматическим их закрытием). Ввод в работу ГА без выяснения причины увеличения уровня вибрации запрещен.

6.10. По каждой гидроэлектростанции должен быть организован учет времени работы гидроагрегатов в установившихся режимах при действующих уровнях вибрации. Оценка времени допустимой работы гидроагрегата до ремонта при значениях вибрации в зонах оценки вибрационного состояния «D», «E», «F» должна производиться с учетом действующих уровней вибрации.

При значениях вибрации в зонах оценки вибрационного состояния «D» и «E» должны быть немедленно приняты меры по переводу гидроагрегата в режим работы с минимальными вибрациями с автоматическим выводом из НПРЧ и АВРЧМ, ограничено время работы гидроагрегата под нагрузкой, с первоочередным переводом его в резерв.

Работа гидроагрегата в зоне «F» оценки вибрации не допускается. При обнаружении уровней вибрации, находящихся в зоне «F», гидроагрегат должен быть выведен из НПРЧ и АВРЧМ, действием персонала или технологической автоматики немедленно разгружен, отключен от сети и остановлен (при наличии АРЗ или предтурбинного затвора с автоматическим их закрытием).

6.11. Планирование состава дополнительных ремонтных работ следует производить с учетом действительного вибрационного состояния, определяемого на основании информации, полученной с применением стационарных средств

измерения вибрации. Предварительно должны быть выявлены повышенные возмущающие силы и причины повышенной вибрации.

Определение возмущающих сил и причин повышенной вибрации производится методами вибрационной диагностики. Если гидроагрегат оборудован стационарной системой вибродиагностики, имеющей функции автоматического или автоматизированного диагностирования неисправностей, то определение причин повышенной вибрации производится с применением специального ПО. Для гидроагрегатов, оборудованных системой вибрационного контроля (не имеющих функции диагностирования), диагностирование производится на основе факторного анализа действующих уровней вибрации, а также спектрального анализа. Признаки некоторых характерных неисправностей гидроагрегатов и рекомендации по составу дополнительных ремонтных работ приведены в приложении А к настоящим Методическим указаниям.

7. Порядок контроля и диагностирования

7.1. Контроль вибрационного состояния осуществляется:

- оперативным персоналом;
- персоналом (специалистом) в составе структурного подразделения филиала Общества, назначенным техническим руководителем филиала для проведения мониторинга и контроля вибрационного состояния (далее по тексту – специалист).
- автоматически, с использованием систем автоматизированного мониторинга.

7.2. Контроль вибрационного состояния оперативным персоналом осуществляется по действию предупредительной и аварийной сигнализации, а также при обнаружении отклонений вибрационных параметров от предыдущих значений (с учетом режима работы ГА) в соответствии с требованиями производственных инструкций (инструкций по эксплуатации).

В указанных случаях оперативный персонал должен принимать меры, предусмотренные СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008 и требованиями производственных инструкций. Обо всех выявленных случаях отклонения вибрационного состояния и предполагаемых причинах отклонений информация должна сообщаться ответственному лицу и/или фиксироваться в оперативном журнале.

7.3. Специалист осуществляет мониторинг и контроль вибрации путем периодических наблюдений текущих показаний вибрации, анализа данных трендов, имеющихся в архиве, анализа сигналов вибрации с применением специализированного ПО, позволяющего производить сбор и обработку данных (просмотр, спектральный анализ и пр.), а также данных о срабатывании сигнализации, защит и учета результатов ранее произведенного анализа.

Производится:

- оценка текущих параметров вибрации путем сравнения с нормативными значениями;

- анализ трендов вибрационных параметров.

При проведении диагностирования также производятся:

- определение наличия значительных возмущающих сил;
- определение предполагаемых дефектов;
- разработка рекомендаций по воздействию на оборудование (установление ограничений по режимам, рекомендаций по составу ремонтных работ с целью улучшения вибрационного состояния, дополнительных проверок, планов специальных испытаний, в том числе с привлечением специализированной организации и пр.).

Примечание – Рекомендации по дополнительной обработке, анализу и представлению данных в соответствии с ГОСТ Р ИСО 13373-2-2009.

7.4. Контроль вибрационного состояния производится специалистом после приемки гидроагрегата в эксплуатацию, перед выводом гидроагрегата в ремонт, приемке после ремонта и при техническом освидетельствовании, а также в межремонтный период. При пуске гидроагрегата после монтажа рекомендуется производить контроль вибрационного состояния одновременно с проведением комплексных приемочных испытаний.

Периодичность контроля специалистом в межремонтный период производится в зависимости от оценки вибрационного состояния и скорости его изменения:

- при нахождении уровней вибрации в зонах оценки «А», «В», «С» и отсутствии существенных изменений в вибрационном состоянии контроль производится с максимальной периодичностью, установленной техническим руководителем филиала Общества;

- при нахождении уровней вибрации ниже верхней границы зоны «С» и повышении вибрации с постоянной скоростью изменения контролируемого параметра, прогнозируют время достижения верхней границы зоны «С». Если это время наступит ранее момента следующего контроля, то интервалы времени уменьшают и проводят контроль с меньшей периодичностью, чем максимальная, пока указанная граница не будет достигнута. Если кривая изменения параметра вибрации нелинейна или скорость изменения параметра возросла более чем на 25% с момента проведения последнего мониторинга, то периодичность контроля также уменьшают;

- при нахождении уровней вибрации в зоне оценки «D», «E» и отсутствии существенных изменений в вибрационном состоянии контроль производится с меньшей периодичностью (по сравнению с максимальной);

- при нахождении уровней вибрации в зоне оценки «D», «E» и наличии роста контролируемого параметра вибрации контроль производится с минимально возможной периодичностью.

Примечание:

Максимальная периодичность контроля не должна превышать 2 недели, исключая время нахождения гидроагрегата в ремонте.

7.5. Оценка текущих параметров вибрации производится путем сравнения с нормативными значениями по правилам [1] с нормами на вибрацию завода-изготовителя (при их наличии), с нормами приложения И СТО 17330282.27.140.001-2006, в соответствии с зонами оценки вибрации, указанными в разделе 6 настоящих Методических указаний.

При значениях вибрации более 80% границы зоны «С» (п 6.5), а также отклонения в вибрационных характеристиках по неизвестной причине специалист обязан произвести анализ данных вибрации (архивных данных параметров вибрации, просмотр сигналов вибрации с анализом спектральных составляющих сигналов, годографов, режима работы оборудования) и определить предполагаемую причину изменения вибрационного состояния. При сомнении в достоверности измерений вибрации необходимо организовать проведение проверки наличия повышенной вибрации и достоверности измерений.

Определение наличия значительных возмущающих сил, предполагаемых дефектов и разработка рекомендаций по воздействию на оборудование производится согласно А.6 и А.7 (приложение А).

Результаты контроля фиксируются по форме отчета, приведенного в В.1 и В.2 (приложение В).

Результаты контроля должны передаваться специалистом на рассмотрение руководителям структурных подразделений, ответственных за эксплуатацию гидротурбинного и гидрогенераторного оборудования.

7.6. При обнаружении превышения уровня допустимых вибраций для длительной работы (при оценке уровня вибрации хуже, чем «удовлетворительно» по п.6.6), а также отклонения в вибрационных характеристиках по неизвестной причине, должно производиться рассмотрение результатов контроля вибрации для уточнения возможных причин повышенной вибрации и разработки планов мероприятий по улучшению вибрационного состояния.

Совещание для рассмотрения результатов контроля производится под руководством технического руководителя с привлечением необходимых специалистов. По результатам совещания составляется протокол. Разработанный план мероприятий по улучшению вибрационного состояния должен быть утверждён техническим руководителем филиала Общества.

7.7. При затруднениях персонала в определении причин повышенной вибрации и разработке мероприятий по улучшению вибрационного состояния для проведения экспертизы и/или специальных испытаний могут привлекаться сторонние специалисты и специализированные организации.

7.8. Технический руководитель филиала ПАО «РусГидро» должен быть ознакомлен с результатами контроля в установленном порядке.

8. Требования к отчетной документации по результатам контроля

8.1. Результаты контроля, проведенного в соответствии с требованиями Методических указаний, представляют в виде сводной таблицы, в которой приведены данные по всем гидроагрегатам гидроэлектростанции.

Заключение или технический отчет по конкретным агрегатам приводят, если вибрация повышена или наблюдается заметное изменение вибрационного состояния по сравнению с предыдущими наблюдениями, а также до и после ремонта.

8.2. Разработанные на основании результатов контроля рекомендации по улучшению вибрационного состояния гидроагрегатов с повышенной вибрацией либо по введению режимных и временных ограничений оформляют в виде отчета, который должен содержать:

- технические данные гидроагрегата;
- наименование стационарной системы для измерения вибрации с указанием наличия свидетельства о калибровке измерительных каналов;
- имевшиеся характерные неисправности, связанные с наличием повышенной вибрации;
- результаты контроля вибрации согласно п.8.1;
- анализ сигналов вибрации на различных режимах работы агрегата, спектральный анализ;
- результаты периодических и специальных испытаний оборудования с измерением вибрации проводившихся сторонними организациями;
- рекомендации и технические решения по улучшению вибрационного состояния.

Типовые формы документов, оформляемых по результатам контроля, приведены в приложении В.

8.3. Отчетная документация по результатам контроля вибрации должна входить в состав эксплуатационной документации по ГА.

9. Требования к исполнителям

9.1. Специалисты, осуществляющие мониторинг и контроль вибрационного состояния, должны руководствоваться требованиями правил [1], настоящих Методических указаний, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008.

9.2. Специалисты, производящие мониторинг и контроль вибрационного состояния, должны:

- вести учет случаев обнаружения повышенной вибрации;
- проводить анализ технического состояния основного оборудования (гидроагрегатов) с использованием специализированного ПО;
- устанавливать связь между наличием повышенной вибрации и причинами, её вызывающими, с учетом специфики конкретного оборудования;
- контролировать состояние и ведение отчетной технической документации, базы данных о вибрационном состоянии оборудования;
- передавать информацию о вибрационном состоянии оборудования руководителю своего структурного подразделения, для ее дальнейшего направления руководителям структурных подразделений, ответственных

за эксплуатацию гидротурбинного и гидрогенераторного оборудования, и техническому руководителю филиала ПАО «РусГидро»;

- согласовывать (через руководителя своего структурного подразделения) с руководством структурных подразделений, техническим руководителем филиала ПАО «РусГидро» проекты рекомендаций и планов работ по улучшению вибрационного состояния;

- при необходимости и возможности проводить контрольные замеры вибрации переносными приборами для измерения вибрации с целью проверки достоверности показаний стационарных средств измерения вибрации и получения дополнительной информации;

- обеспечивать сопровождение работ, связанных с проведением специальных испытаний по измерению вибрации на гидроагрегатах, проводимых сторонними организациями.

9.3. Структурное подразделение филиала ПАО «РусГидро» (специализированная организация, осуществляющая мониторинг и контроль вибрационного состояния гидроагрегатов гидроэлектростанций), в составе которого находятся специалисты, производящие мониторинг и контроль вибрационного состояния, должно быть оснащено поверенными (калиброванными) переносными приборами для измерения вибрации узлов гидроагрегатов, переносными калибраторами и прочими приборами и оснасткой, необходимыми для проведения оперативной проверки наличия повышенной вибрации и достоверности измерений.

Приложение А

(справочное)

Возможные причины вибрации

А.1 Настоящее приложение содержит общие методы определения неисправностей гидроагрегатов на основании информации о вибрационном состоянии, получаемой с помощью стационарных систем вибрационного контроля, а также список мероприятий по их устранению.

А.2 Повышенная вибрация узлов гидроагрегатов в установившихся режимах вызывается наличием возмущающих сил, дефектами изготовления и сборки, а также дефектами способствующими возникновению резонансных явлений и автоколебаний.

А.3 Силы, вызывающие вибрацию опорных конструкций гидроагрегатов, разделяются на механические, гидравлические, электрические.

А.3.1 Механические возмущающие силы возникают в результате неуравновешенности вращающихся масс гидроагрегата (небаланс ротора гидрогенератора, рабочего колеса турбины). К этому же приводят нарушения центровки, излом линии вала, неперпендикулярность зеркальной поверхности диска подпятника линии вала гидроагрегата и волнистость зеркальной поверхности диска подпятника, увеличенные зазоры в подшипниках и т.д.

Частота вибрации в этом случае, как правило, совпадает с частотой вращения ротора или кратна ей.

Характерным признаком наличия механических возмущающих сил является повышенный уровень вибрации опорных конструкций во всех эксплуатационных режимах при обычных уровнях вибрации сердечника статора гидрогенератора.

Характерным признаком наличия механического небаланса является линейная зависимость горизонтальной вибрации корпусов направляющих подшипников от квадрата частоты вращения ротора гидроагрегата в режиме холостого хода без возбуждения или в режиме выбега в том числе с освобожденной от воды камерой рабочего колеса.

А.3.2 Гидравлические возмущающие силы возникают в результате появления вихревых шнуров в направляющем аппарате и отсасывающей трубе, а также ударного входа потока на лопасти рабочего колеса гидротурбины, несимметричного подхода потока по окружности рабочего колеса и т.д.

Пульсация давления в проточной части и вибрация опорных конструкций от гидравлических возмущающих сил может вызываться также плохим обтеканием отдельных частей сооружений при входе потока в спиральную камеру, различием углов установки лопастей, а также отклонением комбинаторной зависимости от оптимальной.

Частота вибрации в этих случаях может меняться в широких пределах. Например, частота лопастной вибрации, возникающей при ударном входе потока на лопасти рабочего колеса турбины в зоне зуба спирали, составляет, Гц

$$f = \frac{nZ}{60} \quad (\text{A.1})$$

где n – частота вращения ротора, об/мин
 Z – число лопастей рабочего колеса.

В случае неоднородного потока после направляющего аппарата, лопасть рабочего колеса испытывает переменное воздействие потока с частотой, равной

$$f = \frac{nZ_0}{60} \quad (\text{A.2})$$

где Z_0 – число лопаток направляющего аппарата турбины.

Частота колебаний пульсаций давления и соответственно вызываемой вибрации зависит не только от частоты вращения ротора гидроагрегата, но и от нагрузки. Ориентировочно можно принять

$$f = \frac{n}{60K} \quad (\text{A.3})$$

где K – коэффициент, для радиально-осевых гидротурбин $K=3,6$, для поворотно-лопастных $K=4,2-4,6$.

При кавитационных явлениях частота вибрации может меняться в широких пределах (от долей до сотен герц) и иметь хаотический характер изменения частоты и амплитуды.

Характерным признаком наличия гидравлических возмущающих сил является отсутствие вибрации при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора с освобожденной от воды камерой рабочего колеса или снижения уровня вибрации в режимах с пуском атмосферного или сжатого воздуха в камеру рабочего колеса. Если такие режимы не предусмотрены, то признаком наличия гидравлических возмущающих сил может служить значительное изменение уровней вибрации при различных режимах работы, в том числе увеличение вибрации при открытии направляющего аппарата.

А.3.3 Электрические возмущающие силы возникают в результате неравномерности воздушного зазора гидрогенератора из-за неправильной формы ротора, его эксцентricности относительно оси вращения или витковыми замыканиями в катушках полюсов.

Спектральный состав низкочастотной полигармонической составляющей вибрации в этом случае зависит от концентричности расположения полюсов ротора или числа полюсов с короткозамкнутыми витками (как правило, это полигармоническая вибрация, включающая оборотную составляющую и ее первые пять гармоник).

Характерным признаком наличия электрических возмущающих сил является повышенный уровень низкочастотной вибрации сердечника и корпуса статора гидрогенератора в режимах холостого хода с возбуждением и нагрузки при низких уровнях вибрации на холостом ходу без возбуждения.

Радиальные колебания сердечника статора гидрогенератора с частотой 100 Гц в основном являются признаком недостаточно плотной прессовки пакетов активного железа сердечника и плохого уплотнения стыков секторов статора гидрогенератора.

Эксцентричное положение ротора относительно расточки статора не вызывает переменных усилий и соответствующих вибраций статора и может быть обнаружено при сравнении данных биения вала и изменения зазоров при холостом ходе турбины и генератора.

А.4 Дефекты изготовления и сборки

Основные дефекты изготовления и сборки относятся к линии вала, а также к таким дефектам подпятника как неперпендикулярность зеркальной поверхности диска оси вала гидроагрегата и неровность зеркальной поверхности диска подпятника. Дефекты линии вала обычно приводят к повышенным значениям биения вала у направляющих подшипников во всех режимах работы гидроагрегата и могут приводить к повышенным горизонтальным вибрациям направляющих подшипников. Неперпендикулярность или волнистость зеркальной поверхности диска подпятника приводит к повышенной вертикальной вибрации опоры подпятника. Эти неисправности также могут вызывать повышенное биение у нижнего генераторного и турбинного подшипника и являться причиной повышенной горизонтальной вибрации.

А.5 Возмущающие силы всегда присутствуют, поскольку свойственны рабочему процессу преобразования энергии. При наличии значительных дефектов изготовления и сборки узлов и деталей они достигают значительной величины, вызывая повышенную вибрацию узлов гидроагрегата. В зависимости от фазовых соотношений возмущающих сил в различных режимах работы гидроагрегата суммарная возмущающая сила в различной степени может либо увеличиваться либо уменьшаться, что отражается в большом разнообразии наблюдаемых вибрационных характеристик отдельных гидроагрегатов.

Возмущающие силы воздействуют на опорные конструкции гидроагрегата, поэтому характер вибрационного состояния при наличии неисправностей также во многом зависит от компоновки гидроагрегата. Наиболее распространенные компоновки вертикальных гидроагрегатов следующие:

- зонтичный с расположением опоры подпятника на крышке турбины;
- подвесной с расположением подпятника на верхней крестовине.

Основные диагностические признаки наличия возмущающих сил, соответствующие неисправности, а также некоторые неполадки вертикальных гидроагрегатов этого типа, наличие которых возможно определить на основании данных стационарного вибромониторинга, проведенного в нагрузочном режиме работы приведены в таблицах А.1 - А.2.

А.6 Диагностирование узлов агрегата с применением стационарной системы вибрационного контроля производится в основном в установившихся нагрузочных режимах работы гидроагрегата.

Признаки неисправностей, приведенные в таблицах А.1 – А.2 соответствуют имеющимся техническим сведениям о связях состояний (неисправностей) и признаков и применяются для начальных этапов распознавания неисправностей. Связи состояний и признаков должны уточняться для конкретного оборудования. Для выявления отклонений в вибрационном состоянии рекомендуется иметь в наличии вибрационные характеристики гидроагрегатов для возможно большего диапазона режимных параметров – зависимости уровней вибрации от мощности гидроагрегата и открытия регулирующих органов турбины (как правило от 5 до 10 точек в диапазоне мощностей) при различных действующих напорах и уровнях нижнего бьефа. Дальнейшее уточнение вида неисправности может производиться путем назначения специальных режимов (режимов холостого хода без возбуждения, холостого хода с возбуждением) необходимой длительности (5-10 мин) для снятия показаний данных вибрации и проведения дальнейшего анализа, а также проведения специальных испытаний.

Таблица А.1 – Признаки наличия дефектов для зонтичного агрегата с расположением опоры подпятника на крышке турбины и двумя направляющими подшипниками

Неисправность	f, P / признак наличия (+ или -)								
	Вибрация					Биение вала		Биение зеркала	
	горизонтальная		Вертикальная			ТП	ГП	З	
	БК	СТ	КТП	ОП	КТ				
Механические возмущающие силы									
Механический небаланс ротора гидрогенератора	f ₀₆ /+	НЧ/-						f ₀₆ /+	
Механический небаланс рабочего колеса гидротурбины		НЧ/-	f ₀₆ /+				f ₀₆ /+		
Дефекты линии вала гидроагрегата		НЧ/-				P/+	P/+		
Неперпендикулярность зеркальной поверхности диска подпятника оси вала гидроагрегата		НЧ/-		f ₀₆ /+	f ₀₆ /+				f ₀₆ /+
Волнистость зеркальной поверхности диска подпятника									2-5f ₀₆ /+
Гидравлические возмущающие силы									
Гидравлический небаланс рабочего колеса		НЧ/-	f ₀₆ /+						
Ухудшение состояния проточной части турбины (повреждение облицовки камеры рабочего колеса и сопрягающего пояса с конусом отсасывающей трубы ПЛ турбины, фундаментного кольца с конусом отсасывающей трубы РО турбины);				f _л /+	f _л /+				
Неравномерный подвод воды к рабочему колесу;			f _л /+						
Нарушение комбинаторной зависимости для поворотно-лопастной турбины				P/+	P/+	P/+			
Образование и срыв центрального вихревого жгута			P/+	P/+	P/+	P/+			
Работа турбины в зонах с повышенной кавитацией				P/+	P/+				
Электрические возмущающие силы									
Электрический небаланс или искажение формы ротора гидрогенератора, наличие витковых замыканий полюсов	f ₀₆ /+	НЧ/+							

Окончание таблицы А.1

Неисправность	f, P / признак наличия (+ или -)							
	Вибрация					Биение вала		Биение зеркала
	горизонтальная		Вертикальная			ТП	ГП	З
	ВК	СТ	КТП	ОП	КТ			
Ослабления уплотнения стыков статора гидрогенератора. Периодическая составляющая магнитного тяжения с частотой 100Гц.		100/+						
Дефекты крепления								
Ослабление крепления верхней крестовины	P/+	НЧ/-						
Повреждение опорных элементов сегментов генераторного подшипника		НЧ/-					P/+	
Ослабление крепления корпуса турбинного подшипника;			P/+					
Повреждение опорных элементов сегментов турбинного подшипника (для сегментного подшипника)						P/+		
Разрегулировка зазоров в генераторном подшипнике		НЧ/-					P/+	
Разрегулировка зазоров в турбинном подшипнике						P/+		

Примечания

1 ВК – верхняя крестовина (корпус генераторного подшипника), СТ – статор гидрогенератора, КТП – корпус турбинного подшипника, ОП – опора пяты, КТ – крышка турбины, ТП – турбинный подшипник, ГП – генераторный подшипник, З – зеркальная поверхность диска подпятника (или упругая камера подпятника на гидравлической опоре), f – частота вибрации в герцах, P – размах вибрации, $f_{об}$ – оборотная частота, $f_{л}$ – лопастная частота, НЧ – низкочастотная полигармоническая составляющая, 100 – частота 100Гц.

2 Отметка ячейки таблицы знаком «+» означает повышенный уровень соответствующего параметра (размаха вибрации, размаха спектральных составляющих вибрации), знаком «-», то что уровень не повышен. Значения параметров, при которых уровень вибрации следует считать повышенным зависит в основном от жесткости опорных конструкций гидроагрегата и его компоновки. Для надежного определения наличия дефектов этот уровень, как правило, более 80% границы зоны С (по п.6.6).

Таблица А.2 - Признаки наличия дефектов для подвесного агрегата с тремя направляющими подшипниками

Неисправность	f, P / признак наличия (+ или -)									
	Вибрация					Биение вала			Биение зеркала	
	горизонтальная				вертикальная					
	ВК	СТ	НК	КТП	ВК	КТ	ТП	НПП	ВПП	З
Механические возмущающие силы										
Механический небаланс ротора гидрогенератора	$f_{0\phi}/+$	НЧ/-	$f_{0\phi}/+$					$f_{0\phi}/+$	$f_{0\phi}/+$	
Механический небаланс рабочего колеса гидротурбины		НЧ/-		$f_{0\phi}/+$			$f_{0\phi}/+$			
Дефекты линии вала гидроагрегата		НЧ/-					P/+	P/+	P/+	
Неперпендикулярность зеркальной поверхности диска подпятника оси вала гидроагрегата		НЧ/-			$f_{0\phi}/+$					$f_{0\phi}/+$
Волнистость зеркальной поверхности диска подпятника										$2-5f_{0\phi}/+$
Гидравлические возмущающие силы										
Гидравлический небаланс рабочего колеса				$f_{0\phi}/+$						
повреждение облицовки сопрягающего пояса с отсасывающей трубой РО турбины);					$f_{л}/+$	$f_{л}/+$				
Неравномерный подвод воды к рабочему колесу;				$f_{л}/+$						

Продолжение таблицы А.2

Неисправность	f, P / признак наличия (+ или -)										
	Вибрация						Биение вала			Биение зеркала	
	горизонтальная			вертикальная			ТП	НГП	ВГП		З
ВК	СТ	НК	КТП	ОП	КТ						
Образование и срыв центрального вихревого жгута					P/+	P/+	P/+				
Работа турбины в зонах с повышенной кавитацией					P/+	P/+					
Электрические возмущающие силы											
Электрический небаланс или искажение формы ротора гидрогенератора, наличие витковых замыканий полюсов	f _{об} /+	НЧ/+	f _{об} /+								
Ослабления уплотнения стыков статора гидрогенератора. Периодическая составляющая магнитного тяжения с частотой 100Гц.		100/+									
Дефекты крепления											
Ослабление крепления верхней крестовины	P/+	НЧ/-									
Ослабление крепления нижней крестовины		НЧ/-	P/+								
Повреждение опорных элементов сегментов верхнего генераторного подшипника		НЧ/-							P/+		
Повреждение опорных элементов сегментов нижнего генераторного подшипника		НЧ/-						P/+			
Ослабление крепления корпуса турбинного подшипника;				P/+							

Окончание таблицы А.2

Неисправность	f, P / признак наличия (+ или -)									
	Вибрация						Биение вала			Биение зеркала
	горизонтальная			вертикальная			ТП	НГП	ВГП	
ВК	СТ	НК	КТП	ОП	КТ	З				
Повреждение опорных элементов сегментов турбинного подшипника (для сегментного подшипника)							P/+			
Разрегулировка зазоров в верхнем генераторном подшипнике		НЧ/-							P/+	
Разрегулировка зазоров в нижнем генераторном подшипнике		НЧ/-	-					P/+		
Разрегулировка зазоров в турбинном подшипнике							P/+			

Примечания:

1. ВК – верхняя крестовина (корпус верхнего генераторного подшипника), НК – нижняя крестовина (корпус нижнего генераторного подшипника), СТ – статор гидрогенератора, КТП – корпус турбинного подшипника, ОП – опора пяты, КТ – крышка турбины, ТП – турбинный подшипник, ВГП – верхний генераторный подшипник, НГП – нижний генераторный подшипник, З – зеркальная поверхность диска подпятника (или упругая камера подпятника на гидравлической опоре), f – частота вибрации в герцах, P – полный размах вибрации, $f_{об.}$ – оборотная частота, $f_{л}$ – лопастная частота, НЧ – низкочастотная полигармоническая составляющая, 100 – частота 100Гц..

2. Отметка ячейки таблицы знаком «+» означает повышенный уровень соответствующего параметра (размаха вибрации, размаха спектральных составляющих вибрации), знаком «-», то что уровень не повышен. Значения параметров, при которых уровень вибрации следует считать повышенным, зависит в основном от жесткости опорных конструкций гидроагрегата и его компоновки. Для надежного определения наличия дефектов этот уровень, как правило, более 80% границы зоны С (по 6.5).

Информация таблиц А.1 и А.2 должна применяться с учетом требований А.3 и А.4.

Для конкретного оборудования приведенная в таблице информация должна уточняться с учетом особенностей конструкции и режимов работы гидроагрегатов (открытия направляющего аппарата, разворота лопастей рабочего колеса, мощности, напора, уровня нижнего бьефа).

А.7 Состав ремонтных работ для устранения причины повышенной вибрации определяется после выявления причины неисправности при необходимости с выполнением экспертизы данных вибрации специализированной организацией. Состав ремонтных работ определяется в соответствии с таблицей А.3.

Таблица А.3 - Состав ремонтных работ для улучшения вибрационного состояния

Неисправность	Дополнительные мероприятия и работы при ремонте
Механический небаланс ротора гидрогенератора	Балансировка ротора гидрогенератора
Механический небаланс рабочего колеса гидротурбины	Балансировка рабочего колеса гидротурбины
Дефекты линии вала гидроагрегата	Исправление линии вала при ремонте с предварительным проведением и анализом данных контрольных замеров при прокрутке ротора.
Неперпендикулярность зеркальной поверхности диска подпятника оси вала гидроагрегата или волнистость зеркальной поверхности диска подпятника	Исправление путем шабрения тыльной стороны диска или съемной (изоляционной) прокладки с предварительным проведением и анализом данных контрольных замеров при прокрутке ротора.
Гидравлический небаланс рабочего колеса	Проведение контрольных замеров лопастной решетки рабочего колеса с целью проверки геометрии с последующим анализом данных для определения возможности исправления дефектов.
Ухудшение состояния проточной части турбины (повреждение облицовки камеры рабочего колеса и сопрягающего пояса с конусом отсасывающей трубы ПЛ турбины, повреждение фундаментного кольца и конуса отсасывающей трубы РО турбины);	Проведение осмотров проточной части, выявление дефектных зон. Ремонт с восстановлением облицовки (заварка поврежденных участков, установка анкеров, цементирование пустот за облицовкой, замена и установка дополнительного крепежа и пр.)
Неравномерный подвод воды к рабочему колесу;	Проведение осмотра проточной части, спиральной камеры, направляющего аппарата – устранение причины появления неравномерности
Нарушение комбинаторной зависимости для поворотно-лопастной турбины	Восстановление комбинаторной зависимости соответственно напору с необходимым проведением энергетических и вибрационных испытаний по определению оптимальной комбинаторной зависимости
Образование и срыв центрального вихревого жгута	Введение режимных ограничений. Для ПЛ турбин также проверка соответствия комбинаторной зависимости оптимальной. В случае необходимости проведение испытаний с пуском воздуха в проточную часть, установка в камере направляющих ребер для разрушения жгута. После определения эффективно этих мероприятий планирование соответствующих монтажных работ.

Окончание таблицы А.3

Неисправность	Дополнительные мероприятия и работы при ремонте
Работа турбины в режимах с повышенной кавитацией	Установление режимных ограничений, контроль времени работы в кавитационных режимах. Контроль количества наплавляемого металла при ремонтных работах.
Электрический небаланс или искажение формы ротора гидрогенератора, наличие выступов, наличие витковых замыканий полюсов	Проведение горячей перекалиновки обода ротора гидрогенератора с исправлением его формы и контролем натяга на спицах. При необходимости регулировка зазоров путем перекалиновки полюсов. При наличии витковых замыканий в обмотках полюсов – замена изоляции.
Ослабления уплотнения стыков статора гидрогенератора. Периодическая составляющая магнитного тяжения с частотой 100Гц.	Восстановление плотности стыков.
Ослабление крепления верхней, нижней крестовины, корпуса турбинного подшипника	Дефектация и обтяжка крепежа, обтяжка распорных домкратов в типовом составе работ при ремонте.
Повреждение опорных элементов сегментов направляющих подшипников	Замена дефектных деталей, регулировка зазоров
Увеличение зазоров в направляющих подшипниках	Регулировка зазоров, при необходимости замена дефектного крепежа.

Приложение Б

(обязательное)

Требования к измерительным каналам аналоговых величин

Б.1. Все принимаемые аналоговые сигналы должны быть унифицированными. Перечень и характеристики входных аналоговых сигналов приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 - Технические параметры аналоговых сигналов

Наименование сигнала	Технические характеристики сигналов и каналов ввода информации	Диапазон измерения	Значение сигнала
Унифицированные токовые по ГОСТ 26.011	Входное сопротивление канала УСО не более 500 Ом	-	±5 мА
	Максимально допустимое сопротивление нагрузки датчиков и нормирующих преобразователей от 2000 до-2500 Ом	-	0-5 мА
	Входное сопротивление каналов ввода не более 250 Ом	-	±20 мА
	Максимально допустимое сопротивление нагрузки датчика и нормирующих преобразователей составляет от 1000 до 1500 Ом	-	0-20 мА 4-20 мА
Унифицированные напряжения по ГОСТ 26.011	Входное сопротивление канала	-	±5 В
	УСО не менее 10 кОм		0-5 В ±10 В
	Минимальное сопротивление нагрузки 2000 Ом		0-10 В
Термоэлектрические преобразователи по ГОСТ 6616 и ГОСТ Р 8.585	ХК (L)	от - 200 до + 600°С	0,07 мВ/°С
Термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651	50 М 50 П	±50°С 0-50°С 0-100°С 0-200°С	-
	100 М 100 П	0-100°С 0-200°С 0-100°С	-

Наименование сигнала	Технические характеристики сигналов и каналов ввода информации	Диапазон измерения	Значение сигнала
Фазные трансформаторы тока по ГОСТ 7746	Входная мощность нагрузки, не менее:	$4 I_n$ - длительная ТУ;	0-1 А 0-5 А
	0,1 VA при $I_n = 1$ А	$20 I_n$ - ТУ 10 с;	
	0,3 VA при $I_n = 5$ А	$100 I_n$ - ТУ 1 с;	
Фазные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983	Входная мощность нагрузки, не менее:	$1,4 U_n$ - длительная ТУ;	0-100 В
	0,25 VA	$1,9 U_n$ - ТУ 1 с	

Б.2. Места установки датчиков (вибрации, биения и пр.) на оборудовании должны учитывать конструктивные особенности и выбираться с учетом типа и компоновки гидроагрегата, а также с учетом контролепригодности оборудования и состава определяемых неисправностей.

Б.3. В качестве датчиков абсолютной вибрации опорных конструкций гидроагрегата должны применяться акселерометры со встроенной электроникой.

Допускается применение датчиков других типов (датчиков виброскорости и пр.) при условии обеспечения удовлетворения требований к каналу измерения абсолютной вибрации.

Б.4. Технические требования к каналу измерения абсолютной вибрации опорных конструкций гидроагрегата:

- диапазон рабочих частот от 0,8 до 200 Гц;
- диапазон измерения виброперемещений от $\square 5$ до $\square 500$ мкм;
- уровень выходного сигнала . . . от минус 5 до плюс 5 В или от 4 до 20 мА;
- неравномерность АЧХ не более $\square 8$ %;
- рабочий диапазон температур для датчика от $+5$ °С до $+70$ °С;
- индукция внешнего магнитного поля до 0,1 Тл;
- относительный коэффициент поперечного преобразования . . не более 5 %;
- влажность до 100 %;
- наличие высокочастотных ударных воздействий со стороны объекта, вибрация которого измеряется;
- степень защиты от проникновения для датчика . . . IP68 по ГОСТ 14254.

Примечание: Диапазон рабочих частот указан для измерения виброперемещения.

Б.5. Технические требования к каналу измерения относительной вибрации (биения вала, диска подпятника и смещению):

- тип датчика бесконтактный вихретоковый;
- диапазон измерения линейного перемещения от 1,0 до 5,0 мм;
- рабочий диапазон частот от 0 до 20 Гц;
- установочный зазор $3,0 \square 0,5$ мм;
- диапазон выходного сигнала от 4 до 20 мА;
- погрешность измерения, не более 5 %;
- индукция внешнего магнитного поля до 0,1 Тл;
- рабочий диапазон температур для датчика от 0 °С до $+60$ °С;

- степень защиты от проникновения для датчика IP68 по ГОСТ 14254;
- устойчивость к воздействию масла работа в среде 100 %.

Примечания:

1. Допускается применение бесконтактных емкостных датчиков при достаточном обосновании целесообразности их применения.

2. Если применяемый датчик имеет более высокую верхнюю частоту рабочего диапазона частот, то следует провести оценку искажений сигнала, вносимыми локальными неровностями поверхности измерения, и в случае необходимости применять фильтрацию для их устранения.

Б.6. Канал измерения положения ротора агрегата (отметчик фазы) обеспечивает запуск начала считывания (или обработки) сигналов виброизмерительных каналов при одном и том же положении ротора в пространстве. Характеристики и тип датчика определяются на этапе проектирования.

Б.7. Технические требования к каналу измерения абсолютной вибрации лобовых частей обмотки статора генератора:

- тип датчика оптоволоконный акселерометр;
- рабочий диапазон частот от 40 до 300 Гц;
- рабочий диапазон размаха виброперемещений от 5 до 1000 мкм;
- рабочий диапазон температур для датчика от +5 °С до +80 °С;
- допустимая индукция внешнего магнитного поля 0,3 Тл;
- неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот 10 %;
- масса датчика не более 0,2 кг;

Б.8. Для целей мониторинга состояния стыков составного сердечника статора генератора могут применяться датчики со следующими характеристиками:

- диапазон рабочих частот от 50 до 150 (200) Гц;
- диапазон измерения виброперемещений от $\square 5$ до $\square 500$ мкм;
- уровень выходного сигнала от минус 5 до плюс 5 В или от 4 до 20 мА;
- неравномерность АЧХ не более $\square 8$ % ;
- рабочий диапазон температур для датчика от +5 °С до + 80 °С;
- индукция внешнего магнитного поля до 0,1 Тл;
- относительный коэффициент поперечного преобразования . . не более 5 %;
- влажность до 100 %;
- степень защиты от проникновения для датчика IP68 по ГОСТ 14254.

Контроль осуществляется по результатам измерения в полосе частот 100 \square 2 Гц.

Б.9. Технические требования к каналу измерения воздушного зазора между ротором и статором гидрогенератора:

- ожидаемый немагнитный зазор от 5 до 30 мм;
- тип емкостной;
- диапазон измерений линейного перемещения от 5 до 50мм;
- рабочий диапазон частот от 0 до 1 кГц;
- диапазон выходного сигнала от 4 до 20 мА;
- индукция магнитного поля (для датчика) до 1,5 Тл;
- рабочая температура (для датчика) от 0 °С до 125 °С;
- относительная влажность до 95% неконденсируемая;
- степень защиты от проникновения для датчика IP68 по ГОСТ 14254;
- устойчивость к пыли и масляным загрязнениям.

Б.10. Технические требования к каналу измерения величины магнитного потока между полюсами ротора и статором гидрогенератора:

- индукция магнитного поля до 1,5 Тл;
- рабочий диапазон частот от 0 до 1 кГц;

- диапазон выходного сигнала от 4 до 20 мА;
- рабочая температура (для датчика) от 0 °С до 125 °С;
- степень защиты от проникновения для датчика IP68 по ГОСТ 14254;
- нечувствительность к загрязнениям, вибрации и колебаниям температуры.

Примечание – Допускается применение измерительного витка установленного в воздушном зазоре с соответствующим блоком преобразования.

Б.11. Технические требования к датчикам измерения температуры полюсов ротора с преобразователями:

- диапазон измерения от 0 °С до 200°С;
- толщина датчика до 5,9 мм;
- рабочий диапазон частот до 350Гц (до 4-х измерений на полюс при номинальной скорости машины);
- погрешность измерения не более 5°С;
- диапазон выходного сигнала от 4 до 20 мА;
- класс защиты корпуса IP64.

Б.12. В случае если техническим руководителем ГЭС принято решение о введении диагностики состояния изоляции статора гидрогенератора по характеристикам ЧР в режиме реального времени, должны быть выполнены следующие требования:

- в качестве датчиков следует применять эпоксидно-слюдяные высоковольтные конденсаторы на напряжения 6,9; 16; 25 кВ в зависимости от рабочего напряжения генератора; датчики устанавливаются в камере холодного воздуха на верхней полке корпуса статора и подключаются высоковольтными отводами на каждую параллельную ветвь обмотки статора в месте ее соединения с кольцевой шиной;

- для подключения датчиков к шкафу системы измерений характеристик ЧР (PDA) следует использовать коаксиальный кабель, длина которого устанавливается по месту и корректируется в соответствии с требованиями проектной документации организации-поставщика системы контроля ЧР; для удобства контроля и обслуживания шкаф должен быть установлен на наружной поверхности бетонного «стакана» генератора.

Технические характеристики датчиков:

- номинальная ёмкость (80 ± 4) пФ;
- коэффициент рассеивания 0,10 %;
- ширина частотного диапазона от 40 (-3дБ) до 350 МГц;
- диапазон рабочих температур от -50 °С до +130 °С.

Примечание:

Могут применяться датчики электромагнитного типа, высокочастотные трансформаторы тока и др. в зависимости от типа измерительных устройств, а также от стандартов, применяемых предприятием-поставщиком системы измерений характеристик ЧР.

Б.13. Технические требования к каналу измерения характеристик ЧР следующие:

- чувствительность системы измерений не более 10 мВ (5пКл);
- диапазон измерений амплитуды импульса от 10 до 10⁵ мВ;
- временное разрешение при анализе однократных импульсов 10⁻⁷с;
- обработку статистической информации для построения кривой распределения потока импульсов N(Q) (в двух- и трехмерной системе координат) проводить с использованием программных средств;

- каналы измерений, входящие в систему постоянного мониторинга ЧР должны иметь надежную цифровую схему фильтрации внешних и внутренних помех для предотвращения ложных измерений характеристик ЧР;

- должна быть предусмотрена дистанционная связь для передачи измеряемых характеристик ЧР в подсистему регистрации и архивирования для накопления данных, что позволит коррелировать данные с рабочими параметрами агрегата (активная и реактивная

мощность, температура и др.) для углубленного анализа состояния изоляции статорной обмотки.

Б.14. Характеристики датчиков давления и пульсаций давления должны выбираться с учетом действующих значений давления в точках измерения, а также с учетом ожидаемого диапазона частот пульсаций давления на стадии проектирования АСМ.

Б.15. Характеристики датчиков кавитационного шума должны выбираться с учетом требований по месту установки и частотному диапазону (обычно кавитационный шум имеет широкий диапазон частот включающий звуковой и ультразвуковой диапазоны частот вплоть до 600 кГц)

Б.16. Для измерения температуры как правило должны применяться термометры сопротивления по ГОСТ 6651 с диапазоном измерения от минус 50 до 50; от 0 до 50; от 0 до 100; от 0 до 200°С.

Для сигналов термопреобразователей должна производиться линеаризация характеристик в соответствии со стандартными градуировками. Для сигналов термоэлектрических преобразователей должна вводиться поправка на изменение температуры холодных спаев.

Для термометров сопротивлений, расположенных в корпусе генератора, следует применять специальную фильтрацию из-за наличия значительной переменной составляющей напряжения

Б.17. Исполнение датчиков должно учитывать условия их эксплуатации по ГОСТ 14254, так для датчиков биения вала устанавливаемых внутри маслованны степень защиты по IP68, степень защиты для вибродатчиков устанавливаемых в районе турбинного подшипника, где возможно заливание водой по IP68, датчики устанавливаемые в таких местах должны иметь герметичный кабель и/или герметичный разъем.

Б.18. Источники питания датчиков должны нормально функционировать при:

- напряжении питающей сети от 187 до 242 В;
- частоте питающей сети от 45 до 55 Гц;
- время пропадания напряжения питающей сети до 20 мс.

Б.19. Крепление датчиков абсолютной вибрации к объекту контроля должно выполняться с помощью установочных скоб и винтов или на магнитных присосках с применением прижимных скоб, обеспечивающих плотное (без зазоров) прилегание контактных поверхностей датчика и объекта и исключая его случайное перемещение или повреждение.

Б.20. Установка датчиков относительной вибрации (биения) должна производиться с помощью кронштейнов, имеющих достаточную жесткость. Поверхность измерения не должна иметь локальных дефектов типа выточек, надрезов, зон остаточной и наведенной намагниченности (например от проложенных внутри вала силовых токопроводов) и изменения структуры металла типа сварных швов, электрозаклепок и пр. Поверхность измерения на валу (измерительный пояс) должна быть концентрична втулке подшипника.

Б.21. Габариты датчиков абсолютной вибрации инерционного действия должны быть не более 60x60x90 мм, вес не более 500 г.

Б.22. Датчики относительной вибрации (биения) и фазы ротора должны иметь резьбу на цилиндрической боковой поверхности, а также гайки и контрящие шайбы для крепления на установочный кронштейн.

Б.23. Датчики относительной и абсолютной вибрации, а также датчики зазора могут иметь выносные преобразователи (согласующие устройства).

Б.24. Габариты датчиков относительной вибрации (биения) без выносных преобразователей должны быть диаметром не более 20 мм при длине не более 60 мм.

Б.25. Присоединение датчиков (или выносных преобразователей) к измерительным кабелям должно осуществляться с помощью разъемов. Датчики, расположенные в местах, где возможно их заливание водой должны иметь исполнение IP68 по ГОСТ 14254 с герметичным разъемом (или с герметичным вводом и герметичным кабелем длиной не менее 3 м для расположения разъема в месте исключаяющем его заливание водой). Кабели от датчиков в местах возможного механического воздействия должны иметь защиту. Кабели должны иметь маслостойкую изоляцию.

Б.26. Выносные преобразователи датчиков должны быть установлены в настенных шкафах с защитой IP65 по ГОСТ 14254. Размеры шкафов определяются на стадии проектирования.

Б.27. Применяемые датчики должны иметь сертификат об утверждении типа средств измерений Госстандарта России.

Б.28. Параметры измерительных трасс должны быть следующими:

- предельно допустимая длина измерительных трасс от измерительных преобразователей до измерительных блоков АЦУ (БЦУ) до 100 м;
- технические параметры измерительных кабелей для каждого измерительного канала устанавливаются индивидуально по месту (при этом кабели должны быть экранированными, иметь медные жилы и изоляцию не поддерживающую горение);
- прокладка измерительных кабелей должна быть проведена с использованием кабельных каналов;
- в измерительных средствах системы в зависимости от мест установки датчиков и длины кабельных линий должны использоваться общепромышленные разъемные соединители;
- кабели, монтируемые на ГА, должны иметь защиту от механических повреждений и допускать работу в среде масла и воды.

Приложение В

(рекомендуемое)

Документы, оформляемые по результатам контроля

В.1 Типовая форма сводной таблицы о проведении контроля вибрации

Сводная таблица вибрационного состояния гидроагрегатов

Объект _____ ГЭС

Дата/Время _____

Дата/Время предыдущего контроля _____

ГА ст.№	Напор/ УНБ, м	Мощность, МВт	Оценка вибрационного состояния	Оценка биения вала	Примечание
1					
2					
...					
N					

Примечания:

1. Анализ данных производится за период времени с предыдущего контроля на момент проведения текущего контроля.
2. Мощность агрегата выбирают в диапазоне рабочих режимов вне зон ограничения по вибрации либо указывают об этом в графе примечание таблицы.
3. Указывают наилучшую оценку по всем точкам измерения вибрации опорных конструкций и рабочим режимам (исключая зоны ограничения по вибрации).
4. При длительной работе гидроагрегата в режимных зонах ограничения по вибрации приводится оценка длительности работы.

Специалист _____ / _____
(подпись) ФИО

Ознакомлен _____ / _____ / _____
(должность) (подпись) ФИО

В.2 Типовая форма заключения о результатах контроля вибрации гидроагрегата

Приложение №
к сводной таблице
вибрационного состояния
от «___»_____201_г.

Заключение о результатах контроля вибрации гидроагрегата ст.№ _____

Объект _____ ГЭС

Дата/Время _____

Дата/Время предыдущего контроля _____

Напор, м ____, УНБ, м _____

Мощность, МВт/ открытие НА, %/ угол разворота лопастей РК, градус	Вибрация, (f,P, максP) / размах, мкм					Биение вала, (f,P) / размах, мкм			
	Точки измерения					Точки измерения			
	1	2	3	...	N	1	1	...	N

Примечания
1 f – частота спектральной составляющей, Гц, P – полный размах, максP – максимальный размах; УНБ – уровень нижнего бьефа; НА – направляющий аппарат; РК – рабочее колесо турбины.
2 Расположение точек измерения: _____.

Примечания:

1. Анализ данных производится за период времени с предыдущего контроля на момент проведения текущего.
2. Мощность агрегата выбирают в диапазоне рабочих режимов вне зон ограничения по вибрации либо указывают об этом в графе примечание.
3. При возможности приводят данные в различных режимах (минимальная мощность, частичные нагрузки, максимальная мощность).
4. Максимальный размах указывают при нестационарном характере вибрации.
5. При длительной работе гидроагрегата в режимных зонах ограничения по вибрации приводится оценка длительности работы.

Повышена вибрация/биение _____

Предполагаемая причина _____

Обоснование причины (проведенный факторный анализ при различных режимах работы, отчет специализированной организации, пр.)

Специалист _____ / _____
(подпись)

ФИО

Ознакомлен _____ / _____ / _____
(должность) (подпись) ФИО

В.3 Типовая форма технического отчета

Технический отчет
по результатам контроля вибрационного состояния ГА ст.№ ____ ГЭС

1. Технические данные гидроагрегата

Тип/завод-изготовитель генератора _____ / _____
турбины _____ / _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

Напор, м (минимальный, расчетный, максимальный) _____

Высота отсасывания, м _____

Номинальная мощность генератора, МВт (МВА) _____
турбины, МВт _____

Напряжение статора, кВ _____

Частота вращения номинальная, об/мин _____

Число лопастей рабочего колеса _____

Число лопаток направляющего аппарата _____

Число колонн статора турбины _____

Число и тип направляющих подшипников гидроагрегата (краткое описание каждого подшипника) _____

Компоновка гидроагрегата (подвесной, зонтичный, с опорой подпятника на опорный конус или нижнюю крестовину) _____

Тип подпятника (число сегментов, поверхность трения, опорная система) _____

Крестовина (лучевая / мостовая, наличие распорных домкратов) _____

Статор гидрогенератора (собран в кольцо / стыковой ____ стыков)

2. Стационарная система измерения вибрации

Наименование _____

Свидетельство о калибровке (или поверке) _____
действительно до _____

3. Отмеченные неисправности и дефекты оборудования, связанные с наличием повышенной вибрации

При наличии соответствующей информации приводятся случаи аварийных остановов по причине наличия повышенной вибрации, дефекты обнаруженные в последние ремонты, связанные с предполагаемым силовым воздействием (такие как увеличение зазоров в подшипниках, ослабление крепежа, наличие трещин и пр.).

4. Результаты контроля вибрации

Результаты контроля приводятся в виде заключения по В.2. Также могут приводиться графики зависимости параметров вибрации от режима работы (мощности).

Оценку вибрационного состояния отдельных узлов в различных режимах работы рекомендуется приводить в виде таблицы В.1.

Т а б л и ц а В.1 – Оценка вибрационного состояния узлов гидроагрегата

Наименование узла и направление измерения вибрации	Режим работы (нагрузка, МВт)											
	Оценка вибрационного состояния											
Примечание: недоп – «недопустимо»; плохо - «плохо»; неуд – «неудовлетворительно»; уд – «удовлетворительно»; хор – «хорошо»; отл – «отлично»												

5. Анализ сигналов вибрации

В виде рисунков приводятся осциллограммы вибрации узлов в 2-3 характерных режимах работы, а также спектры и параметры вибрации. Может приводиться также другая информация, способствующая объяснению причины повышенной вибрации и обоснованию необходимости проведения ремонтных работ.

6. Результаты предыдущих испытаний проведенных специализированной организацией

Приводятся выводы из отчетов по результатам последних испытаний, а также необходимые данные о вибрационном состоянии способствующие выявлению имеющихся неисправностей гидроагрегатов и определению причины повышенной вибрации.

7. Выводы и рекомендации

Выводы должны содержать:

- оценку вибрационного состояния с указанием зон допустимой работы;
- предполагаемые неисправности;
- рекомендации по ограничению работы гидроагрегата в определенных режимах работы;
- рекомендации по составу ремонтных работ.

В.4 Примеры заполнения типовых форм

Примеры

1. Сводная таблица вибрационного состояния гидроагрегатов

*Объект XXX ГЭС**Дата/Время 08.10.2014 / 14.00**Дата/Время предыдущего контроля 07.10.2014 / 14.00*

<i>ГА ст.№</i>	<i>Напор/ УНБ, м</i>	<i>Мощность, МВт</i>	<i>Оценка вибрационного состояния</i>	<i>Оценка биения вала</i>	<i>Примечание</i>
<i>1</i>	<i>20,6 / 46,5</i>	<i>80</i>	<i>Уд</i>	<i>Уд</i>	
<i>2</i>	<i>20,6 / 46,5</i>	<i>60</i>	<i>Неуд</i>	<i>Уд</i>	<i>Увеличения вибрации не наблюдается, см. приложение №1</i>
<i>...</i>					
<i>N</i>					

Специалист _____ / _____
 (подпись) *ФИО*

Ознакомлен _____ / _____ / _____
 (должность) (подпись) *ФИО*

2 Приложение № 1 к сводной таблице вибрационного состояния
от « ___ » _____ 201_ г.

Заключение о результатах контроля вибрации гидроагрегата ст.№ 2
Объект _XXX_ ГЭС
Дата/Время _08.10.2014г._
Дата/Время предыдущего контроля ___ 07.10.2014г. ___
Напор, м 20,6 __, УНБ, м _46,5_

Мощность, МВт/ открытие НА, %/ угол разворота лопастей РК, градус	Вибрация, (f,P, максP) / размах, мкм					Биение вала, (f,P) / размах, мкм			
	Точки измерения					Точки измерения			
	ВК НБ Гориз.	Ст ЛБ Гориз.	ТП НБ Гориз.	ОП Верт.	КТ Верт.	ГП ЛБ	ГП НБ	ТП ЛБ	ТП НБ
60 МВт / 75% / 20°	1,14/150 6,8/ 30 P/190	1,14/25 P/60	1,14/80 6,8/ 30 P/120	1,14/20 6,8/ 50 P/100	1,14/20 6,8/ 45 P/90	P/400	P/300	P/400	P/350
80 МВт / 85% / 23°	1,14/145 6,8/ 32 P/187	1,14/24 P/62	1,14/80 6,8/ 30 P/120	1,14/20 6,8/ 55 P/103	1,14/20 6,8/ 50 P/100 максP/150	P/390	P/320	P/380	P/380

Примечания:

1 f – частота спектральной составляющей, Гц, P – полный размах, максP – максимальный размах; УНБ – уровень нижнего бьефа; НА – направляющий аппарат; РК – рабочее колесо турбины.

2 ВК НБ Гориз. – горизонтальная вибрация верхней крестовины со стороны НБ; Ст ЛБ – горизонтальная вибрация корпуса статора гидрогенератора со стороны ЛБ; ТП НБ гориз. – горизонтальная вибрация корпуса турбинного подшипника со стороны НБ; ОП верт. – вертикальная вибрация опоры пяты; КТ верт. Вертикальная вибрация крышки турбины; ГП ЛБ – генераторный подшипник со стороны ЛБ; ГП НБ – генераторный подшипник со стороны НБ; ТП ЛБ – турбинный подшипник со стороны ЛБ; ТП НБ – турбинный подшипник со стороны НБ.

Повышена горизонтальная вибрация верхней крестовины

Предполагаемая причина: ослабление крепления верхней крестовины, наличие механического небаланса ротора гидрогенератора.

Обоснование причины: проведен факторный анализ с учетом данных вибрации при различных режимах работы гидроагрегата.

Специалист _____ / _____
(подпись)

ФИО

Ознакомлен _____ / _____ / _____
(должность) (подпись)

ФИО

Библиография

- [1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.