

# МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы

РАЗРАБОТАНЫ: Филиалом ОАО "НТЦ электроэнергетики" - ВНИИЭ, ОАО "Всероссийский теплотехнический институт" (ОАО "ВТИ"), Департаментом технического аудита и генеральной инспекции КЦ ОАО РАО "ЕЭС России".

ИСПОЛНИТЕЛИ: В.А.Пикульский, Ф.А.Поляков, В.В.Маслов (филиал ОАО "НТЦ электроэнергетики" - ВНИИЭ), А.В.Салимон, А.З.Зиле (ОАО "ВТИ"), М.Ю.Львов, Ю.И.Медведев, Ю.Н.Расторгуев (ОАО РАО "ЕЭС России").

УТВЕРЖДЕНЫ: Членом Правления, Техническим директором ОАО РАО "ЕЭС России" Б.Ф.Вайнзицером 31.03.2008.

## Содержание

### [1. Введение](#)

### [2. Организация работ по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы](#)

- 2.1. Общие положения
- 2.2. Перечень основных контролируемых узлов турбогенератора

### [3. Методы, средства и критерии оценки технического состояния основных узлов турбогенераторов](#)

- 3.1. Общие положения
- 3.2. Сердечник статора
- 3.3. Обмотка статора
- 3.4. Металл бочки и хвостовых частей ротора
- 3.5. Обмотка возбуждения ротора
- 3.6. Испытания турбогенератора в целом
- 3.7. Рекомендации по оценке технического состояния турбогенераторов
- 3.8. Введение ограничений на допустимые режимы работы турбогенератора
- 3.9. Корректировка сроков проведения ремонтов турбогенераторов
- 3.10. Общие рекомендации по принятию решений по модернизации, замене узлов или турбогенератора в целом

### [4. Составление заключения по результатам контроля состояния турбогенератора](#)

### [5. Список литературы](#)

[Приложение А \(рекомендуемое\). Регламент проведения контроля узлов турбогенераторов](#)

[Приложение Б \(рекомендуемое\). Визуально-инструментальный контроль турбогенератора с применением эндоскопов](#)

[Приложение В \(рекомендуемое\). Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом](#)

[Приложение Г \(рекомендуемое\). Методика проведения электромагнитного контроля изоляции листов активной стали статора турбогенератора](#)

[Приложение Д \(рекомендуемое\). Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего турбогенератора](#)

[Приложение Е \(рекомендуемое\). Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта турбогенератора](#)

[Приложение Ж \(рекомендуемое\). Методика, критерии оценки и регламент выполнения работ по вибрационной диагностике технического состояния роторов турбогенераторов](#)

[Приложение З \(рекомендуемое\). Рекомендации по составлению и утверждению заключения по результатам диагностирования технического состояния турбогенератора](#)

[Приложение И \(рекомендуемое\). Формуляр, заполняемый эксплуатирующей организацией](#)

## 1. Введение

В Методических указаниях изложены:

- требования технического и организационного характера, направленные на обеспечение надежной работы турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы;

- порядок проведения оценки технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный срок службы, согласно соответствующему году изготовления ГОСТ 533 [1], включая методы, периодичность и объем контроля, а также критерии оценки работоспособности основных узлов турбогенераторов для продления сроков его эксплуатации;

- распространяется на турбогенераторы Т2, ТВ, ТВ2, ТВФ, ТВВ, ТВМ, ТГВ и ТЗВ мощностью 50 МВт и более, установленные на тепловых электрических станциях;

- предназначено для применения эксплуатирующими, ремонтными и специализированными организациями, выполняющими техническое диагностирование турбогенераторов.

## 2. Организация работ по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы

### 2.1. Общие положения

2.1.1. Оценка состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы, состоит из следующих этапов:

- установление необходимости и планирование проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации турбогенератора;
- подготовка и проведение оценки технического состояния турбогенератора;
- подготовка отчетной документации по результатам выполненных работ с указанием возможности и условий продления срока эксплуатации турбогенератора, а также, при необходимости, разработка плана корректирующих мероприятий по обеспечению его безопасной эксплуатации на продлеваемый период.

2.1.2. Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы, в соответствии с требованиями ПТЭ [2] производится по системе, имеющей два уровня контроля:

- **первый уровень оценки**- техническое освидетельствование;
- **второй уровень оценки**- на основе результатов специального комплексного обследования технического состояния.

Регламент проведения контроля основных конструктивных узлов турбогенераторов по первому и второму уровню оценки приведен в приложении А.

2.1.3. Техническое освидетельствование производится комиссией, состоящей из специалистов ТЭС, возглавляемой техническим руководителем или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений электростанции, представители энергокомпаний, специалисты специализированных организаций, а также, при необходимости, заводов-изготовителей.

2.1.4. Техническое освидетельствование турбогенераторов, отработавших установленные нормативами срок службы, как правило, совмещается с проведением капитального ремонта турбогенератора с выводом ротора и включает:

- анализ и обобщение результатов работы систем штатного контроля (вибрационного, теплового, газоплотности генератора, гидравлической плотности обмотки статора и т.п.) генератора в процессе эксплуатации;
- анализ технической документации, в том числе актов расследования технологических нарушений (инцидентов) и отклонений от технологических параметров, влияющих на условия эксплуатации за весь период работы, материалов ранее проводимых технических осмотров и освидетельствований;
- внутренний и внешний визуальный осмотр основных узлов турбогенератора;
- комплекс работ, регламентированных нормативными документами РД 34.45-51.300-97 [3], СО 153-34.45.501 [4], заводскими инструкциями по эксплуатации турбогенераторов.

2.1.5. Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для продления ресурса турбогенератора.

2.1.6. При проведении технического освидетельствования, в зависимости от состояния оборудования, намечается срок проведения последующего освидетельствования. Однократное продление срока безопасной эксплуатации оборудования не должно превышать 50 тыс. часов или 8 лет.

2.1.7. Необходимость проведения и объем комплексного обследования (второй уровень оценки) определяются по результатам технического освидетельствования или на основании аномальных явлений, возникших при эксплуатации генератора (повышенные шум и вибрация, неудовлетворительное тепловое состояние, нарушение гидроплотности и т.п.).

2.1.8. Основными целями оценки технического состояния турбогенераторов, отработавших регламентированный срок службы, по второму уровню оценки, являются:

- оценка возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации турбогенератора в целом и его основных узлов, определяющих надежность эксплуатации и ресурс агрегата;
- разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации, включая введение специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения и т.п.);

- обоснование целесообразности и основных направлений модернизации турбогенератора или его основных узлов для устранения выявленных за время эксплуатации, предыдущих ремонтов и при данном обследовании недостатков конструкции и эксплуатационных характеристик;

- решение, при необходимости, вопросов замены основных узлов (статора целиком или только его обмотки, ротора целиком или его обмотки, бандажных узлов и т.п.) или турбогенератора в целом;

- обеспечения надежной эксплуатации до момента проведения очередного контроля или замены турбогенератора.

2.1.9. Работы по второму уровню оценки, в зависимости от степени оснащенности электростанции средствами контроля, выполняются персоналом ТЭС самостоятельно, а при необходимости с привлечением специализированных организаций и заводов-изготовителей. Объем комплексного обследования включает работы, выполняемые в соответствии с действующими нормативными документами [5], [6], а также дополнительные обследования, выполняемые в соответствии с требованиями настоящих Методических указаний.

2.1.10. Периодичность и объем проведения первичной и последующих оценок по второму уровню устанавливается техническим руководителем ТЭС или его заместителем с учетом следующих факторов:

- результатов оценки первого уровня;
- опыта эксплуатации и данных повреждаемости турбогенератора в процессе работы;
- необходимость замены крупных узлов турбогенератора (обмотка статора, статора в целом, ротор и т.п.) с целью оценки технической и экономической целесообразности.

## **2.2. Перечень основных контролируемых узлов турбогенератора**

2.2.1. Оценка технического состояния второго уровня должна охватывать следующие конструктивные узлы турбогенератора:

- обмотка статора;
- сердечник статора и стальные конструкции корпуса статора;
- стальные конструкции ротора;
- обмотка возбуждения ротора;
- контактные кольца.

2.2.2. Основные дефекты и параметры, определяющие техническое состояние узлов турбогенератора.

2.2.3. Сердечник статора и элементы его крепления:

- ослабление плотности прессовки и распушение зубцов крайних пакетов;
- замыкание листов активной стали и возникновение местных повышенных нагревов сердечника статора;
- повышенная вибрация сердечников, ухудшение состояния или разрушение элементов их крепления к корпусу;
- нарушение системы охлаждения сердечника статора.

2.2.4. Обмотка статора:

- механические повреждения изоляции обмотки статора, выводных шин;
- перегрев изоляции;
- увлажнение изоляции;
- загрязнение поверхности;
- ослабление крепления в пазовой и лобовых частях;
- течи и закупорки элементарных проводников стержней;

- обрывы элементарных проводников и нарушение паяк;
- многочисленные неустраняемые замыкания трубка-медь и трубка-трубка (для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300);
- оценка состояния бумажно-масляной изоляции (для турбогенераторов ТВМ-60, ТВМ-300, ТВМ-500),

(оценку состояния, бумажно-масляной изоляции рекомендуется производить по степени полимеризации и руководствоваться критериями, указанными в пункте 6.6.2. [3]).

#### 2.2.5. Металл бочки и вал ротора:

■ количество и параметры аномальных режимов (нарушение маслоснабжения подшипников, короткие замыкания в цепи генераторного напряжения и на блочном трансформаторе; несинхронные включения в сеть; асинхронные режимы с активной мощностью, превышающей допустимую, синхронизация с  $\theta > 90^\circ$ , неуспешные АПВ, асинхронные пуски, несинхронные включения, длительные несимметричные режимы с током обратной последовательности статора  $I_2$  более допустимых значений, кратковременная работа в несимметричных режимах или несимметричные короткие замыкания с  $(I_2^2 \cdot t)$  более допустимых значений за весь срок службы ротора;

- подкал шеек вала вследствие нарушения маслоснабжения подшипников;
- подкал упорных гребней вала ротора вследствие нарушения работы водородных уплотнений;
- подкал участков поверхности бочки ротора в зоне стыков пазовых клиньев и посадочных поверхностей бочки ротора вследствие работы турбогенератора в недопустимых несимметричных, длительных асинхронных режимах, режимах с активной нагрузкой, превышающей допустимую, и асинхронных пусках;
- подкал хвостовой части ротора вследствие двойных замыканий обмотки ротора в зоне токоподвода;
- снижение усталостной прочности металла ротора в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т.д.;
- снижение усталостной прочности металла ротора в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей ("звездочка" ротора) вследствие наличия концентраторов напряжений и воздействия фреттинг-коррозии;
- наличие трещин и выборок металла (вследствие устранения подкалов, подгаров, оплавлений и трещин), в том числе превышающих по площади и глубине значения, оговоренные в циркулярах Ц-03-97(Э) и Ц-03-94(Э) [5];
- значения размаха виброперемещений корпусов подшипников ротора генератора при прохождении критических частот вращения ротора 1-го и 2-го рода.

#### 2.2.6. Обмотка ротора:

- замыкание на землю;
- витковое замыкание;
- ослабление крепления лобовых частей;
- ослабление пазовых клиньев;
- перегрев обмотки;
- загрязнение и увлажнение изоляции;
- укорочение витков;
- нарушение продуваемости вентиляционных каналов обмоток роторов с непосредственным охлаждением;
- нарушение паяк межкатушечных соединений;
- повреждение узлов токоподвода и состояние изолирующей прокладки между полустержнями токоподвода.

#### 2.2.7. Бандажные узлы ротора:

- особенности конструкции бандажных узлов;
- материал, из которого изготовлены бандажные кольца и его механические свойства;

- ослабление посадочных натягов бандажных колец;
- коррозионные и коррозионно-усталостные повреждения бандажных и центрирующих колец;
- подгары и оплавления бандажных и центрирующих колец;
- наклеп и контактная коррозия посадочных поверхностей бандажных и центрирующих колец.

#### 2.2.8. Щеточно-контактный аппарат:

- загрязнение контактных колец и траверс;
- перегрев контактных колец и щеток;
- ускоренный механический износ контактных колец и щеток;
- нарушение целостности серебряных покрытий поверхностей и контактных соединений токоподвода к траверсам, щеткам, обмотке возбуждения и контактными кольцам;
- снижение сопротивления изоляции контактных колец;
- электрохимическая эрозия контактных колец;
- неравномерное распределение тока по щеткам;
- повышенная вибрация контактных колец.

2.2.9. Методы, применяемые при проведении работ второго уровня, должны выявлять все основные дефекты, развитие которых может привести к необратимому ухудшению технического состояния турбогенератора, и дефекты, не выявляемые на первом уровне.

2.2.10. Программа работ второго уровня в общем случае должна включать в себя следующее.

- Анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации с учетом конструктивных и технологических особенностей, режимов работы, данных штатного эксплуатационного контроля, результатов предшествующих испытаний.
- Проведение испытаний турбогенератора на нагревание (РД 34.45.309-92 [7]).
- Проведение вибрационных испытаний турбогенератора в соответствии с МУ 34-70-103-85 "Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов" [8].
- Визуально-измерительный контроль турбогенератора с применением эндоскопов по методике, представленной в приложении Б.
- Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом, представленным в приложении В.
- Контроль состояния изоляционных лаковых пленок и выявление замыканий листов активной стали электромагнитным методом по методике, представленной в приложении Г.
- Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего турбогенератора по методике, представленной в приложении Д.
- Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта турбогенератора по методике, представленной в приложении Е.
- Контроль состояния металла ротора в соответствии с циркулярами Ц-04-97(э), ЭЦ-04-85(э), Ц-03-94(э) ([5], часть 1, п.п.6.3, 6.15).
- Контроль состояния бандажных узлов ротора в соответствии с "Руководством по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов" [20].
- Контроль состояния щеточно-контактного аппарата в соответствии с РД 153-34.1-30.608-2000 [9] и РД 153-34.0-45.510-98 [10].

2.2.11. Конкретная программа работ и перечень используемых методов оценки на втором уровне устанавливаются и утверждаются техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого турбогенератора. При необходимости к разработке программы привлекаются организации,

специализирующиеся в области диагностики электротехнического оборудования.

2.2.12. Оценка технического состояния проводится на основе анализа результатов всех уровней контроля, выполняется для каждого конструктивного и функционального узла и турбогенератора в целом с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и проведения замены изношенных узлов.

2.2.13. Техническое состояние конструктивных и функциональных узлов турбогенератора оценивается как:

■ **"исправное"**, если их параметры полностью соответствуют всем требованиям нормативно-технической и конструкторской (проектной) документации и при проведении оценки технического состояния дефектов не выявлено или выявлены на ранней стадии развития устранимые дефекты;

■ **"ограниченно работоспособное"**, если для поддержания их в работоспособном состоянии требуется введение ряда ограничений (снижение эксплуатационных нагрузок, сокращение сроков между ППР и т.п.), и при проведении оценки технического состояния выявлены существенные или опасные трудно устранимые дефекты;

■ **"предельное"**, если дальнейшая эксплуатация турбогенератора недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно, или нецелесообразно; при проведении оценки технического состояния выявлены опасные неустраняемые дефекты.

2.2.14. Оценка технического состояния турбогенератора в целом проводится по наиболее худшей из оценок технического состояния конструктивных и функциональных узлов.

### 3. Методы, средства и критерии оценки технического состояния основных узлов турбогенераторов

#### 3.1. Общие положения

Оценка технического состояния основных узлов и турбогенератора в целом должна производиться по совокупности фактических данных о параметрах этих узлов путем сопоставлению их с нормативными требованиями и базовыми данными о заведомо исправном состоянии таких узлов и генератора в целом, по динамике изменений показателей в процессе эксплуатации. Необходимо также учесть данные предшествующей работы обследуемого турбогенератора и аналогичных турбогенераторов (показателей надежности, аварийных повреждений, дефектов, выявленных и устраненных при ремонтах, результатов предшествующих испытаний и т.п.).

#### 3.2. Сердечник статора

3.2.1. Испытания стали статора.

Проводятся при повреждениях стали, частичной или полной перемагничивке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки. Сердечники статоров турбогенераторов с косвенной системой охлаждения обмоток испытываются при индукции  $1,0 \pm 0,1$  Тл. При непосредственном охлаждении обмотки статора, а также все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г., испытываются при индукции  $1,4 \pm 0,1$  Тл.

Продолжительность испытаний равна 90 мин при индукции 1,0 Тл и 45 мин при индукции 1,4 Тл. Для этих значений индукции определяются удельные потери  $P$ . Если индукция  $B_{\text{исп}}$  отлична от указанных значений, то продолжительность испытаний  $t_{\text{исп}}$  и удельные потери уточняются по формулам:

$$t_{\text{исп.}} = 90 (1,0/B_{\text{исп.}})^2 \quad \text{или} \quad t_{\text{исп.}} = 45 (1,4/B_{\text{исп.}})^2;$$

$$P_{1,0} = P_{\text{исп.}} (1,0/B_{\text{исп.}})^2 \quad \text{или} \quad P_{1,4} = P_{\text{исп.}} (1,4/B_{\text{исп.}})^2,$$

где:  $P_{\text{исп.}}$  - удельные потери, определенные по результатам измерений при испытании.

Оценка состояния сердечника производится по результатам измерения нагрева за время испытания и по величине удельных потерь.

Определенные с помощью приборов инфракрасной техники или/и термопар наибольшее повышение температуры не должно превышать  $25$  °С и наибольшая разность нагревов различных зубцов должна быть не более  $15$  °С. Удельные потери в стали не должны превышать их исходные значения более чем на 10%. Если исходных значений нет, то удельные потери не должны быть больше значений, нормированных для различных марок стали.

Устранение выявленных дефектов изоляции листов активной стали в местах с нагревом, превышающим допустимые значения, проводится по [24].

При выявлении массовых очагов нагрева, трудноустраняемых дефектов (например, в районе дна паза), а также превышении удельных потерь относительно допустимых значений решение о мерах по устранению дефектов и о работоспособности сердечника должно приниматься экспертной комиссией, формируемой техническим руководителем ТЭС.

### 3.2.2. Электромагнитный контроль изоляции листов активной стали (ЭМК).

Метод основан на локации магнитного потока, при кольцевом намагничивании сердечника индукцией 0,02-0,05 Тл (приложение Г). Наличие замыканий листов активной стали определяется по изменению фазы магнитного поля, а при оценке опасности замыкания измеряется и амплитуда сигнала.

В качестве датчика используется магнитный потенциометр, подключаемый к схеме измерения сдвига фазы между общим потоком и падением магнитного потенциала в месте дефекта. Степень опасности замыкания определяется по результатам расчета мощности дополнительных потерь, рассеиваемой в зоне дефекта. Для уточнения расчетов проводится градуировка измерительной схемы на объекте контроля с помощью короткозамкнутого витка, устанавливаемого на коронку зубца активной стали.

В случае если при проведении ЭМК зон с повышенным уровнем дополнительных потерь не выявлено, проведение испытаний на этом завершается. Проведение испытаний стали статора методом кольцевого намагничивания с индукцией 1,0-1,4 Тл при этом нецелесообразно.

### 3.2.3. Оценка плотности прессовки пакетов сердечника статора.

Состояние плотности прессовки сердечника может быть охарактеризовано следующими параметрами:

- значение среднего давления прессования сердечника;
- распределение давления прессования по отдельным пакетам и зубцам в зубцовой зоне и на спинке;
- глубиной проникновения ножа-щупа в пакеты активной стали.

При проведении инструментально-визуального контроля плотность прессовки оценивается по глубине проникновения щуп-ножа в пакет стали. Давление прессования считается пониженным у зубцов, в которые щуп-нож при надавливании с усилием 3-5 кгс входит на глубину более 5 мм.

При проведении ультразвукового контроля плотности прессовки состояние зубцов крайних пакетов активной стали оценивается по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, приходящемуся на 1 мм длины пакета (приложение В).

$$\tau_{[мкс/мм]} = T_{[мкс]} / h_{[мм]}$$

где  $T_{[мкс]}$  - измеренное время распространения ультразвуковых колебаний,  $h_{[мм]}$  - толщина пакета, [мм].

Таблица 3.1

Время задержки ультразвуковых колебаний (мкс) на нажимных пальцах	Среднее давление прессования крайних незапеченных пакетов	Время распространения ультразвуковых колебаний (мкс) на мм толщины запеченного пакета	Техническое состояние торцевых зон сердечника статора
<15	Более 6 кг/см <sup>2</sup>	Менее 0,8	хорошее
15-20	4-6 кг/см <sup>2</sup>	0,8-1,2	удовлетворительное
20-40	2-4 кг/см <sup>2</sup>	1,2-1,8	критическое

>40	Менее 2 кг/см <sup>2</sup>	Более 1,8	предаврийное
-----	----------------------------	-----------	--------------

Устранение выявленных ослаблений плотности прессовки активной стали сердечника статора проводится по [24].

#### 3.2.4. Оценка состояния узлов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту.

Оценка технического состояния узлов крепления сердечника к корпусу статора проводится на основании инструментально-визуального осмотра внутренней полости корпуса с контролем состояния стяжных призм, ребер жесткости, кронштейнов и других конструктивных элементов с целью выявления признаков неудовлетворительного вибрационного состояния сердечника, трещин, повреждений сварных швов и прочих дефектов. Устранение выявленных дефектов проводится по [24].

При обнаружении дефектов, указывающих на неудовлетворительное вибрационное состояние сердечника статора и элементов его крепления, а также на турбогенераторах со встроенными подшипниками при неудовлетворительном состоянии турбоагрегата проводятся вибрационные испытания в соответствии с РД 16.533-89 [12\*].

\* Соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

Оценка вибрационного состояния производится на основе измерения и анализа спектров вибрации, снятых на опорах ротора, фундаменте и корпусе статора в нагрузочных режимах. Объем измерений выбирается с учетом особенностей конструкции и конкретного технического состояния статора. При необходимости, с целью оптимизации объема ремонтных работ и допустимых режимов работы, также выполняются измерения в режиме минимальной нагрузки и на выбеге турбоагрегата в режиме холостого хода с возбуждением.

#### 3.2.5. Испытания сердечника на нагревание.

Испытания на нагревание по специальной программе проводятся при выявлении существенных нарушений в системе охлаждения сердечника статора в соответствии с РД 34.45.309-92 [7].

По результатам испытаний оценивается соответствие нагревов активных частей сердечника статора требованиям ГОСТ 533 (соответствующего году изготовления турбогенератора) и техническим условиям, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

### 3.3. Обмотка статора

#### 3.3.1. Измерение сопротивления меди обмотки постоянному току.

Измерения производятся в холодном состоянии турбогенераторов для каждой фазы и для каждой параллельной ветви обмотки, имеющей отдельный вывод. Приведенные к одинаковой температуре сопротивления не должны отличаться:

- фаз обмотки друг от друга более чем на 2%;
- параллельных ветвей обмотки друг от друга более чем на 5%;
- от исходных данных (при исправном состоянии обмоток) более чем на 2%.

Превышения относительно приведенных значений требуют дополнительного обследования для выяснения причин, например, измерение переходных сопротивлений в пайках головок лобовых частей, измерение сопротивления при делении фазы (ветви).

#### 3.3.2. Измерение сопротивления изоляции обмотки.

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В для каждой фазы и каждой доступной для измерения параллельной ветви обмотки по отношению к корпусу, заземленным другим фазам и ветвям при температуре машины 10-30 °С.

Сопротивление изоляции обмоток статоров с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Значения сопротивления отсчитываются через 15 и 60 секунд после начала измерения и должны удовлетворять следующим критериям:

-  $R_{60}^{\#}$  не менее 10 Мом на 1 кВ номинального линейного напряжения;



-  $R_{60}'' / R_{15}''$  не менее 1,3.

Измерение сопротивления изоляции обмоток, непосредственно охлаждаемых дистиллятом, должно производиться после удаления и продувки дистиллята и осушения всего тракта сжатым воздухом.

### 3.3.3. Испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки.

Токи утечки и электрическая прочность изоляции при выпрямленном напряжении определяются при приложении этого напряжения к одной из фаз или доступной параллельной ветви по отношению к корпусу и заземленным другим фазам и параллельным ветвям. Для машин с водяным охлаждением изоляции обмотки статора испытания проводятся, если возможно отсоединить трубы подвода дистиллята от водяных коллекторов обмотки и изоляция коллекторов допускает такое испытание. Уровень испытательного выпрямленного напряжения принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты.

Токи утечки для построения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится через 15 и 60 с.

Оценка состояния изоляции производится по коэффициенту нелинейности зависимости токов утечки от напряжения:

$$K_U = \frac{I_{нб} \cdot U_{нм}}{I_{нн} \cdot U_{нб}^*}$$

где:  $U_{нб}$  - наибольшее, т.е. испытательное напряжение последней ступени;

$U_{нм} \approx 0,5U_{ном}$  - наименьшее напряжение первой или последующих ступеней (при токе утечки не менее 10 мкА);

$I_{нб}$ ,  $I_{нн}^*$  - значения токов утечки при отсчете через 60"с момента установления напряжений  $U_{нб}$  и  $U_{нм}$ . Значение  $K_U$  должно быть не более 3.

\* Формула и экспликация к ней соответствуют оригиналу. - Примечаниеизготовителя базы данных.

Рост тока при одноминутной выдержке напряжения на какой либо ступени является признаком дефекта изоляции, включая возможность увлажнения.

Коэффициент нелинейности не учитывается, если токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, когда токи утечки не превышают значения 250 мкА.

### 3.3.4. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Прочность изоляции фаз или параллельных ветвей относительно корпуса и заземленных других фаз и ветвей проверяется приложением испытательного напряжения промышленной частоты величиной  $1,7 U_H$  в течение 1 мин. По решению технического руководителя ТЭС допускается снижение испытательного напряжения до  $1,5 U_H$ . Критерием исправного состояния изоляции является отсутствие пробоя.

Испытания проводятся после останова турбогенератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения. Изоляция турбогенераторов ТГВ-300 до заводского N 02330 включительно (если не заменялась обмотка) испытывается после очистки ее от загрязнения.

После выдержки в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается 5 мин, в течение которых ведется наблюдение за короной в лобовых частях обмотки, изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и должно быть организовано прослушивание корпуса турбогенератора. При этом не должно наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажных вязок и т.д. Голубое свечение допускается.

### 3.3.5. Измерение частичных разрядов в изоляции обмотки.

Измерение частичных разрядов производится на остановленном турбогенераторе при подаче фазного напряжения промышленной частоты от постороннего источника, но не ниже 6 кВ. Напряжение поочередно подается на каждую фазу или ветвь, если ветви имеют отдельные выводы, при других заземленных фазах или ветвях. Измерения производятся по пазам статора с применением специальной методики и аппаратуры (приложение Е). Критерием исправного состояния изоляции

является приведенный уровень частичных разрядов не более 150 мкВ/м.

Стержни с уровнем частичных разрядов выше критического (150 мкВ/м) должны быть заменены. Стержни с терморезистивной изоляцией, в которых зафиксированы пазовые разряды, должны быть уплотнены в пазах боковыми прокладками из полупроводящего волнистого стеклотекстолита.

Рекомендуется на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше устанавливать в нейтрали обмотки статора аппаратуру непрерывного или периодического контроля частичных разрядов (приложение Д).

### 3.3.6. Испытание обмотки статора на нагревание.

Нагрев обмотки статора определяется при проведении испытаний на нагревание в соответствии с указаниями, содержащимися в РД 34.45.309-92 "Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание" [7].

Испытания длительно работающих турбогенераторов на нагревание, как правило, проводятся с контролем температуры обмотки с помощью штатной системы теплоконтроля.

Испытания на нагревание производится при четырех нагрузках 0,6; 0,75; 0,9; 1,0 номинальной мощности (рН). Результаты измерений по штатному контролю сопоставляются с результатами, полученными при заведомо исправном (исходном) состоянии турбогенератора. Увеличение нагрева при номинальной нагрузке не должно превышать 5 °С.

Абсолютные значения измеренных температур не должны превышать допустимые значения согласно соответствующего году изготовления турбогенератора ГОСТ 533.

### 3.3.7. Контроль герметичности газоохладителей.

Испытательное гидравлическое давление должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа остальных турбогенераторов с водородным охлаждением.

Продолжительность испытаний - 30 мин.

Критерием исправности является отсутствие течи воды и снижения испытательного давления.

На турбогенераторах типа ТГВ-300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество отглушенных дефектных трубок на один газоохладитель не должно превышать 5%.

### 3.3.8. Испытания на герметичность водяного тракта обмотки статора.

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями при избыточном статическом давлении воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм (внутренний диаметр - 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм (внутренний диаметр - 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытаний - 24 ч.

Критериями исправного состояния является отсутствие утечек воды и падение давления при неизменной температуре не более чем на 0,5%.

Перед проведением испытаний водяной системы охлаждения обмотки статора на герметичность целесообразно проводить опрессовку системы смесью сжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы проверяется с использованием галоидного течеискателя.

### 3.3.9. Контроль качества дистиллята.

Система водяного охлаждения обмоток турбогенераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах следующих норм:

- рН (при 25 °С) -  $8,5 \pm 0,5$ ;
- удельное электрическое сопротивление (при 25 °С) - не менее 200 кОм см;
- содержание кислорода - не более 400 мкг/кг;
- содержание меди - не более 100 мкг/кг.

Организация контроля водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбогенератора осуществляется в соответствии с циркуляром Н Ц-10-85(э) [5].

Для турбогенераторов номинальной единичной мощностью 800 МВт применяются дополнительные нормы [21] на:

- содержание в дистилляте углекислоты - не более 1 мг/кг с периодичностью контроля не реже 1 раза в месяц;
- содержание в дистилляте механических примесей - не более 150 мкг/кг с периодичностью контроля не реже 1 раза в месяц.

### 3.4. Металл бочки и хвостовых частей ротора

#### 3.4.1 Контроль технического состояния поверхности металла.

Контроль состояния поверхности металла на наличие трещин, коррозионных повреждений и т.п. проводится с использованием магнитопорошкового (ГОСТ 21105-87 [12]) или капиллярного (цветная дефектоскопия, ГОСТ 18442-80 [13]) методов.

Контролю подвергаются кольцевые маслоуловительные канавки, галтельные переходы, вентиляционные зубцы, упорные гребни водородных уплотнений вала, места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов, поверхность бочки ротора вблизи носика бандажных колец и стыков пазовых клиньев.

Подкаленные участки выявляются металлографическим методом или на основании измерения твердости. Контролю подвергаются поверхности бочки ротора на посадочных поверхностях, в зонах стыков пазовых клиньев, на шейках вала.

Превышение твердости подкаленных участков не должно превышать 40 единиц по Бринеллю (Виккерсу) [14].

#### 3.4.2. Контроль состояния ротора и его подшипников на основе измерения вибрации.

Вибрационные методы контроля основаны на измерении вибрации на корпусах подшипников в нагрузочных режимах и снятии АФЧХ в процессе выбега турбоагрегата (на турбогенераторах со встроенными подшипниками дополнительно измеряется вибрация и снимается АФЧХ корпуса статора и торцевых щитов).

Критерии удовлетворительного состояния:

- уровень вибрации удовлетворяет требованиям ГОСТ 25364-97 [15];
- СКЗ виброскорости или размах виброперемещений составляющей вибрации двойной оборотной частоты на корпусах подшипников в режиме холостого хода без возбуждения соответственно не более 2 мм/с и 10 мкм;
- на близких режимах эксплуатации турбогенераторов изменение вибрации оборотной и/или двойной оборотной частоты за интервал времени до 2 суток не превышает соответственно 10 и 5 мкм по размаху виброперемещения или 1 мм/с среднеквадратического значения виброскорости;
- при критических скоростях вращения ротора генератора размах колебаний корпусов подшипников не отличается от значений, зафиксированных в предыдущих испытаниях более, чем на 20% и, как правило, составляет менее 160 мкм (критика 1-го рода) и менее 60 мкм (критика 2-го рода).

В случае неудовлетворительного вибрационного состояния проводится диагностика технического состояния роторов турбогенераторов по методике, приведенной в приложении Ж, с целью выявления в работе агрегата наличие или вероятность появления (развития) таких дефектов роторов, как:

- витковые замыкания обмотки возбуждения,
- нарушения охлаждения ротора,
- неудовлетворительная балансировка ротора турбогенератора,
- расцентровка опор подшипников турбоагрегата,
- дефекты подшипников ротора турбогенератора,
- развитие трещин в теле ротора,
- дефекты сопряжения роторов генератора и турбины (излом, коленчатость оси).

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже 1 раза в 3 месяца и быть не выше 300 мкм. При вибрации контактных колец свыше 300 мкм, сопровождающейся ухудшением работы щеточно-контактного аппарата, турбогенератор при первой возможности должен быть выведен в ремонт. Вибрация колец после ремонта не должна превышать 200 мкм.

### 3.5. Обмотка возбуждения ротора

#### 3.5.1. Измерение сопротивления обмотки возбуждения постоянному току.

Измерение производится в холодном состоянии турбогенератора для обмотки возбуждения в целом. Сопротивление постоянному току приводится к температуре 15 °С. Кроме того, измеряется переходное сопротивление между катушками полюсов.

Измеренные значения сопротивлений не должны отличаться от исходных при одинаковых температурах более чем на 2%.

#### 3.5.2. Измерение сопротивления обмотки возбуждения переменному току промышленной частоты.

Измерение производится с целью выявления витковых замыканий в обмотке ротора. Величина напряжения определяется из условия 3 В на виток, но не более 200 В. Для возможности сравнения результатов испытания при обследовании с данными предыдущих измерений необходима идентичность условий, при которых проводятся измерения: одинаковые подведенные напряжения, аналогичное состояние турбогенератора - вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора при вставленном роторе. Отклонение полученных при обследовании результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов или пар полюсов не должно превышать 5%.

#### 3.5.3. Испытания изоляции обмотки возбуждения повышенным напряжением промышленной частоты.

Изоляция обмотки возбуждения турбогенератора должна выдерживать в течение 1 мин испытательное напряжение промышленной частоты 1,0 кВ. Если техническими условиями завода-изготовителя предусмотрены более жесткие нормы испытания, то напряжение должно быть повышено.

#### 3.5.4. Измерения сопротивления изоляции обмотки ротора.

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром с номинальным напряжением 1000 В. Значение сопротивления изоляции при температуре 10-30 °С должно быть не менее 0,5 МОм (при водяном охлаждении - с осушенной обмоткой).

#### 3.5.5. Испытание обмотки возбуждения на нагревание.

Средняя температура обмотки определяется методом измерения сопротивления при установившихся по нагреву режимах турбогенератора. Результаты определения средней температуры обмотки не должны превышать температуру, определенную ранее (исходную) при заведомо исправном состоянии турбогенератора, более чем на 5 °С при номинальном токе возбуждения. При этом абсолютное значение средней температуры не должно быть больше допустимых значений согласно ГОСТ 533 для соответствующего класса изоляции.

#### 3.5.6. Контроль продуваемости вентиляционных каналов обмоток роторов с непосредственным охлаждением.

Контроль проводится по инструкции заводов-изготовителей с сохранением критериев исправности, действующих для вновь изготавливаемых турбогенераторов.

### 3.6. Испытания турбогенератора в целом

#### 3.6.1. Визуально-измерительный контроль турбогенератора.

Технический осмотр (в особенности с использованием эндоскопов) является не менее эффективным средством выявления дефектов, чем испытания и измерения. Ряд дефектов на ранней стадии появления может быть выявлен только путем осмотра. Типовая программа проведения визуально-измерительного контроля турбогенератора приводится в приложении Б.

#### 3.6.2. Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса турбогенератора в собранном виде.

Газоплотность ротора и статора во время ремонта проверяется по заводской инструкции.

Газоплотность турбогенераторов с водородным охлаждением в собранном виде проверяется согласно действующей ТИ 34-70-065-87 "Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов" [16].

Перед заполнением корпуса турбогенератора водородом после подачи масла на уплотнения вала производится контрольная проверка газоплотности генератора вместе с газомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода. Продолжительность испытания - 24 ч.

Суточная утечка, определяемая по формуле:

$$\Delta V = 100 \left[ 1 - \frac{P_k(273 + \vartheta_n)}{P_n(273 + \vartheta_k)} \right],$$

где  $P_n$  и  $P_k$  - абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и конце испытания, МПа;

$\vartheta_n$  и  $\vartheta_k$  - температура воздуха в корпусе турбогенератора в начале и конце испытания;

не должна превышать 1,5%.

### 3.6.3. Вибрационные испытания турбогенератора.

Оценка вибрационного состояния турбогенератора включает в себя анализ данных штатного виброконтроля и проведение периодических и специальных вибрационных испытаний.

По результатам анализа данных штатного виброконтроля оценивается соответствие вибрации корпусов подшипников турбоагрегата нормам ГОСТ и динамика изменения вибрационного состояния.

В тех случаях, когда имеются отклонения вибрационных параметров корпусов подшипников или статора от требований ГОСТ 25364-97 [15] и РД 34.45-51.300-97 [3] проводятся специальные вибрационные испытания, в ходе которых проводится определение:

- скоростных характеристик;
- режимных характеристик;
- контурных характеристик.

Скоростные характеристики позволяют установить резонансные частоты исследуемых элементов конструкции турбогенератора, вид неуравновешенности ротора и форму вынужденных колебаний при различных скоростях вращения. Снимаются при развороте или выбеге турбоагрегата с целью определения АФЧХ для составляющих оборотной и двойной оборотной частоты.

Скоростные характеристики статора снимаются для невозбужденного турбогенератора и при подаче тока возбуждения, соответствующего номинальному напряжению. Для турбогенераторов, имеющих встроенные в торцевые щиты корпуса подшипников, также проводится снятие скоростных характеристик колебаний торцевых щитов в осевом направлении.

Режимные характеристики представляют собой зависимость вибрации элементов конструкции генератора от режима работы. К режимным характеристикам относятся:

- зависимость вибрации от активной нагрузки;
- реактивной нагрузки (тока ротора);
- температуры ротора (позволяет выявить несимметрию охлаждения бочки ротора для роторов с форсированным охлаждением).

При наличии низкочастотной составляющей в спектре вибрации корпусов подшипников снимается зависимость вибрации от температуры смазочного масла, поступающего в подшипники.

Контурная характеристика представляет собой зависимость вибрации конструктивного элемента турбогенератора от расположения точек измерения на его поверхности. Снятие контурной характеристики позволяет выявлять такие дефекты, как ослабление крепления корпуса статора и подшипников к фундаменту, ослабления фундамента и т.д. Снятие контурных характеристик можно совмещать по времени с контрольными измерениями или со снятием режимных характеристик.

Критерии удовлетворительного вибрационного состояния турбогенератора:

- уровень вибрации удовлетворяет требованиям ГОСТ 25364-97 [15];
- размах виброперемещений корпуса статора не превышает 30 мкм для турбогенераторов с упругой системой крепления сердечника и 60 мкм для турбогенераторов с жесткой системой крепления сердечника;
- размах виброперемещений торцевых щитов для турбогенераторов, имеющих встроенные корпуса подшипников, в осевом направлении не превышает 30 мкм;
- в режиме холостого хода без возбуждения размах составляющей вибрации двойной оборотной частоты, обусловленной неравножесткостью ротора по продольной и поперечной магнитным осям, на корпусах подшипников не превышает 10 мкм.

#### 3.6.4. Испытания турбогенератора на нагревание.

Испытания на нагревание проводятся в соответствии с РД 34.45.309-92 [7].

Контрольные испытания на нагревание проводятся при одной-двух нагрузках, близких к номинальной, не реже 1 раза в 5 лет.

Результаты сравниваются с исходными данными - отклонения в нагревах не должны превышать 3-5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по соответствующему ГОСТ 533, ТУ или заводской инструкции.

### 3.7. Рекомендации по оценке технического состояния турбогенераторов

3.7.1. При подведении итогов обследования для принятия решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации турбогенератора в целом, или в отношении его основных элементов, необходимо в комплексе рассматривать все полученные, при осмотрах и испытаниях результаты, данные предшествующей эксплуатации (в особенности имевших место повреждениях и дефектах), а также сведения о работе аналогичных машин на данной и других электростанциях.

Оценка технического состояния турбогенератора в целом определяется по самой низкой оценке состояния его функциональных и конструктивных узлов. Основными элементами турбогенератора, главным образом определяющими его дальнейшую работоспособность, являются:

- сердечник и обмотка статора;
- бочка, бандажные кольца и обмотка ротора.

Относительно легко заменяемыми элементами являются: обмотки статора и ротора, роторные бандажи.

3.7.2. При оценке состояния как "исправное" турбогенератор и все его вспомогательные системы признаются пригодными для дальнейшей безопасной эксплуатации с проведением при необходимости лишь относительно небольших объемов ремонтных мероприятий по устранению дефектов.

Дальнейшая эксплуатация турбогенератора проводится без каких-либо режимных ограничений при нормальном эксплуатационно-ремонтном обслуживании и периодическом контроле.

3.7.3. Техническое состояние турбогенератора оценивается как "ограниченно работоспособное" в случае, если:

- при проведении контроля выявлены дефекты, требующие срочного устранения (причем, это требует больших финансовых и трудовых затрат, или в условиях электростанции возможно лишь частичное устранение дефектов) или/и модернизации, замены отдельных узлов;
- для сохранения турбогенератора в работе необходимо введение режимных ограничений и усиления контроля состояния в процессе работы.

3.7.4. Состояние турбогенератора оценивается как "предельное" в случае выявления опасных неустраняемых дефектов основных узлов. Без принятия срочных мер безопасная эксплуатация такого турбогенератора невозможна. В кратчайшие сроки должен быть решен вопрос об экономической и технической целесообразности дальнейшей эксплуатации турбогенератора или приняты радикальные меры по полному восстановлению его работоспособности путем ремонта, модернизации или/и замены соответствующих узлов (обмоток статора и ротора, сердечника статора, ротора, обмотки ротора и т.п.).

3.7.5. Решение об оценке состояния обследуемого турбогенератора во всех указанных в п.п.3.7.1-3.7.4 случаях принимается специально назначенной комиссией, формируемой техническим руководителем ТЭС и, в случаях требующих замен или модернизации основных сборочных единиц или турбогенератора в целом, утверждается техническим руководителем соответствующей генерирующей компании.

### 3.8. Введение ограничений на допустимые режимы работы турбогенератора

3.8.1. При ограниченно работоспособном техническом состоянии турбогенератора (в том числе при невозможности быстрого и полного устранения обнаруженных дефектов) на основании решения комиссии, сформированной техническим руководителем ТЭС и утвержденного техническим руководителем генерирующей компании, может быть принято решение о продлении эксплуатации с некоторыми ограничениями допустимых режимов работы и способов включения в сеть с целью исключения возможности быстрого исчерпания его остаточного ресурса и повышения надежности эксплуатации.

3.8.2. Ограничения на режимы работы на турбогенераторах, имеющих дефекты зубцовых зон крайних пакетов и ослабление плотности прессовки активной стали, вводятся в соответствии с циркуляром Ц-06-96 [5].

3.8.3. На турбогенераторах, имеющих неудовлетворительное вибрационное состояние статора, целесообразно исключить длительную работу с нагрузками менее 60% номинального значения мощности и проводить дополнительный контроль вибрационного состояния.

3.8.4. На турбогенераторах серии ТГВ в случаях устойчивого роста вибрации сердечника, рамы и корпуса статора свыше 80, 100 и 80 мкм соответственно, а также при внезапном увеличении уровня вибрации более чем на 30% в установившемся режиме, при первой возможности, но не позднее чем через 1 месяц, вывести турбогенератор в ремонт для проведения обследования и устранения дефектов.

3.8.5. Введение ограничения по генерируемой мощности и току ротора снижает вибрацию, нагрев активных частей и скорость развития дефектов и может быть рекомендовано в следующих случаях:

- многочисленные истирания изоляции лобовых частей;
- ослабление крепления обмотки в пазах;
- течи и закупорка полых проводников;
- нарушение паяных и болтовых соединений;
- при невозможности устранить перегревы обмотки ротора;
- при значительном укорочении витков;
- при наличии замыканий на землю или витковых замыканий на срок до устранения замыканий во время ближайшего капремонта с выводом ротора.

При выявлении течи и закупорок полых проводников также рекомендуется снизить температуру охлаждающего дистиллята.

3.8.6. Ограничения мощности турбогенератора, принимаемые на основании технического заключения комиссии и приводящие к снижению установленной мощности турбоагрегата, подлежат согласованию с Системным оператором в установленном порядке. В случае невозможности устранения ограничений мощности турбогенератора последний подлежит перемаркировке в соответствии с "Положением о перемаркировке..." [25].

### **3.9. Корректировка сроков проведения ремонтов турбогенераторов**

3.9.1. В случае выявления дефектов, полное устранение которых в ходе текущего ремонта или в условиях ТЭС невозможно, для повышения надежности эксплуатации допускается корректировка сроков проведения последующих ремонтов для контроля технического состояния и оценки динамики развития дефектов. Условия и порядок вывода в ремонт турбогенераторов и из эксплуатации осуществляется в соответствии с "Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации" [22].

3.9.2. Рекомендации по корректировке сроков проведения ППР на турбогенераторах, имеющих дефекты зубцовых зон крайних пакетов и ослабление плотности прессовки активной стали, разрабатываются в соответствии с циркуляром Ц-06-96 [5] на основании результатов оценки технического состояния статора и с учетом объема проведенного обследования, качества проведенного ремонта по устранению дефектов и повышению устойчивости зубцовых зон активной стали.

3.9.3. Рекомендации по корректировке сроков проведения ППР на турбогенераторах, имеющих дефекты бандажных узлов и металла ротора, разрабатываются в соответствии с требованиями "Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов" [20] и/или рекомендаций заводов-изготовителей на соответствующие запросы электростанций.

### **3.10. Общие рекомендации по принятию решений по модернизации, замене узлов или турбогенератора в целом**

3.10.1. В случае выявления серьезных дефектов, препятствующих надежной работе, вопрос о возможности последующей эксплуатации или замены основных узлов или турбогенератора в целом решается комиссией, сформированной техническим руководителем ТЭС. Решение комиссии утверждается техническим руководителем генерирующей компании.

3.10.2. При перемотке обмоток статоров старых типов турбогенераторов с компаундированной изоляцией необходимо предусматривать ее замену термореактивной [23]. При этом для обеспечения последующей надежной работы турбогенератора все элементы обмотки (стержни, головки, крепление лобовых частей и др.) должны быть заказаны заводам, обладающим необходимым оборудованием и соответствующей технологией.

3.10.3. При невозможности эффективного устранения выявленных серьезных дефектов (повреждений) сердечника статора

и бочки ротора в условиях электростанции они должны отправляться на заводы-изготовители машин для восстановления или замены. При этом для сердечников статора должна, как минимум, предусматриваться запечка крайних пакетов активной стали. Возможны также другие конструктивные мероприятия в торцевых зонах (нажимные плиты, пальцы и др.) в местах связи с корпусом статора, обеспечивающих повышение стабильности прессовки стали, уменьшение вибраций и т.п.

3.10.4. При необходимости замены статора, вследствие неудовлетворительного технического состояния сердечника, должны рассматриваться вопросы технической и экономической целесообразности и возможности установки современного типа турбогенератора.

#### **4. Составление заключения по результатам контроля состояния турбогенератора**

Заключение по оценке технического состояния турбогенератора должно содержать:

- анализ опыта эксплуатации объекта контроля: сведения о заменах основных узлов и причинах замен; сводку результатов предыдущих диагностических проверок; сведения об имевших место дефектах конструктивных узлов и методах их устранения;
- программу проведения работ по оценке технического состояния турбогенератора;
- оценку технического состояния основных узлов с перечнем дефектов, выявленных при проведении обследования;
- рекомендации и указания по устранению выявленных дефектов и, при необходимости, введению ограничений на допустимые режимы работы, корректировке сроков проведения ремонтов;
- оценку технического состояния турбогенератора в целом;
- обоснование продления срока службы и, при необходимости модернизации или замены основных узлов, проведения ремонта в заводских условиях, или сроков вывода из эксплуатации и замены турбогенератора в целом.

#### **5. Список литературы**

1. ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.
2. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
3. РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования.
4. РД 34.45-501 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.
5. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электрическая часть, Часть 1, М.: СПО ОРГРЭС, 2002 г.
6. Сборник информационных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть, Приложение к Сборнику распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем, М.: СПО ОРГРЭС, 2002 г.
7. РД 34.45.309-92 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание.
8. РД 34.35.301 (МУ 34-70-103-85) Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов.
9. РД 153-34.1-30.608-2000 Методические указания по использованию экспертной системы оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов.
10. РД 153-34.0-45.510-98 (с изм.1 2001) Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше.
11. РД 16.533-89 Турбогенераторы. Вибрация. Допустимые значения.
12. ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитно-порошковый метод.
13. ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
14. ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
15. ГОСТ 25364-97 Агрегаты паровые, стационарные. Нормы вибрации подшипниковых опор.



16. ТИ 34-70-065-87 Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов.

17. ТП-34-70-032-92 Качественная оценка состояния обмотки и оценка уровня частичных разрядов (для обмоток с МКИ). Типовое положение.

18. ГОСТ 27870-88\*. Вибрация. Оценка качества балансировки гибких роторов.

\* На территории Российской Федерации действует ГОСТ 31320-2006, здесь и далее по тексту. - Примечание изготовителя базы данных.

19. ГОСТ ИСО 11342: 1998 Вибрация. Методы и критерии балансировки гибких роторов (проект).

\* На территории Российской Федерации действует ГОСТ 31320-2006 (ИСО 11342:1998). - Примечание изготовителя базы данных.

20. Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов. ОАО РАО "ЕЭС России", 2007.

21. Приказ ОАО РАО "ЕЭС России" от 20.02.2005 N 119, приложение 3.

22. Постановление Правительства Российской Федерации N 484 от 26.07.2007 г. "Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации".

23. РД 34.45.608-91 Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.

24. Типовая инструкция "Проведение ремонта и модернизации активной стали с использованием современных методов диагностики и контроля технического состояния турбогенераторов".

25. РД 153-34.1-04.151-00. Положение о перемаркировке основного энергетического оборудования электростанций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации Российской Федерации.

Приложение А  
(рекомендуемое)

### Регламент проведения контроля узлов турбогенераторов

Наименование узла и возможные причины повреждения	Периодичность диагностирования	Стандарты, примечания
<b>Сердечник статора</b>  Изоляция листов активной стали.  Местные перегревы и развитие "пожаров железа" вследствие повреждения изоляции листов активной стали из-за:  а) попадания посторонних предметов в расточку статора, осевые вентиляционные каналы, пазы статора;  б) механических повреждений внутренней поверхности сердечника статора при проведении ремонтных работ;  в) старения изоляционных лаковых покрытий листов активной стали под воздействием эксплуатационных нагрузок;  г) механический износ изоляционных лаковых покрытий, возникающий при	<b>Первый уровень оценки</b>  ВК - не реже, чем каждый капитальный ремонт.  Испытания стали статора - не реже 1 раза в 8 лет.  <b>Второй уровень оценки</b>  ЭМК - на турбогенераторах мощностью: <ul style="list-style-type: none"><li>● 50-150 МВт по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет;</li><li>● 160 МВт и более по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</li><li>● 50 МВт и более в ближайший капитальный ремонт, если имеются свидетельства о неудовлетворительном состоянии изоляции листов активной стали; при проведении замены обмотки</li></ul>	РД 34.45-51.300-97 [3]  Приложение Б, Г

<p>распушении зубцов активной стали статора.</p>	<p>статора; при проведении ремонтов активной стали с установкой протезов.</p>	
<p><b>Сердечник статора</b></p> <p>Плотность прессовки активной стали.</p> <p>Снижение плотности активной стали сердечника статора вследствие упруго-вязкого течения изоляционных лаковых пленок и термомеханических деформаций сердечника статора.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - не реже, чем каждый капитальный ремонт.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>УЗК - на турбогенераторах мощностью:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 50-150 МВт при работе со значением <math>\cos \varphi</math> близким к номинальному: по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет;</li> </ul> <p>при работе в режимах со значением <math>\cos \varphi</math> более 0,95 и недовозбуждении через 25 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 160 МВт и более при работе со значением <math>\cos \varphi</math> близким к номинальному по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</li> </ul> <p>при работе в режимах со значением <math>\cos \varphi</math> более 0,95 и недовозбуждении через 16 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 50 МВт и более, имевшие разрушения зубцов активной стали, в ближайший ремонт с выводом ротора, если УЗК не использовался при устранении разрушений.</li> </ul>	<p>СРМ Часть 1, п.6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96) [5].</p> <p>Приложение Б, В</p>
<p><b>Сердечник статора</b></p> <p>Зубцовые зоны крайних пакетов.</p> <p>Распушение и разрушение зубцовых зон крайних пакетов вследствие:</p> <p>а) несвоевременного выявления и неполного устранения местных ослаблений плотности прессовки зубцовых зон крайних пакетов активной стали статора;</p> <p>б) при систематической работе генераторов в режимах с потреблением реактивной мощности в ночные часы суток и в выходные и праздничные дни.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - не реже, чем каждый капитальный ремонт.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>УЗК - на турбогенераторах мощностью:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 50-150 МВт при работе со значением <math>\cos \varphi</math> близким к номинальному: по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет;</li> </ul> <p>при работе в режимах со значением <math>\cos \varphi</math> более 0,95 и недовозбуждении через 25 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</p>	<p>СРМ Часть 1, п.6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96) [5].</p> <p>Приложение Б, В</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 160 МВт и более при работе со значением <math>\cos \varphi</math> близким к номинальному по окончании НСС; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</li> </ul> <p>при работе в режимах со значением <math>\cos \varphi</math> более 0,95 и недо возбуждении через 16 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 50 МВт и более, имевшие разрушения зубцов активной стали, в ближайший ремонт с выводом ротора, если УЗК не использовался при устранении разрушений.</li> </ul>	
<p><b>Сердечник статора</b></p> <p>Система крепления сердечника статора.</p> <p>Ослабление и разрушение системы крепления сердечника статора вследствие:</p> <p>а) повышенной вибрации сердечника и корпуса статора;</p> <p>б) ослабление сопряжения стяжных призм с сердечником статора в процессе длительной эксплуатации;</p> <p>в) воздействие повышенных электромагнитных нагрузок на систему крепления сердечника статора при внезапных к.з. (внутренних и на зажимах трансформатора), грубых синхронизациях с сетью, к.з. в линиях электропередач со срабатыванием устройств БАПВ и т.п.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - не реже, чем каждый капитальный ремонт.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ВД - контроль вибрации корпуса в зависимости от результатов ВК и ВД, но не реже - на турбогенераторах мощностью:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 50-150 МВт 1 раз в 3 года;</li> <li>● 160 МВт и более 1 раз в год;</li> <li>● 50 МВт и более, перенесших внутреннее или на зажимах трансформатора к.з. и т.п. не реже 1 раза в 2 месяца.</li> </ul>	<p>МУ 34-70-103-85 [8]</p> <p>Приложение Б, В</p>
<p><b>Обмотка статора</b></p> <p>Изоляция обмотки статора.</p> <p>1. Тепловое старение изоляции вследствие:</p> <p>а) нарушений в системе охлаждения;</p> <p>б) дефектов токоведущих частей и активной стали статора;</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>Средства штатного термоконтроля - постоянно.</p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p> <p>ИПН - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ЧР - по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах с термопластичной изоляцией обмотки статора по окончании НСС или через 25 лет эксплуатации. Далее в зависимости от результатов контроля. КИН - по решению технического руководства ТЭС постоянно на турбогенераторах 800 МВт и выше, ТВМ-300, ТВМ-500.</p>	<p>ГОСТ 533</p> <p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>РД 34.45.309-92 [7]</p> <p>СО 153-34.45.501 [4]</p> <p>Приложение Б, Д, Е.</p>

<p>2. Механические повреждения изоляции вследствие:</p> <p>а) повышенной вибрации;</p> <p>б) попадания посторонних предметов (в том числе ферромагнитных);</p> <p>в) дефектов активной стали статора и системы крепления обмотки статора;</p> <p>г) низкого качества проведения ремонта генератора.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p> <p>ИПН - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3].</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ЧР - по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах с термопластичной изоляцией обмотки статора по окончании НСС или через 25 лет эксплуатации. Далее в зависимости от результатов контроля. КИН - по решению технического руководства ТЭС постоянно на турбогенераторах 800 МВт и выше, ТВМ-300, ТВМ-500.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>Приложение Б, Д, Е.</p>
<p>3. Увлажнение изоляции вследствие:</p> <p>а) течи газоохладителей;</p> <p>б) течи полых элементарных проводников;</p> <p>в) течи в системе коллекторов подачи и слива охлаждающего дистиллята;</p> <p>г) попадания в корпус генератора обводненного турбинного масла.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p> <p>СШК - постоянно.</p> <p>ИПН, измерение сопротивления изоляции - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3].</p> <p>Испытания на герметичность ГО и водяного тракта обмотки статора - в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>КИН - по решению технического руководства ТЭС постоянно на турбогенераторах мощностью 300 МВт и более.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>СО 153-34.45.501 [4]</p> <p>Приложение Б.</p>
<p>4. Загрязнение изоляции вследствие попадания турбинного масла во внутреннюю полость генератора и образование продуктов истирания активных и конструктивных элементов турбогенератора.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p> <p>ВВИ - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3].</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>КИН - по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах мощностью 300 МВт и более.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>Приложение Б, Д</p>
<p>5. Снижение степени полимеризации бумажно-масляной изоляции вследствие теплового старения.</p>	<p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>На турбогенераторах типа ТВМ-300, ТВМ-500 со сроком службы более 30 лет по рекомендации технического руководства ТЭС.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97, [3]</p>
<p><b>Обмотка статора</b></p> <p>Полые проводники.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p>

<p>1. Повреждение полых проводников обмотки статора вследствие:</p> <p>а) повышенной вибрации обмотки статора;</p> <p>б) термомеханических деформаций обмотки статора;</p> <p>в) попадания в тракт водяного охлаждения обмотки статора ферромагнитных частиц;</p> <p>г) коррозионного износа полых проводников.</p>	<p>СШК - постоянно.</p> <p>ИГВТ - в соответствии с инструкцией завода изготовителя;</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ККД - в соответствии с требованиями ЭЦ N Ц-10-85(э) [5].</p> <p>Ревизия магнитных фильтров - каждый капитальный ремонт.</p>	<p>СРМ. Часть 1, п.6.6, ЭЦ N Ц-10-85(э) [5].</p> <p>СО 153-34.45.501 [4]</p> <p>МУ 34-70-103-85 [7]</p> <p>Приложение Б.</p>
<p>2. Закупорка полых проводников обмотки статора вследствие:</p> <p>а) засорения системы охлаждения обмотки статора;</p> <p>б) коррозии полых медных проводников.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p> <p>СШК - постоянно.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ККД - в соответствии с требованиями ЭЦ N Ц-10-85(э) [5].</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>СО 153-34.45.501 [4]</p> <p>СРМ Часть 1, п.6.6, ЭЦ N Ц-10-85(э) [5].</p> <p>Приложение Б</p>
<p><b>Обмотка статора</b></p> <p>Элементарные проводники и паянные соединения.</p> <p>Механические разрушения вследствие повышенной вибрации и термомеханических нагрузок обмотки статора.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p> <p>измерение сопротивления фаз и ветвей обмотки статора постоянному току - в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300-97 [3]</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>СО 153-34.45.501 [4]</p> <p>Приложение Б.</p>
<p><b>Обмотка статора</b></p> <p>Система крепления лобовой и пазовой частей.</p> <p>Ослабление и разрушение системы крепления лобовых и пазовых частей обмотки статора вследствие:</p> <p>а) длительного воздействия эксплуатационных нагрузок;</p> <p>б) повышенной вибрации и термомеханических деформаций обмотки статора, обусловленных снижением технического состояния и нарушением правил эксплуатации;</p> <p>в) воздействия повышенных электродинамических нагрузок при аномальных режимах работы.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p>	<p>Приложение Б.</p>
<p><b>Металл ротора</b></p> <p>Бочка ротора (стыки пазовых клиньев, посадочные поверхности).</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p>	<p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>ГОСТ 18442-80 [13]</p>

<p>Образование усталостных трещин в зонах подкала металла вследствие работы турбогенератора в следующих аномальных режимах:</p> <p>а) длительный несимметричный с током обратной последовательности <math>I_2</math> более допустимого значения;</p> <p>б) кратковременная работа в несимметричных режимах с <math>I_2^2 t</math> более допустимых значений;</p> <p>в) несимметричные короткие замыкания с <math>I_2^2 t</math> более допустимых значений;</p> <p>г) асинхронные пуски;</p> <p>д) асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую.</p>	<p>ВД - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;</p> <p>Контроль твердости - в ближайший капитальный ремонт (при работе турбогенераторов в аномальных режимах);</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ЦД и (или) ВТК - в капитальный ремонт (при выявлении трещин и подкалов металла).</p>	<p>ГОСТ 22761-77 [14].</p> <p>СРМ Часть 1, п.6.15,</p> <p>Ц-03-94(э) [5].</p> <p>Приложение Б.</p>
<p><b>Металл ротора</b></p> <p>Хвостовые части ротора.</p> <p>1. Образование трещин в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей ("звездочка ротора") по механизму фреттинг-усталости.</p> <p>2. Образование усталостных трещин в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т.п. по механизму многоциклового усталости.</p> <p>3. Образование трещин в хвостовых частях ротора по механизму малоциклового усталости вследствие многократной работы турбогенератора в аномальных режимах (к.з. на зажимах турбогенератора и трансформатора, синхронизация с <math>\theta &gt; 90^\circ</math>, несинхронные включения-отключения, неуспешные АПВ).</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p> <p>ВД - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>ЦД - в ближайший капитальный ремонт (при работе турбогенераторов в аномальных режимах), а также на турбогенераторах серии ТВВ мощностью:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 800 МВт и более через 20 лет эксплуатации;</li> <li>■ 300-350 МВт и более по окончании НСС или через 30 лет эксплуатации;</li> <li>■ 150-220 МВт и более по окончании НСС или через 35 лет эксплуатации;</li> <li>■ 50-120 МВт по окончании НСС или через 40 лет эксплуатации;</li> </ul> <p>МПД - при выявлении трещин.</p>	<p>ГОСТ 21105-87 [12]</p> <p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>ГОСТ 18442-80 [13]</p> <p>ГОСТ 22761-77 [14]</p> <p>СРМ Часть 1, п.6.3, Ц-04-97(э) [5].</p> <p>Приложение Б.</p>
<p>4. Образование усталостных трещин на шейках вала из-за их подкала вследствие потерь маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВД - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;</p> <p>СШК - постоянно;</p> <p>Контроль твердости, МПД ЦД - в ближайший ремонт после потери</p>	<p>ГОСТ 21105-87 [12]</p> <p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>ГОСТ 18442-80 [13]</p> <p>ГОСТ 22761-77 [14]</p>

	<p>маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>Контроль твердости, МПД, ЦД</p>	
<p>5. Образование усталостных трещин в зонах токоподвода из-за подкалов металла вследствие двойных замыканий на землю.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВД - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;</p> <p>Контроль твердости, МПД, ЦД - при устранении подкалов.</p> <p>ЦД - в зоне подкалов при неудовлетворительном вибрационном состоянии ротора.</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>Контроль твердости, МПД, ЦД</p>	<p>ГОСТ 21105-87 [12]</p> <p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>ГОСТ 18442-80 [13]</p> <p>ГОСТ 22761-77 [14]</p>
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Корпусная изоляция.</p> <p>1. Тепловое старение вследствие:</p> <p>а) нарушений в системе охлаждения;</p> <p>б) аномальных несимметричных и асинхронных режимов работы турбогенератора;</p> <p>2. Механические повреждения вследствие:</p> <p>а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов;</p> <p>б) ослабления крепления обмотки;</p> <p>3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p> <p>Электрические испытания изоляции - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3]</p>	<p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>Приложение Б.</p>
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Витковая изоляция.</p> <p>1. Тепловое старение вследствие:</p> <p>а) нарушений в системе охлаждения;</p> <p>2. Механические повреждения вследствие:</p> <p>а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов;</p> <p>б) ослабления крепления обмотки;</p> <p>в) центробежных нагрузок в номинальном режиме работы.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВД - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;</p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт;</p> <p>измерение <math>Z</math> ротора - в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3]</p>	<p>ГОСТ 25364-97 [15]</p> <p>РД 34.45-51.300-97 [3]</p> <p>Приложение Б.</p>

3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.		
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Подбандажная изоляция.</p> <p>1. Снижение сопротивления вследствие загрязнения и увлажнения.</p> <p>2. Тепловое старение вследствие нарушения технологии надевания бандажных колец.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [3]</p>	РД 34.45-51.300-97 [3]
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Катушки обмотки возбуждения.</p> <p>Деформация витков вследствие:</p> <p>а) термомеханических нагрузок в режиме пусков-остановов;</p> <p>б) из-за нарушений в системе охлаждения.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт</p>	Приложение Б.
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Паяные межкатушечные соединения.</p> <p>Нарушение паяных межкатушечных соединений вследствие:</p> <p>а) естественного старения под действием нормальных эксплуатационных нагрузок;</p> <p>б) воздействия повышенных термомеханических нагрузок при нарушении условий охлаждения;</p> <p>в) воздействия повышенных вибрационных нагрузок при ослаблении крепления.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p>	Приложение Б.
<p><b>Обмотка ротора</b></p> <p>Система крепления.</p> <p>Ослабление крепления обмотки в процессе длительной эксплуатации.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК - каждый капитальный ремонт.</p>	Приложение Б.
<p><b>Бандажные узлы ротора</b></p> <p>Бандажные кольца.</p> <p>1. Коррозионное и коррозионно-усталостное повреждение бандажных колец вследствие:</p> <p>а) повышенной влажности во внутренней полости генератора;</p> <p>б) воздействия знакопеременных</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК, ЦД, ВТК - в соответствии с требованиями [20]</p> <p><b>Второй уровень оценки</b></p> <p>УЗК - по решению технического руководства ТЭС</p>	Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов [20].



<p>механических нагрузок.</p> <p>2. Подгары и оплавление бандажного кольца вследствие ослабления натяга и работы генератора в несимметричных режимах.</p> <p>3. Наклеп и контактная коррозия посадочной поверхности бандажного кольца вследствие ослабления посадочного натяга.</p>		
<p><b>Бандажные узлы ротора</b></p> <p>Центрирующие кольца.</p> <p>1. Коррозионное и коррозионно-усталостное повреждение центрирующих колец вследствие:</p> <p>а) повышенной влажности во внутренней полости генератора;</p> <p>б) воздействия знакопеременных механических нагрузок.</p> <p>2. Наклеп и контактная коррозия посадочной поверхности центрирующего кольца вследствие ослабления посадочного натяга.</p>	<p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВД (для турбогенераторов с 2-посадочной конструкцией бандажных узлов) - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенераторов в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц</p> <p>ВК, ЦД, ВТК - в соответствии с требованиями [20]</p> <p><b>Первый уровень оценки</b></p> <p>ВК, ИД, ВТК - в соответствии с требованиями [20]</p>	<p>ГОСТ 25364-97 [14]</p> <p>Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов [20].</p> <p>Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов [20].</p>

Список принятых сокращений.

- И: Инструкция.
- НТД: Нормативно-технический документ.
- МР: Методические рекомендации.
- МУ: Методические указания.
- ПБ: Правила безопасности.
- РД: Руководящий документ.
- РТМ: Руководящий технический материал.
- СРМ: Сборник руководящих материалов.
- СО: Стандарт организации.
- ТИ: Типовая инструкция.
- Ц: Циркуляр.
- ЭЦ: Эксплуатационный циркуляр.
- ВК: Визуально-измерительный контроль;
- ВТК: Вихретоковый контроль;
- УЗК: Ультразвуковой контроль;
- МПД: Магнитопорошковый контроль;

- ЦД: Цветная дефектоскопия;
- ВД: Вибродиагностика;
- ЭМК: электромагнитный контроль изоляции листов сердечника статора;
- КИН: контроль импульсных напряжений в нейтрале генератора;
- ЧР: контроль частичных разрядов в изоляции;
- ГО: газоохладитель;
- СШК: средства штатного контроля
- ИГВТ: испытания на герметичность водяного тракта обмотки статора;
- ККД: контроль качества дистиллята;
- НСС- нормативный срок службы;
- ИПН- испытания повышенным напряжением.

Приложение Б  
(рекомендуемое)

## **Визуально-инструментальный контроль турбогенератора с применением эндоскопов**

### **Б.1. Общие положения**

Настоящая методика предназначена для поузлового визуального и эндоскопического осмотров статоров и роторов турбогенераторов при их обследовании.

Целью осмотра является выявление дефектов основных узлов турбогенератора, определение степени их опасности, разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации.

При проведении осмотров используются эндоскопы, лупы, различного рода щупы и измерители (линейки, штангенциркули и т.п.), а также средства документирования выявленных дефектов (аппаратура для макро- и микрофотосъемки).

При проведении осмотров необходимо применять достаточно сильный источник направленного света.

Обследование выполняется персоналом электроцеха ТЭС и ремонтных предприятий с привлечением, при необходимости, специализированных организаций.

Осмотр проводится во время ремонтов без вывода и с выводом ротора в соответствии с действующими циркулярами: Ц-01-90(э), Ц-01-91(э), Ц-06-96, Ц-03-94(э), Ц-03-97(э) [5], информационными письмами: ИП-13-97(э), ИП-03-99(э) [6], "Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов" [20].

Перед проведением осмотра необходимо провести сбор и анализ данных об опыте эксплуатации данного и аналогичных по типу турбогенераторов, уточнить на этой основе элементы турбогенератора, требующие особого внимания.

### **Б.2. Осмотр без вывода ротора при снятых торцевых щитах статора**

Основные зоны контроля.

Б.2.1. Торцевые зоны сердечника статора.

- а.) Гайки стяжных призм: состояние контровки и плотности затяжки.
- б.) Крайние пакеты сердечника:
  - вибрация листов под нажимными пальцами, обрыв листов активной стали вдоль нажимных пальцев;
  - вибрация и выкрашивание листов активной стали, пробои листов о вентиляционные распорки;
  - наличие посторонних предметов вентиляционных каналах сердечника (при непосредственном водородном или воздушном охлаждении);

- наличие зашлифовок и забоин на поверхности расточки с признаками повышенного теплового нагрева в работе (цвета побежалости, обугливание пазовых клиньев, оплавление металла).

При осмотре крайних пакетов сердечника особое внимание необходимо уделять местам, где ранее проводились ремонтные мероприятия по восстановлению плотности прессовки с установкой стальных немагнитных клиньев или протезов.

Характерные признаки дефектов: наличие продуктов контактной коррозии в виде сгустков магнитной грязи черного цвета или пыли красно-бурого цвета на поверхности расточки.

#### Б.2.2. Спинка сердечника статора.

а.) Стяжные призмы: плотность прилегания к активной стали.

б.) Система подвески сердечника корпусу статора: ослабление и разрушение элементов крепления активной стали к призмам и призм к полкам статора, трещины и повреждение сварных швов, появление зазоров в креплении пружин к раме и к корпусу (для турбогенераторов серии ТГВ).

Признаком неудовлетворительного вибрационного состояния элементов конструкции статора является наличие продуктов контактной коррозии (порошок красно-бурого цвета) на спинке и в расточке статора.

в.) Поверхность активной стали: состояние изоляционного лака, наличие коррозии листов.

г.) Вентиляционные каналы (для машин с радиальными каналами): проходимость вентиляционных каналов.

д.) Днище корпуса турбогенератора:

- обломившиеся фрагменты листов активной стали (для машин с радиальными вентиляционными каналами);
- повышенное попадание масла во внутреннюю полость турбогенератора.

#### Б.2.3. Корзины лобовых частей обмотки.

а.) Система закрепления корзин лобовых частей:

- провисание корзин (зазоры между кронштейнами и бандажными кольцами);
- ослабление болтовых креплений кронштейнов;
- ослабление или обрывы шнуровых бандажных вязок;
- ослабление или выпадение дистанционных прокладок;
- вибрация бандажных колец относительно кронштейнов;
- разрушение замазки между коробками головок или стержнями;
- плотность прилегания и закрепление газоразделительных сегментов (для турбогенераторов с тангенциально-радиальной системой охлаждения).

б.) Изоляция лобовых частей стержней обмотки статора:

- зазоры между соседними лобовыми частями стержней;
- потертости корпусной изоляции дистанционными и межслоевыми прокладками;
- потертости о бандажные кольца;
- набухание изоляции и степень ее пропитки маслом (для микалентной-компаундированной изоляции);
- признаки перегрева изоляции (изменение цвета, наличие "сосулеч" битумного компаунда);
- наличие посторонних предметов.

в.) Головки лобовых частей стержней обмотки статора.

- следы перегрева в работе;
- разрывы шнуровых вязок на коробках;

- раскрытие коробок;
- входные и выходные отверстия стержней для машин с непосредственным водородным или масляным охлаждением обмотки статора.

г.) Фторопластовые шланги и закрепление коллекторов системы водяного охлаждения (для турбогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки):

- механические повреждения (надрезы, смятие, истирание);
- зазоры между шлангами;
- степень потемнения шлангов.

Б.2.4. Кольцевые соединительные шины.

- ослабление дистанционных прокладок, колодок и болтовых соединений;
- ослабление и обрыв шнуровых вязок;
- истирание изоляции и колодок в кронштейнах;
- наличие признаков повышенного нагрева;
- нарушение слоя маслостойкой эмали, покрывающей изоляцию шин.

Б.2.5. Металл ротора.

- следы коррозии, забоины и повреждения на поверхности;
- галтельные переходы: места перехода к меньшему диаметру;
- вентиляционные зубцы;
- кольцевые канавки;
- места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов.

Б.2.6. Лобовые части обмотки ротора (при однопосадочной конструкции бандажного узла).

- состояние концов гильз;
- признаки перегрева клиновых распорок на выходе из пазов;
- загрязнение изоляционных деталей;
- степень запыленности лобовых частей;
- целостность витковой изоляции;
- степень укорочения витков;
- наличие посторонних предметов;
- признаки перегрева подбандажной изоляции, между лобовыми частями катушек.

### **Б.3. Осмотр при выведенном роторе**

Основные зоны контроля.

Б.3.1. Торцевые зоны сердечника статора.

- а.) Гайки стяжных призм: состояние контровки и плотности затяжки.
- б.) Крайние пакеты сердечника:
  - плотность прилегания нажимных пальцев, вибрация листов активной стали на уровне дна паза, наличие трещин и обрывов листов;

- ослабление плотности прессовки, вибрация и выкрашивание листов активной стали, пробои листов о вентиляционные распорки;

- наличие посторонних предметов в вентиляционных каналах сердечника (при непосредственном водородном или воздушном охлаждении);

- наличие зашлифовок и забоин на поверхности расточки с признаками повышенного теплового нагрева в работе (цвета побежалости, обугливание пазовых клиньев, оплавление металла).

При осмотре крайних пакетов сердечника особое внимание необходимо уделять местам, где ранее проводились ремонтные мероприятия по восстановлению плотности прессовки с установкой стальных немагнитных клиньев или протезов.

Характерные признаки дефектов: наличие продуктов контактной коррозии в виде сгустков магнитной грязи черного цвета или пыли красно-бурого цвета на поверхности расточки.

Признаками ослабления плотности прессовки и начальной стадии разрушения запечки крайних пакетов являются растрескивание и отслоение покровной эмали на поверхности зубцов, а также проникновение ножа-щупа при надавливании усилием 3-5 кг на глубину 5-15 мм ниже уровня вентиляционных распорок или торца нажимного пальца (для крайних ступенек крайних пакетов).

#### Б.3.2. Поверхность расточки статора:

- ослабление пазовых клиньев;
- повреждение поверхности зубцов активной стали;
- наличие продуктов контактной коррозии активной стали;
- посторонние предметы в вентиляционных каналах сердечников;
- брызги алюминия на поверхности, обусловленные подплавлением пазовых клиньев ротора.

#### Б.3.3. Спинка сердечника статора.

а.) Стяжные призмы: плотность прилегания к активной стали.

б.) Система подвески сердечника корпусу статора: ослабление и разрушение элементов крепления активной стали к призмам и призм к полкам статора, трещины и повреждение сварных швов, появление зазоров в креплении пружин к раме и к корпусу (для турбогенераторов серии ТГВ).

Признаком неудовлетворительного вибрационного состояния элементов конструкции статора является наличие продуктов контактной коррозии (порошок красно-бурого цвета) на спинке и в расточке статора.

в.) Поверхность активной стали: состояние изоляционного лака, наличие коррозии листов.

г.) Вентиляционные каналы (для машин с радиальными каналами): проходимость вентиляционных каналов.

д.) Днище корпуса турбогенератора:

- наличие обломившихся частей листов активной стали (для машин с радиальными вентиляционными каналами);
- повышенное попадание масла во внутреннюю полость турбогенератора.

#### Б.3.4. Пазовая часть обмотки статора.

Плотность установки пазовых клиньев.

Для турбогенераторов с радиальными вентиляционными каналами:

- потертости корпусной изоляции;
- состояние уплотнения стержней в пазу (наличие прокладок на дне паза, межслоевых, гофрированного стеклотекстолита и т.п.);
- состояние асболовсановой ленты;
- перегрев изоляции (потеки битума, изменение цвета).

#### Б.3.5. Корзины лобовых частей обмотки.

а.) Система закрепления корзин лобовых частей:

- провисание корзин (зазоры между кронштейнами и бандажными кольцами);
- ослабление болтовых креплений кронштейнов;
- ослабление или обрывы шнуровых бандажных вязок;
- ослабление или выпадение дистанционных прокладок;
- вибрация бандажных колец относительно кронштейнов;
- разрушение замазки между коробками головок и стержнями обмотки;
- плотность прилегания и закрепление газоразделительных сегментов (для генераторов с тангенциально-радиальной системой охлаждения).

б.) Изоляция лобовых частей стержней обмотки статора:

- зазоры между соседними лобовыми частями;
- потертости корпусной изоляции дистанционными и межслоевыми прокладками;
- потертости о бандажные кольца;
- распухание изоляции и степень ее пропитки маслом (для микалентной-компаундированной изоляции);
- признаки перегрева изоляции (изменение цвета, наличие "сосулк" битумного компаунда).

в.) Головки лобовых частей стержней обмотки статора:

- следы перегрева в работе;
- разрывы шнуровых вязок на коробках;
- раскрытие коробок;
- для машин с непосредственным водородным и масляным охлаждением обмотки статора входные и выходные отверстия стержней.

г.) Фторопластовые шланги и закрепление коллекторов системы водяного охлаждения (для генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки):

- механические повреждения (надрезы, смятие, истирание);
- зазоры между шлангами;
- степень потемнения шлангов.

Б.3.5.\* Кольцевые соединительные шины:

---

\* Нумерация соответствует оригиналу. Здесь и далее. - Примечание изготовителя базы данных.

- ослабление дистанционных прокладок, колодок и болтовых соединений;
- ослабление и обрыв шнуровых вязок;
- истирание изоляции и колодок в кронштейнах;
- наличие признаков повышенного нагрева;
- нарушение слоя маслястойкой эмали, покрывающей изоляцию шин.

Б.3.6. Металл ротора:

- следы коррозии, забоины и повреждения на поверхности;

- галтельные переходы: места перехода к меньшему диаметру;
- вентиляционные зубцы;
- дно кольцевых канавок;
- места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов;
- большой зуб ротора в местах стука пазовых клиньев ротора (подкал металла, изменение цвета, цвета побежалости);
- посадочные места бандажных колец и втулок вентиляторов (коррозия, подкалы металла).

#### Б.3.7. Пазовая часть обмотки ротора:

- внешнее состояние пазовых клиньев;
- подвижность пазовых клиньев;
- наличие местных подплавлений клиньев;
- цвета "побежалости" меди (в роторах с форсированным охлаждением);
- наличие признаков перегрева и загрязнения подклиновых прокладок (в роторах с форсированным охлаждением);
- омеднение скосов подклиновых прокладок (в роторах с форсированным охлаждением);
- смещение прокладок витковой изоляции (в роторах с форсированным охлаждением);
- закупорка вентиляционных каналов (в роторах с форсированным охлаждением).

#### Б.3.8. Лобовые части обмотки ротора.

##### а.) Осмотр без снятия бандажных колец (при однопосадочной конструкции бандажного узла):

- состояние изоляционных гильз;
- признаки перегрева клиновых распорок на выходе из пазов;
- загрязнение изоляционных деталей;
- степень запыленности лобовых частей;
- целостность витковой изоляции;
- степень укорочения витков;
- наличие посторонних предметов;
- признаки перегрева подбандажной изоляции, между лобовыми частями катушек.

##### б.) Осмотр при снятых бандажных кольцах:

- состояние изоляционных гильз;
- перегрев изоляционных колодок, гильз и подбандажной изоляции;
- перегрев лака и витковой изоляции;
- степень запыленности лобовых частей и загрязнение изоляционных деталей;
- целостность и механический износ витковой изоляции;
- степень укорочения витков;
- наличие посторонних предметов;
- трещины в меди витков и перемычек;

- состояние отверстий вентиляционных каналов;
- состояние паек;
- состояние демпферной системы: изломы, подгары и т.п.

Б.3.9. Контактные кольца и токоподвод к лобовым частям обмотки:

- состояние изоляции контактных колец;
- равномерность износа и механические дефекты поверхности контактных колец;
- трещины, надрывы, надрезы, царапины на верхней пластине гибкого токоподвода;
- механические повреждения и дефекты резьбовых соединений токоподвода.

#### **Б.4. Заключение по результатам осмотра**

По результатам проведенного осмотра составляется протокол с указанием местоположения и оценкой степени опасности выявленных дефектов.

В случае выявления существенных дефектов при осмотре статора необходимо принять меры по их устранению или произвести вывод ротора для проведения более полного обследования.

Приложение В  
(рекомендуемое)

### **Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом**

Состояние прессовки активной стали является одним из основных показателей технического состояния статора турбогенератора. Наиболее опасным проявлением снижения плотности прессовки активной стали является разрушение зубцовых зон крайних пакетов. Процессы разрушения зубцов крайних пакетов особенно интенсивно протекают в турбогенераторах с незалеченными крайними пакетами, работающими в маневренных режимах по мощности и напряжению, в том числе в режимах недовозбуждения.

Несвоевременное выявление и устранение ослабления плотности прессовки в зубцовых зонах крайних пакетов приводит:

- к облому зубцов, повреждению корпусной изоляции обмотки, сопровождающемуся в ряде случаев тяжелыми авариями с последующей частичной или полной заменой обмотки статора;
- к сложному, малоэффективному восстановительному ремонту активной стали;
- к обширному разрушению активной стали и в конечном итоге к замене статора.

Контроль и оценку состояния плотности прессовки необходимо производить:

- с целью повышения надежности эксплуатации и продления срока службы турбогенераторов на основе выявления и устранения дефектов на ранней стадии развития;
- при оценке технического состояния статора с целью принятия обоснованного решения о целесообразности замены обмотки статора, продления срока службы и замены статора турбогенератора;
- при оценке технического состояния статора с целью определения допустимых режимов работы генераторов и соответствующих им сроков проведения ППР;
- с целью контроля качества выполненных ремонтов зубцовых зон крайних пакетов активной стали.

В основу метода ультразвукового контроля состояния плотности прессовки активной стали положена экспериментально установленная зависимость скорости распространения ультразвуковых колебаний поперек шихтованных пакетов от давления прессования. Для измерения времени хода ультразвука поперек листов активной стали должен применяться ультразвуковой прибор, предназначенный для измерения времени распространения продольных ультразвуковых колебаний на частотах 30-80 кГц теневым методом в том числе и в проводящих электрический ток материалах, датчики которого имеют конические инденторы (конуса) длиной 30-60 мм, конструкция которых позволяет обходиться при измерениях без контактной смазки. Измерения времени хода ультразвука производят путем прижатия конусов преобразователей к пакету активной стали с двух сторон усилием 3-5 кгс.



Оценка состояния зубцов крайних пакетов активной стали осуществляется на основании критериев, приведенных в СРМ Часть 1, п.6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96) [5].

Для оценки состояния зубцовых зон турбогенераторов, имеющих незапеченные крайние пакеты активной стали используются средние значения давления прессования в зубах трех незапеченных крайних пакетов и времени задержки на нажимных пальцах.

Для оценки состояния зубцовых зон турбогенераторов, имеющих запеченные крайние пакеты активной стали используются средние значения времени распространения ультразвуковых колебаний на единицу толщины пакета в запеченных пакетах, давления прессования в крайнем незапеченном пакете и времени задержки на нажимных пальцах.

Результаты измерений заносятся в таблицу (таблица В.1).

**Таблица В.1. Результаты измерения распространения ультразвуковых колебаний**

Зубец		Пакет 1+палец		Пакет 1	Пакет 2	Пакет 3
		время, мкс	время задержки на палец, мкс	время, мкс	время, мкс	время, мкс
1	а					
	б					
2	а					
	б					
N-1	а					
	б					
N	а					
	б					
Среднее						
Толщина пакета, мм						
$\tau$ , мкс/мм						
Скорость ультразвука, м/с						
Давление прессования, кг/см <sup>2</sup>						

## Методика проведения электромагнитного контроля изоляции листов активной стали статора турбогенератора

Настоящая методика регламентирует объем и порядок проведения испытаний по контролю состояния изоляции листов активной стали статора электрической машины электромагнитным методом с кольцевым намагничиванием при пониженной индукции 0,02-0,05 Тл.

Замыкание листов активной стали является одним из наиболее распространенных повреждений сердечника статора турбогенераторов. В практике эксплуатации довольно часто встречаются случаи ее повреждения, что приводит к возникновению очагов повышенного тепловыделения в месте дефекта, а в тяжелых случаях и к повреждению изоляции обмотки или сплавлению листов активной стали ("пожару железа"). Анализ повреждений показывает, что "пожар железа" развивается очень интенсивно, быстро охватывая значительную часть сердечника статора, несмотря на наличие периодически проложенных изоляционных прокладок и радиальных вентиляционных каналов. Поэтому своевременное выявление мест с поврежденной межлистовой изоляцией является важным мероприятием, позволяющим повысить надежность эксплуатации и продлить срок службы турбогенераторов на ТЭС.

Анализ опыта эксплуатации турбогенераторов показывает, что основными причинами появления замыканий листов активной стали являются:

- нарушение технологии изготовления (заусенцы на кромке листов, перепрессовка, неравная толщина вентиляционных распорок);
- забоины и зашлифовки, возникшие при ремонте (например, перекалиновке пазов статора), или в эксплуатации из-за попадания посторонних ферромагнитных предметов;
- разрушение межлистовой изоляции при вибрации листов (при ослаблении прессовки крайних пакетов активной стали);
- тепловое старение лакового слоя листов;
- оплавление активной стали при коротких замыканиях обмотки статора.

Проводимые в соответствии с "Объем и нормы испытаний электрооборудования" РД 34.45-51.300-97 [3] испытания стали статора кольцевым намагничиванием с индукцией 1,0 или 1,4 Тл имеют целый ряд существенных недостатков:

- низкую чувствительность к замыканиям на дне паза, в середине зубца и спинке сердечника;
- выявление дефектов при использовании пирометров или ощупывании поверхности расточки вручную во многом определяется опытом и тщательностью проведения работ исполнителями;
- метод имеет высокую трудоемкость, требует мощного трансформатора и обмотки намагничивания с большим сечением кабеля.

В настоящее время в отечественной и зарубежной практике эксплуатации все более широкое распространение получают новые методы контроля, использующие намагничивание сердечника при пониженной индукции 0,02-0,05 Тл (в зарубежных странах метод получил сокращенное наименование *ELCID*). Выявление и оценка степени опасности дефектов сердечника производится по искажению магнитного поля в области замыкания листов.

Для создания потока в активной стали используется намагничивающая обмотка, обеспечивающая кольцевое намагничивание с индукцией в яме сердечника 0,02-0,05 Тл. Для контроля параметров намагничивания и получения опорного значения фазы основного магнитного потока, как и при обычных испытаниях стали статора, используется контрольная обмотка.

Локация искажений магнитного поля может проводиться, например, с помощью разработанного в ВНИИЭ "Детектора замыкания листов", представляющий собой специализированный фазометр, который позволяет измерять сдвиг фаз между сигналом с датчика и ЭДС, наводящейся в контрольной обмотке, охватывающей весь сердечник, а также определять амплитуду падения магнитного потенциала. В качестве датчика прибора используется магнитный потенциометр ("пояс Роговского"), представляющий собой катушку с постоянным шагом намотки на немагнитном сердечнике постоянного поперечного сечения, выполненном в форме полукольца. Геометрические размеры потенциометра определяются в зависимости от конструкции зубцовой зоны сердечника статора турбогенератора.

Состояние изоляции листов активной стали статора и степень опасности выявленных местных замыканий оценивается по мощности дополнительного тепловыделения в зоне дефектов на основе критериев, представленных в таблице Г.1.

Таблица Г.1. Критерии оценки состояния сердечников статоров турбогенераторов по результатам ЭМК

Мощность доп. потерь в дефекте активной стали при рабочей индукции в ярме сердечника, (Вт)	Оценка состояния
Менее 20	хорошее
20-40	опасность повышения температуры в зоне дефекта выше норм установленных для испытаний стали статора с индукцией 1,0-1,4 Тл
40-70	опасность повышения температур в зоне дефекта выше норм эксплуатации генератора
70-120	опасность повреждения изоляции обмотки статора
Более 120	опасность развития "пожара" железа статора

Основные достоинства ЭМК:

- возможность выявления скрытых дефектов (например, на дне и боковой поверхности паза);
- регистрация измеренных данных позволяет оценивать динамику развития дефектов и степень деградации межлистовой изоляции;
- безопасность и удобство проведения (низкая мощность намагничивания, относительно небольшое сечение обмотки возбуждения, а также привлечение минимального персонала);
- отсутствует риск развития повреждения при проведении испытаний (например, в случае попадания постороннего предмета при замене стержней обмотки статора).

Разработанная методика ЭМК рекомендуется для проведения периодических испытаний стали статоров турбогенераторов в соответствии со сроками, установленными действующими "Объем и нормы испытаний электрооборудования" РД 34.45-51.300-97 [3]. После проведения ЭМК и удовлетворительном состоянии активной стали проведение испытаний методом кольцевого намагничивания с индукцией 1,0-1,4 Тл не требуется.

Приложение Д  
(рекомендуемое)

### **Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего турбогенератора**

Частичные разряды (ЧР), искрения и микродуги появляются в обмотке статора турбогенератора в следующих случаях:

- некачественное изготовление изоляции (неплотная намотка ленты, недостаточная пропитка и запечка, нарушение геометрических размеров и формы стержней обмотки);
- износ изоляции в процессе длительной эксплуатации (термическая и химическая деструкция органики, последствия термомеханических циклов и вибрации, попадание масла, влаги и загрязнение);
- возникновение местных дефектов изоляции (глубокие истирания лобовых частей посторонними предметами, повреждение полупроводящего покрытия);
- нарушение паяных и болтовых контактных соединений токоведущих частей;
- трещины, загрязнение и увлажнение проходных и опорных изоляторов турбогенераторного напряжения.

Устройство по контролю уровня ЧР состоит из датчика, измерительного прибора, кабелей присоединения датчика к

прибору, проводов передачи сигнала на щит управления. От места возникновения разряда по обмотке статора распространяются импульсы напряжения, которые принимаются датчиком и обрабатываются измерительным прибором.

Аппаратура устанавливается во время монтажа или ремонта турбогенератора, в процессе установки производится ее градуировка. После пуска турбогенератора отслеживается уровень помехи, производится настройка схемы ее подавления и выбор оптимальной чувствительности измерительного прибора. Аппаратура в настоящем исполнении самостоятельно не определяет характер и местонахождение дефекта, однако ее показания могут быть связаны с показаниями других каналов контроля состояния турбогенератора. Для определения места дефекта и его характера служит методика измерений разрядов на остановленных турбогенераторах, описание которой дается в приложении Е настоящих Методических указаний.

#### Приложение Е (рекомендуемое)

### Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта турбогенератора

Измерение уровня ЧР по пазам статора турбогенератора проводится во время ремонта турбогенератора с выводом ротора.

На обмотку статора по-фазно подается от постороннего источника напряжение 50 Гц, величиной не более  $U_{\phi}$ . Для измерений используются 2 датчика, которые устанавливаются по концам каждого проверяемого паза и вследствие дифференциальной схемы включения их приемных катушек реагируют только на ток ЧР в изоляции стержней данного паза. Датчики подключаются к коммутационному блоку, который содержит схему согласования и подавления случайной помехи, и подключается к специальному узкополосному микровольтметру.

Метод позволяет определить природу ЧР (т.е. разрядный промежуток, который они пробивают: "изоляция-изоляция", "изоляция-металл", "полупроводящее покрытие-металл", "металл-металл"), а также определить местонахождение ЧР [17]. Для этого один из датчиков передвигается вдоль паза - в момент прохождения его над местом ЧР показания аппаратуры скачком снижаются до нуля.

Для ЧР в полостях корпусной изоляции (промежутки "изоляция-изоляция" или "изоляция-медь") критерием опасного состояния является величина показаний измерительного прибора  $E > 300$  мкВ/м. ЧР в промежутке "полупроводящее покрытие-металл" означают отслоение под корпусной изоляцией регулирующей поле подложки от меди или ослабление крепления стержня в пазу. Возникновение интенсивных ЧР может быть вызвано, например, трещиной в проходных изоляторах, глубокими истираниями изоляции лобовых частей, сильным поверхностным загрязнением или увлажнением изоляции лобовых частей, опорных и проходных изоляторов генераторного напряжения.

#### Приложение Ж (рекомендуемое)

### Методика, критерии оценки и регламент выполнения работ по вибрационной диагностике технического состояния роторов турбогенераторов

#### Ж.1. Наличие витковых замыканий в обмотке ротора.

##### Ж.1.1. Причины возникновения.

Открытый доступ к меди витков для влаги и послеремонтной грязи; некачественный ремонт: небрежная укладка обмотки, ее продольные перемещения (протяжки) в пазах и лобовых частях, нарушения изоляции; неплотная укладка, допускающая смещение витков при вращении ротора; смещение обмотки в лобовых частях из-за недостаточного (некачественного) их расклинивания (именно в последней зоне, т.е. под бандажными кольцами - каппами - замыкания в одной катушке и даже замыкания между соседними катушками возникают чаще всего).

##### Ж.1.2. Особенности вибрационного проявления.

Обмотка возбуждения ротора турбогенератора состоит из нескольких катушек, витки которых уложены в пазах и изолированы как между собою, так и от стали ротора.

Витковые замыкания приводят к появлению теплового дисбаланса, зависящего от тока ротора, ослаблению и асимметрии магнитного поля в зазоре между ротором и статором. Тепловой дисбаланс вызывается тем, что в короткозамкнутых витках тепловыделение практически отсутствует, что приводит к прогибу ротора в сторону, противоположную короткозамкнутым виткам.

Степень воздействия витковых замыканий на вибрацию ротора зависит от числа короткозамкнутых витков и их расположения. Наибольшее влияние на вибрацию оказывают витковые замыкания вблизи полюсов. Замыкания витков в больших катушках практически не вызывают теплового прогиба и слабо влияют на электромагнитные силы в зазоре, вероятность их обнаружения методами вибродиагностики мала.

При отсутствии дополнительных факторов, влияющих на тепловыделение, тепловой прогиб развивается в плоскости, проходящей через середины полюсов (больших зубьев), поэтому дополнительный дисбаланс влияет на вибрацию опор на рабочей частоте и имеет в основном симметричный характер, а при выбеге из горячего состояния изменяет (увеличивает) вибрацию на первой критической частоте.

Однако в большинстве случаев из-за неодинаковой теплопроводности изоляции или наличия многочисленных "мерцающих" замыканий линия теплового прогиба представляет собой пространственную кривую, а тепловой дисбаланс включает и кососимметричную составляющую.

Типичная картина изменения параметров вибрации опор ротора генератора при наличии в его обмотке возбуждения витковых замыканий дана на Рисунке Ж.1 (во избежание загромождения на нем показаны только вертикальные составляющие; соотношения векторов влияния - произвольные). Векторы  $A_1^0$  и  $A_2^0$  \* соответствуют режиму холостого хода без возбуждения,  $A_1^B$  и  $A_2^B$  - режиму холостого хода с возбуждением. Переход от  $A_1^0$  к  $A_1^B$  и соответственно от  $A_2^0$  к  $A_2^B$  при включении возбуждения происходит скачкообразно. Векторы  $\Delta_1^M$  и  $\Delta_2^M$  характеризуют влияние несимметрии магнитного поля в зазоре между ротором и статором. Это т.н. "магнитные векторы":

$$\Delta_{ij}^M = A_{ij}^0 - A_{ij}^M = \Delta_{ij}^M / \varphi_{ij}^M, \quad (\text{Ж.1.1})$$

где

$i$  - номер опоры,  $i = 1, 2$ ;

$j$  - направление измерения: В - вертикальное, П - поперечное, О - осевое;

$\Delta_{ij}^M$  - модуль вектора  $\Delta_{ij}^M$ ;

$\varphi_{ij}^M$  - фазовый угол вектора  $\Delta_{ij}^M$ .

\* Здесь и далее величины, выделенные жирным шрифтом, являются векторными.

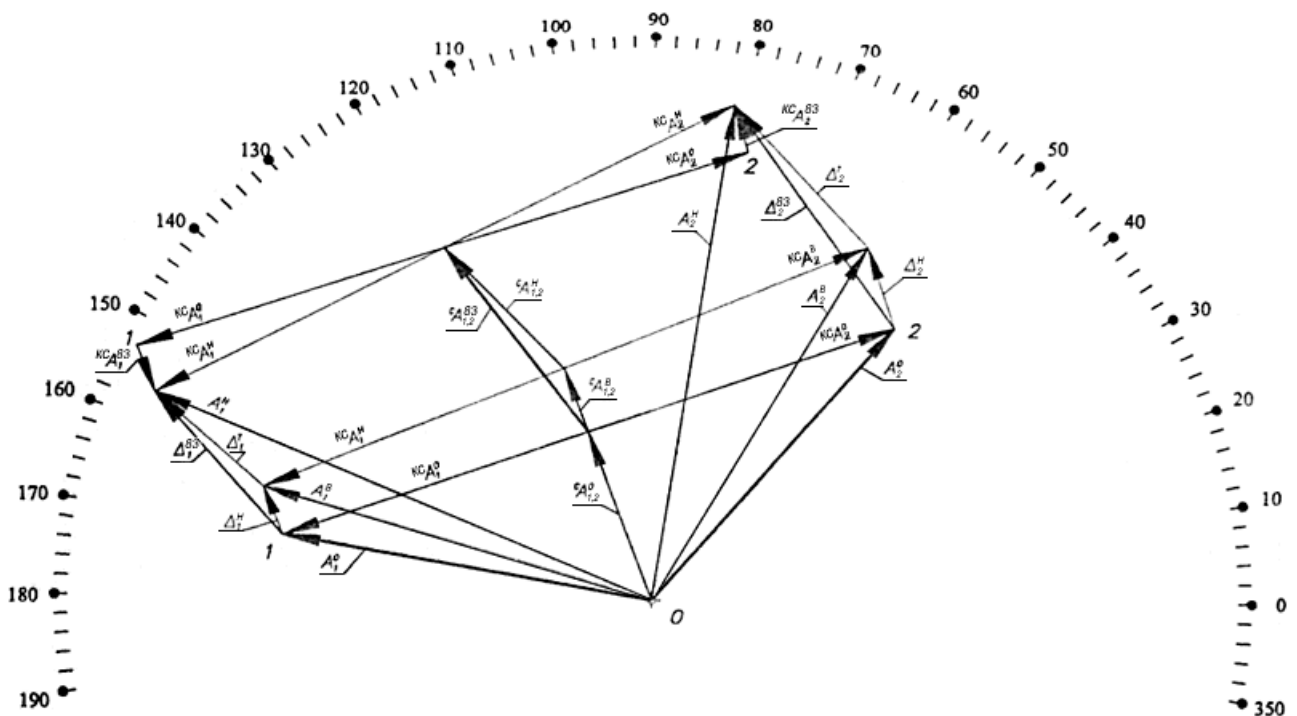


Рис.1. Изменения векторной вертикальной вибрации опор при наличии витковых замыканий

$A_{1,2}^0$

- холостой ход без возбуждения

$\overline{A_{1,2}^B}$  - холостой ход с возбуждением

$\overline{A_{1,2}^H}$  - номинальная нагрузка, номинальный ток ротора, установившийся режим

### Рисунок Ж.1

По воздействию на вибрационное состояние агрегата асимметрия магнитного поля эквивалентна действию некоторого дополнительного к начальному (исходному) дисбалансу, точнее, квазидисбалансу, возникающему в момент включения возбуждения и распределенному в плоскости полюсов ротора равномерно (магнитный дисбаланс). Как правило, его влияние на вибрацию на холостом ходу с возбуждением мало. Но при включении (без потерь времени) генератора в сеть на минимальную активную нагрузку и быстром подъеме реактивной нагрузки с последующим разгрузением магнитные векторы  $\Delta_{ij}^M$  выявляются более четко (ротор генератора в течение такого опыта должен оставаться холодным). Асимметрия магнитного поля усиливает возбуждение статора турбогенератора с удвоенной частотой (100 Гц). Поэтому результат сравнения состояний (тренд изменения) *холостой ход без возбуждения - холостой ход с возбуждением* по этому параметру (100 Гц) имеет значение для диагностики витковых замыканий в обмотке ротора.

После включения агрегата в сеть начинается интенсивный нагрев ротора, достигающий максимума при номинальной нагрузке и номинальном токе ротора. Вибрация опор при наличии замыканий претерпевает гораздо большие изменения. В установившемся режиме ей соответствуют векторы  $A_1^H$  и  $A_2^H$ . Векторы  $\Delta_1^T$  и  $\Delta_2^T$ , - т.н. "тепловые векторы" - характеризуют влияние на вибрацию опор тепловой асимметрии ротора, его тепловой деформации, т.е. его теплового дисбаланса. Соответственно векторы  $\Delta_1^{B3}$  и  $\Delta_2^{B3}$  говорят о влиянии суммарного (магнитного и теплового) дисбаланса от витковых замыканий. На рисунке показаны также симметричные и косимметричные составляющие вибрации, соответствующие исходному состоянию (холостой ход без возбуждения, векторы  $^C A_{1,2}^0$ ,  $^{KC} A_{1,2}^0$ ), холостому ходу с возбуждением ( $^C A_{1,2}^B$ ,  $^{KC} A_{1,2}^B$ ), а также воздействию суммарного дисбаланса, в результате витковых замыканий -  $^C A_{1,2}^{B3}$  и  $^{KC} A_{1,2}^{B3}$ .

#### Ж.1.3. Методика выявления.

##### Ж.1.3.1. Измеряемые параметры.

а.) размах и фаза оборотных составляющих виброперемещений опор подшипников и/или вала относительно подшипников:  $A_{ij}$ ,  $\varphi_{ij}$ ;

б.) составляющие виброскорости опор подшипников с удвоенной частотой вращения  $V_{ij2}$ ;

в.) ток ротора турбогенератора:  $I_p$ , А;

г.) значения активной и реактивной нагрузок:  $N_a$ , МВт и  $N_p$ , МВАр.

д.) температура охлаждающих сред.

##### Ж.1.3.2. Порядок измерений.

Измерения проводятся

а.) При наборе оборотов и выбеге

Режим измерений - непрерывный

Периодичность - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотных характеристик по оборотной составляющей вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

б.) На номинальной частоте вращения;

Режим измерений - непрерывный (независящий от режима работы)

Периодичность - не более 5 с.

Ж.1.3.3. Диагностические параметры.

Диагностическими параметрами наличия межвитковых замыканий в обмотке ротора являются следующие (Рисунок Ж.1):

а.)  $\Delta_{ij}^M$  - модули магнитных векторов  $\Delta_{ij}^M$ , вычисляются по формуле (Ж.1.1.);

б.)  $\varphi_{ij}^M$  - фазовые углы магнитных векторов  $\Delta_{ij}^M$ , вычисляются по формуле Ж.1.1;

в.)  $\beta_C$  - фазовый угол системы (пары) симметричных балансировочных грузов, компенсирующих симметричные составляющие вибрации опор от витковых замыканий ( ${}^C A_{ij}^{B3}$ );

$\beta_{KC}$  - фазовый угол системы кососимметричных балансировочных грузов, компенсирующих кососимметричные составляющие вибрации опор от витковых замыканий ( ${}^{KC} A_{ij}^{B3}$ ).

Эти параметры вычисляются в следующем порядке:

- вычисляются симметричные  ${}^C A_{ij}^{B3}$  и кососимметричные  ${}^{KC} A_{ij}^{B3}$ , составляющие вибрации, вызванной тепловым прогибом ротора от витковых замыканий

$${}^C A_{ij}^{B3} = (\Delta_{1j}^{B3} + \Delta_{2j}^{B3}) / 2 = {}^C A_j^{B3} / \varphi_j^C,$$

$${}^{KC} A_{ij}^{B3} = ({}^{KC} A_{ij}^0 - {}^{KC} A_{ij}^H) / 2 = {}^{KC} A_j^{B3} / \varphi_j^{KC},$$

где

$${}^{KC} A_1^0 = (A_{1j}^0 - A_{2j}^0) / 2$$

$${}^{KC} A_2^0 = (-A_{1j}^0 - A_{2j}^0) / 2;$$

- используя, динамические коэффициенты влияния систем симметричных и кососимметричных грузов на вибрацию опор в направлении  $j$  ( $B, \Pi$ )

$$\alpha_{ij}^C = \alpha_{ij}^C / \gamma_j^C$$

$$\alpha_{ij}^{KC} = \alpha_{ij}^{KC} / \gamma_j^{KC}$$

рассчитываются соответствующие системы корректирующих масс

$$P_j^C = -{}^C A^{B3} / \alpha^C = P_j^C / \beta_C,$$

$$P_j^{KC} = -{}^{KC} A^{B3} / \alpha^{KC} = P_j^{KC} / \beta_{KC},$$

где

$$\beta_j^C = \varphi_j^C - \gamma_j^C$$

$$\beta_j^{KC} = \varphi_j^{KC} - \gamma_j^{KC}$$

- определяются  $\beta_C$  и  $\beta_{KC}$  как

$$\beta_C = \beta_B^C + \beta_{II}^C / 2$$

$$\beta_{KC} = \beta_B^{KC} + \beta_{II}^{KC} / 2$$

Ж.1.3.4. Диагностические признаки наличия межвитковых замыканий.

Вероятность наличия межвитковых замыканий в обмотке возбуждения ротора генератора достаточно высока, если выполняются характерные изменения параметров вибрации опор при упоминавшихся выше опытах.

а.) Скачкообразное изменение векторов опор/вала при включении тока возбуждения ротора. Исходный режим - ротор холодный, холостой ход, измененный режим - холостой ход, ток ротора до 0,3 от номинального.

Модуль магнитного вектора по меньшей мере в одном направлении измерения на каждой опоре достигает значения  $Y(\Delta^M)$ , т.е.

$$\Delta_{ij}^M \geq Y(\Delta^M)$$

В качестве первого приближения предлагается использовать значение

$$Y(\Delta^M) = 5 \text{ мкм}$$

Значения  $Y(\Delta^M)$  для вибрации вала должны быть определены на основании опыта эксплуатации.

б.) Скачкообразное восстановление векторов вибрации холостого хода  $A_{ij}^0$  при отключении возбуждения.

в.) Изменение векторов вибрации опор/вала по мере нагружения турбоагрегата. Исходный режим - холодный ротор, холостой ход. Измененный режим - номинальная нагрузка, номинальный ток ротора, время работы под нагрузкой - до стабилизации теплового и вибрационного состояния (5-6 часов). Условие для выдачи диагноза "тепловой дисбаланс"

$$\Delta_{ij}^{B3} \geq Y(\Delta^{B3})$$

В качестве первого приближения для опор

$$Y(\Delta^{B3}) \geq 15 \text{ мкм}$$

г.) Близость значений расчетных углов установки корректирующих тепловой дисбаланс масс к фазовому углу  $\delta$  к плоскости середины полюсов ротора

$$\beta_C - \delta \leq \pm 15^\circ \quad (\text{Ж.1.2})$$

$$\beta_{KC} - \delta \leq \pm 15^\circ$$

Расчет корректирующих масс и углов их установки проводится также и при работе агрегата в базовом режиме в случае возникновения отчетливого тренда изменений векторов вибрации опор. При этом необходимо за исходные и измененные параметры вибрации использовать относящиеся к идентичным режимам работы. Сохранение соответствия условию (Ж.1.2.) можно связывать с изменением числа короткозамкнутых витков, т.е. его увеличением.

## Ж.2. Нарушение охлаждения ротора турбогенератора

### Ж.2.1. Причины возникновения.

Обмотка возбуждения ротора турбогенератора является источником мощного тепловыделения, которое передается на его тело. Система охлаждения призвана предотвращать перегрев ротора, но при этом она не должна допускать наличия асимметрии температурного поля. Существует ряд систем охлаждения (косвенная, самовентилиация, водяная), но нарушение симметрии вентиляции обмоток в любой из них приводит к местному перегреву ротора. Если вентиляция нарушена в нескольких местах, т.е. налицо локальные перегревы, тепловой прогиб может иметь сложную пространственную форму, а тепловой дисбаланс - вид от сосредоточенного до распределенного по различным формам изгибных колебаний ротора.



Поэтому компенсирующие тепловой дисбаланс системы корректирующих масс могут располагаться в любых осевых плоскостях ротора, а не вблизи плоскости полюсов.

Причины асимметрии вентиляции (охлаждения), как правило, одни и те же - частичная или полная закупорка (засорение или перекрытие) трактов (каналов) прохождения охлаждающего газа (воздух, водород) или воды.

#### Ж.2.2. Особенности вибрационного проявления.

Нарушение симметрии охлаждения приводит к тепловым прогибам ротора. Диаграмма изменений векторов в процессе развития теплового прогиба из-за асимметрии охлаждения принципиально такая же, как на Рисунке Ж.1, но с существенно большим влиянием кососимметричной составляющей дисбаланса.

Диагностическим признаком асимметрии охлаждения является зависимость вибрации от интенсивности процессов теплообмена или от разности температур между ротором и охлаждающим газом. При этом вибрация меняется как при повышении нагрузки, так и в случае резкого изменения температуры охлаждающего газа. От температуры ротора вибрация при этом не зависит.

#### Ж.2.3. Методика влияния.

##### Ж.2.3.1. Измеряемые вибрационные параметры.

а) среднеквадратические значения суммарной вибрации опор;

б) размах и фаза оборотных составляющих виброперемещений опор подшипников и/или вала относительно подшипников,  $A_{ij}, \varphi_{ij}$ .

##### Ж.2.3.2. Порядок измерений.

Измерения проводятся:

а.) При наборе оборотов и выбеге;

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотных характеристик по оборотной составляющей вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

б.) На номинальной частоте вращения;

Режим измерений - непрерывный (независящий от режима работы).

Периодичность - не более 5 с.

##### Ж.2.3.3. Диагностические параметры.

а.) Тепловые векторы вибрации. Вычисляются по формуле:

$$\Delta_{ij}^T = A_{ij}^H - A_{ij}^0 = \Delta_{ij}^T / \varphi_{ij},$$

где

$I$  - номер опоры,  $i = 1, 2$ ;

$j$  - направление измерения: В - вертикальное, П - поперечное, О - осевое;

$\Delta_{ij}^T$  - модуль вектора  $\Delta_{ij}^T$ ;

$\varphi_{ij}^T$  - фазовый угол вектора  $\Delta_{ij}^T$ ;

$A_{ij}^H$  - вектор вибрации в режиме номинальной нагрузки;

$A_{ij}^0$  - вектор вибрации в режиме холостого хода.

б.)  $\beta_C$  - фазовый угол системы (пары) симметричных балансировочных грузов, компенсирующих симметричные составляющие тепловых векторов  ${}^C \Delta_{ij}^T$ ;

$\beta_{KC}$  - фазовый угол системы кососимметричных балансировочных грузов, компенсирующих кососимметричные составляющие тепловых векторов  ${}^{KC} \Delta_{ij}^T$ .

Эти параметры вычисляются в следующем порядке:

- вычисляются симметричные  ${}^C \Delta_{ij}^T$  и кососимметричные  ${}^{KC} \Delta_{ij}^T$  составляющие вибрации, вызванной тепловым прогибом ротора:

$${}^C \Delta_{ij}^T = (\Delta_{1j}^T + \Delta_{2j}^T) / 2 = {}^C \Delta_j^T / \varphi_j^C$$

$${}^{KC} \Delta_{ij}^T = (\Delta_{1j}^T - \Delta_{2j}^T) / 2 = {}^{KC} \Delta_j^T / \varphi_j^{KC}$$

- используя динамические коэффициенты влияния систем симметричных и кососимметричных грузов на вибрацию опор в направлении  $j$  ( $B, \Pi$ ):

$$\alpha_{ij}^C = \alpha_{ij}^C / \gamma_j^C,$$

$$\alpha_{ij}^{KC} = \alpha_{ij}^{KC} / \gamma_j^{KC},$$

рассчитываются соответствующие системы корректирующих масс:

$$P_j^C = - {}^C A^{B3} / \alpha^C = P_j^C / \beta_C,$$

$$P_j^{KC} = - {}^{KC} A^{B3} / \alpha^{KC} = P_j^{KC} / \beta_{KC},$$

где

$$\beta_j^C = \varphi_j^C - \gamma_j^C$$

$$\beta_j^{KC} = \varphi_j^{KC} - \gamma_j^{KC}$$

- определяются  $\beta_C$  и  $\beta_{KC}$  как

$$\beta_C = \beta_B^C + \beta_\Pi^C / 2$$

$$\beta_{KC} = \beta_B^{KC} + \beta_\Pi^{KC} / 2$$

Ж.2.3.4. Диагностические признаки нарушения охлаждения ротора.

Вероятность наличия нарушения охлаждения ротора достаточно высока, если:

а.) Возникновение теплового прогиба (теплового дисбаланса) позволяет проводить расчеты систем корректирующих масс, компенсирующих этот дисбаланс. Расчеты следует проводить на различных режимах, но определяющим является режим номинальной нагрузки и номинального тока ротора. Если расчетные углы установки корректирующих масс больше фазового угла  $\delta$  плоскости полюсов

$$\beta_C - \delta > 15^\circ,$$

$$\beta_{КС} - \delta > 15^\circ,$$

(Ж.2.1)

то тепловой прогиб с большой вероятностью можно связать с нарушением охлаждения.

б.) При наличии местного дефекта охлаждения тепловые прогибы при нагреве ротора током и нагреве вентиляционными потерями, как правило, противоположны по фазе. Для получения дополнительного подтверждения диагноза проводится опыт, требующий отключения агрегата от сети на длительное время.

Опыт выполняется на холостом ходу или при минимальной нагрузке, не оказывающей влияния на вибрацию. При закрытых задвижках охлаждающей воды на газоохладители ротор следует нагревать минимальным током возбуждения до температуры меди примерно 100 °С. После этого температуру ротора стабилизируют без возбуждения в течение 1-2 ч. В процессе стабилизации температуры во всех сечениях ротора выравниваются и становятся близкими к температуре охлаждающего газа (70-80 °С). Нагрев и стабилизация ротора могут проводиться на пониженной частоте вращения. Если ротор вращается в среде воздуха, азота или углекислоты, то нагрев его происходит без тока возбуждения за счет вентиляционных потерь.

После стабилизации фиксируются параметры вибрации при номинальной частоте вращения, затем полностью открываются задвижки охлаждающей воды на газоохладители, при этом возникает нестационарный тепловой процесс с повышенной интенсивностью теплообмена. При наличии асимметрии охлаждения ротор получает тепловой прогиб, который потом по мере уменьшения температурного перепада и стабилизации теплового процесса выравнивается.

Для момента, когда тепловые векторы  $\Delta T_{1j}$  и  $\Delta T_{2j}$  достигают наибольшей величины, полезно рассчитать корректирующие массы и проверить условие (Ж.2.1).

По условиям эксплуатации отключение агрегата от сети на длительное время для проведения эксперимента может оказаться невозможным. В этом случае опыт можно проводить и при небольшой нагрузке, при этом следует учесть влияние исходной нагрузки на вибрацию.

### Ж.3. Неудовлетворительная балансировка ротора турбогенератора

Удовлетворительная балансировка (сбалансированность) ротора турбогенератора - это результат компенсации исходного дисбаланса до таких его значений, при которых вибрация опор в диапазоне проходных частот (0-50 Гц) и на номинальной частоте вращения при работе агрегата под нагрузкой не превышает допустимую. Соответственно при неудовлетворительной балансировке эти требования не соблюдаются частично или полностью. Несмотря на очевидность этого положения, оценивать качество балансировки ротора в составе валопровода более конкретно все еще следует по действующему ГОСТ 27870-88 [18]: "Результаты балансировки на месте изолированного ротора или системы роторов (валопровода) оценивают по максимальному значению составляющей вибрации с частотой, равной частоте вращения, полученному при измерении ее на всех опорах подшипников ротора в вертикальном, горизонтально-поперечном (по отношению к оси ротора) направлениях во всем диапазоне частот вращения ротора, при работе в режиме холостого хода и при номинальном режиме".

Балансировка ротора считается выполненной, если максимальное среднее квадратическое значение виброскорости составляющей вибрации на частоте, равной частоте вращения, опор подшипников при работе на холостом ходу не будет превышать  $C_0 \cdot V_e$ , а на критических частотах вращения -  $V_e$ .

По этому стандарту  $V_e = 4,5$  мм/с, а  $C_0 = 0,64$ , следовательно, СКЗ оборотной составляющей виброскорости не должно превышать на холостом ходу без возбуждения ротора турбогенератора 2,88 мм/с.

Однако соответствие требованиям этого ГОСТа на вибрацию на холостом ходу не гарантирует нормального вибросостояния турбогенератора при работе под нагрузкой. Следует считаться с высокой вероятностью действия факторов, влияющих как на суммарное СКЗ виброскорости, так и на его составляющую с частотой вращения. Поэтому вибрация опор с частотой вращения может, а часто и должна превышать на холостом ходу 2,9 мм/с, если нормализация вибросостояния турбогенератора под нагрузкой связана с необходимостью ухудшения его вибрации на холостом ходу. Находящийся на стадии согласования в пределах СНГ ГОСТ ИСО 11342:1998 "Вибрация. Методы и критерии балансировки гибких роторов" [19] в разделе 8 "Критерии оценки качества балансировки" трактует это положение вполне определенно: "В ряде документов нормативного характера установлены предельно допустимые значения вибрации машин с гибкими роторами, что, однако, не позволяет на их основе однозначно определить критерии приемки самих роторов, поскольку, как правило, не существует простой связи между дисбалансом ротора и вибрацией работающей машины. На амплитуду вибрации оказывает влияние множество факторов, таких как масса корпуса машины и основания, жесткость опор и фундамента, близость рабочей скорости к различным резонансным частотам, а также характеристики демпфирования".

### Ж.3.1. Причины возникновения.

Основной причиной неудовлетворительной сбалансированности роторов турбогенераторов является недостаточная или ошибочная компенсация механического дисбаланса при их низкочастотной (станочной) балансировке во время ремонта, а также в собственных подшипниках уже в составе валопровода (после ремонта или в процессе эксплуатации). Если при балансировке не создан запас против нормы на вибрацию, удовлетворительная сбалансированность ротора может со временем ухудшиться и сойти на нет из-за возникновения теплового дисбаланса вследствие витковых замыканий, ухудшения охлаждения и других причин.

### Ж.3.2. Особенности вибрационного проявления.

Допустимый уровень СКЗ вибрации подшипниковых опор турбоагрегатов, в том числе и опор турбогенераторов, определен ГОСТ 25364-97 [15], равен 4,5 мм/с и относится к установившемуся режиму работы агрегата под нагрузкой. На критических частотах, лежащих в рабочем диапазоне скоростей вращения СКЗ вибрации также не должно превышать 4,5 мм/с. Измеренное текущее суммарное СКЗ вибрации отображает воздействие на ее величину различных источников возбуждения в диапазоне частот от 10 до 1000 Гц. Под нагрузкой при суммарном СКЗ, равном 4,5 мм/с, вклад составляющей с частотой вращения, определяемой в основном дисбалансом ротора, составляет 80-95% на номинальной частоте вращения. Предельный же уровень оборотных составляющих вибрации, превышение которого выводит суммарное СКЗ виброскорости за пределы 4,5 мм/с, зависит не только от типа турбогенератора, он не совпадает на агрегатах одной серии из-за отличия вклада в него составляющих вибрации с частотой 100 Гц.

Ротеры турбогенераторов - гибкие, поэтому вибрационное проявление неудовлетворительной сбалансированности ротора зависит от отстройки критических частот - первой и второй - от рабочей частоты и распределения или сосредоточения остаточного дисбаланса.

При наличии кососимметричного дисбаланса на роторах турбогенераторов, для которых рабочая частота вращения **выше второй критической частоты** (генераторы быстроходных турбоагрегатов мощностью 300 МВт и более), вертикальная вибрация достигает максимума на второй критической частоте и имеет противофазный характер во всем диапазоне частот вращения. Фаза вертикальной вибрации на второй резонансной частоте составляет 120-170°, а на рабочей - 170-230°\*.

\* При условии, что фаза дисбаланса равна 0°.

При **симметричном дисбалансе** возникают резонансные колебания опор вблизи частоты вращения, соответствующей первой резонансной частоте колебаний. Вибрация практически синфазна во всем диапазоне частот вращения валопровода. Фаза вертикальной вибрации опор на первой критической частоте колебаний составляет 110-160°.

При расположении симметричного дисбаланса вблизи торцевых штатных плоскостей на роторе после перехода через резонанс фаза вертикальной вибрации опор возрастает и достигает 140-220°. Вибрация на рабочей частоте вращения может практически отсутствовать, если плоскости расположения дисбаланса нечувствительны к симметричному дисбалансу. Выше нечувствительной скорости фаза вибрации опор изменяет свое направление и составляет 10-80°. Рабочая частота вращения быстроходных турбоагрегатов выше нечувствительных скоростей для симметричного дисбаланса в крайних плоскостях роторов генераторов турбоагрегатов мощностью 200 МВт и выше.

При расположении симметричного дисбаланса вблизи середины ротора фаза вибрации опор после перехода через первую критическую частоту увеличивается и достигает на рабочей частоте вращения 190-280°.

При **расположении дисбаланса у одного из краев ротора** возникают резонансные колебания как вблизи первой, так и второй критических частот. На первой резонансной частоте вибрация имеет синфазный характер, фаза вертикальной вибрации опор составляет 105-175°. После перехода через первую критическую частоту вертикальная вибрация опоры, вблизи которой находится дисбаланс, резко уменьшается (часто до нуля), а фаза сначала увеличивается на 5-90° (в интервале 200-300 об/мин после резонансной частоты), а затем падает до 30-90°. Перед второй критической частотой фаза вертикальной вибрации этой опоры снова возрастает и достигает за резонансом 180-210°, а затем падает. Фаза вертикальной вибрации другой опоры после перехода через первую критическую частоту монотонно возрастает вплоть до рабочей частоты. На второй критической частоте роторов турбогенераторов фаза вибрации этой опоры составляет 300-360°, а на рабочей частоте вращения 340-360°. Указанная закономерность в изменении фазовых характеристик позволяет определить место расположения дисбаланса.

Дисбаланс консольного участка ротора турбогенератора проявляется в повышенной вибрации контактных колец. Однако повышенная вибрация консоли может быть связана с дисбалансом ротора турбогенератора, вызывающим его прогиб по второй или третьей форме изгиба, что особенно резко проявляется при близости рабочей частоты вращения к соответствующим критическим частотам. Поэтому повышенная вибрация консоли при удовлетворительном уровне вибрации опор турбогенератора указывает на неправильный выбор плоскостей коррекции (без учета колебаний консоли) при балансировке этого ротора, т.е. на допущенную методическую ошибку.

Тот же вывод может быть сделан в случае, когда рабочая частота вращения достаточно удалена от критических частот, если вибрация опор ротора турбогенератора, так же как и вибрация консоли, имеет повышенные значения.

Однако, если вибрация опор удовлетворяет нормам, а вибрация консоли повышенная, неудовлетворительно сбалансирована собственно консоль, ее остаточный дисбаланс велик. При консольной нечувствительной скорости дисбаланс консоли не влияет на ее колебания, однако изменяет вибрацию опор турбогенератора.

Удовлетворительная сбалансированность ротора турбогенератора может быть нарушена вследствие его тепловой асимметрии и асимметрии магнитного поля.

### Ж.3.3. Методика выявления.

#### Ж.3.3.1. Измеряемые вибрационные параметры.

Для выявления неудовлетворительной сбалансированности ротора турбогенератора следует измерять следующие параметры:

- суммарное СКЗ виброскорости опор,  $V_C$ ;

- СКЗ оборотной составляющей виброскорости опор в вертикальном и поперечном направлениях,  $V$ .

#### Ж.3.3.2. Неизмеряемые параметры.

- условно-предельное значение СКЗ оборотной составляющей виброскорости\*:

на критических частотах вращения -  $V_K^y$ ;

на холостом ходу без возбуждения -  $V_X^y$ ;

на холостом ходу с возбуждением -  $V_{XB}^y$ ;

под нагрузкой в установившемся режиме -  $V_H^y$ .

\* Величины условно-предельных СКЗ должны уточняться для каждого агрегата отдельно. В качестве первого приближения предлагается принять

$$V_K^y = 4,5 \text{ мм/с}, \quad V_X^y = 2,9 \text{ мм/с}, \quad V_{XB}^y = 3,6 \text{ мм/с}, \quad V_H^y = 3,8 \text{ мм/с}$$

#### Ж.3.3.3. Порядок измерений.

Измерения проводятся на наборе оборотов, работе на номинальной частоте вращения и выбеге.

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность измерений - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотных характеристик по оборотной составляющей вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

#### Ж.3.3.4. Диагностические параметры.

Оценка сбалансированности ротора турбогенератора осуществляется на основе анализа диагностических параметров вибрации его опор, - СКЗ оборотных составляющих виброскорости опор. Влияние остаточного дисбаланса других роторов валопровода на вибрацию опор турбогенератора с частотой вращения должно быть определено с помощью балансировочных расчетов и учтено при формировании выводов.

Диагностическими параметрами неудовлетворительной сбалансированности ротора турбогенератора являются:

а.) СКЗ оборотных составляющих виброскорости опор в вертикальном направлении на критических частотах,  $V_K$ .

б.) Разность условно-предельного и текущего СКЗ оборотных составляющих виброскорости опор в вертикальном направлении на критических частотах,  $\Delta V_K$ ;

$$\Delta V_K = V_K - V_K^y$$

в) СКЗ оборотных составляющих виброскорости на номинальной частоте вращения:

- на холостом ходу без возбуждения,  $V_X$ ;
- на холостом ходу с возбуждением,  $V_{XB}$ ;
- при работе под нагрузкой в установившемся режиме,  $V_H$ .

#### Ж.3.3.5. Диагностические признаки неудовлетворительной балансировки ротора турбогенератора.

Неудовлетворительная компенсация механического дисбаланса с большой вероятностью имеет место при выполнении следующих условий.

а.)  $\Delta V_K = V_K - V_K^y \geq 2$  мм/с

- недостаточная или неправильная компенсация механического дисбаланса, распределенного по соответствующей форме изгибных колебаний ротора.

б.)  $V_X > 2,9$  мм/с

- недостаточная компенсация дисбаланса, влияющего на вибрацию на номинальной частоте вращения.

в.)  $V_X \leq 2,9$  мм/с,  $V_{XB} > 3,6$  мм/с

- при балансировке ротора турбогенератора в собственных подшипниках не учтено влияние на вибрацию асимметрии магнитного поля в зазоре.

г.)  $V_X \leq 2,9$  мм/с,  $V_H > 3,8$  мм/с

- при балансировке ротора турбогенератора в собственных подшипниках не учтена зависимость вибрации на данном режиме от нагрузки (активной и реактивной).

д.)  $V_X \leq 2,9$  мм/с,  $V_H - V_X \geq 2$  мм/с

- тепловой дисбаланс ротора.

е.) В тех случаях, когда необходимо подтвердить наличие теплового прогиба и уточнить способ компенсации его влияния на вибрацию путем балансировки, выполняется опыт, включающий:

- быстрый сброс нагрузки и останов;
- охлаждение ротора турбогенератора;
- разворот до холостого хода и останов.

Если на критических частотах СКЗ оборотных составляющих виброскорости при выбеге из горячего состояния ( $V_K^{ГОР}$ ) и состояния холодного ( $V_K^{ХОЛ}$ ) отличается на 1 или более мм/с, т.е.

$$V_K^{ГОР} - V_K^{ХОЛ} \geq 1 \text{ мм/с,}$$

наличие теплового прогиба имеет высокую вероятность.

### Ж.4. Расцентровка опор подшипников

#### Ж.4.1. Причины возникновения.

Основными возможными причинами возникновения расцентровок, приводящим к значительным изменениям взаимного положения опор подшипников турбины и генератора, могут являться:

- просадка фундамента;
- тепловые деформации фундамента и опорных конструкций, в том числе и сезонные;

- ошибки монтажа и ремонта;
- износ баббитовой заливки опорных подшипников;
- значительные деформации ригеля фундамента и наклоны корпуса подшипника вследствие затрудненных тепловых расширений.

#### Ж.4.2. Особенности вибрационного проявления.

Расцентровка опор непосредственно не создает возбуждающих вибрацию сил, а приводит к изменению условий их проявления, в частности к изменению статических нагрузок на опоры и, как следствие, к увеличению или уменьшению жесткости и демпфирования масляной пленки подшипников скольжения. Значительные расцентровки опасны главным образом тем, что создают большие напряжения в соединительных болтах муфт и валах роторов, увеличивая тем самым вероятность их повреждения. В зависимости от локализации возбуждающих вибрацию сил, в первую очередь сил от дисбаланса, расцентровка может приводить как к увеличению, так и к уменьшению уровня вибрации на рабочих и критических частотах вращения, а также к смещению критических частот. При определенных условиях расцентровка может привести к возникновению низкочастотной вибрации. Из опыта эксплуатации и виброналадки турбоагрегатов известны многочисленные случаи, когда при весьма больших расцентровках изменения вибрации оказывались незначительными. В этой связи контроль расцентровок и их выявление с помощью только вибрационных параметров является малоэффективным и следует использовать такие параметры, которые либо опосредствованно позволяют оценивать изменение нагрузки на подшипник (по температуре баббита подшипника), либо непосредственно определять положение шейки в подшипнике.

#### Ж.4.3. Методика выявления.

##### Ж.4.3.1. Измеряемые параметры.

Для непрерывного контроля за расцентровками следует измерять следующие параметры:

- температуру баббита опорных подшипников;
- статические составляющие перемещений шейки вала относительно вкладыша в направлении установки датчиков относительных перемещений вала;
- мгновенные значения динамической составляющей перемещений шейки вала относительно вкладыша в направлении установки датчиков относительных перемещений вала;
- среднее квадратическое значение оборотной составляющей виброскорости опор подшипников в вертикальном направлении;
- размах оборотной составляющей относительных виброперемещений вала в вертикальном направлении;
- с.к.з. низкочастотной составляющей вибрации опор подшипников и/или размах низкочастотной составляющей относительных виброперемещений вала.

##### Ж.4.3.2. Порядок измерений.

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность измерений на номинальной частоте вращения - не более 5 с.

Периодичность измерений на выбеге - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотной характеристики по оборотной и двойной оборотной составляющих вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

##### Ж.4.3.3. Диагностические параметры.

Диагностическими параметрами значительной расцентровки являются следующие:

- а) Разность температур баббита двух смежных с муфтой подшипников  $\Delta T_{баб}$  :

$$\Delta T_{баб} = T_{Г} - T_{Г} \quad (Ж.4.1)$$

где:

$T_{Г}$  - температура баббита смежного с турбиной подшипника генератора;

$T_T$  - температура баббита смежного с генератором подшипника турбины.

б.) Минимальный динамический зазор в подшипнике между поверхностями шейки вала и баббита  $d_{\min}$ .

Значение  $d_{\min}$  вычисляется по формулам:

$$d_{B\min} = \frac{\Delta_{\Gamma}^2 + (\Delta_B / 2)^2}{\Delta_B} - \sqrt{\left( \frac{\Delta_{\Gamma}^2 - 3 \cdot (\Delta_B / 2)^2}{\Delta_B} + y_i \right)^2 + x_i^2},$$

$$d_{H\min} = \frac{\Delta_{\Gamma}^2 + (\Delta_B / 2)^2}{\Delta_B} - \sqrt{\left( \frac{\Delta_{\Gamma}^2 + (\Delta_B / 2)^2}{\Delta_B} + y_i \right)^2 + x_i^2} \quad (\text{Ж.4.2})$$

$$x_i = -[(Z2 - Z2_{\text{уст}}) \cdot \cos \alpha_2 - (Z1 - Z1_{\text{уст}}) \sin \alpha_1] - (x_i' \cdot \cos \alpha_2 - y_i' \cdot \sin \alpha_1)$$

$$y_i = -[(Z1 - Z1_{\text{уст}}) \cdot \cos \alpha_1 + (Z2 - Z2_{\text{уст}}) \sin \alpha_2] - (y_i' \cdot \cos \alpha_1 + x_i' \cdot \sin \alpha_2)$$

где

$d_{B\min}$  - минимальный динамический зазор между шейкой вала и баббитом верхнего вкладыша (Рисунок Ж.2);

$d_{H\min}$  - минимальный динамический зазор между шейкой вала и баббитом нижнего вкладыша;

$\Delta_{\Gamma}$  - горизонтальный зазор в подшипнике (по ремонтным формулам);

$\Delta_B$  - вертикальный зазор в подшипнике (по ремонтным формулам);

$x_i', y_i'$  - измеряемые мгновенные значения динамических составляющих перемещений цапфы вдоль осей установки датчиков относительных перемещений вала  $X', Y'$  (Рисунок Ж.2);

$Z2, Z1$  - измеряемые статические составляющие перемещений цапфы вдоль осей установки датчиков  $X', Y'$ ;

$Z2_{\text{уст}}, Z1_{\text{уст}}$  - установочные зазоры, измеренные на остановленной турбине;

$\alpha_1$  - угол установки датчика N 1;

$\alpha_2$  - угол установки датчика N 2.

в.) Критические частоты вращения роторов генератора и смежного с ним ротора турбины в вертикальном направлении измерений, определяемые по амплитудно- и фазочастотным характеристикам составляющей вибрации оборотной частоты на выбеге машины.



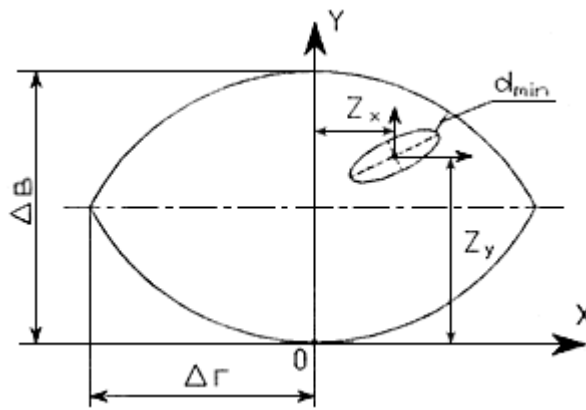


Рисунок Ж.2

#### Ж.4.3.4. Диагностические признаки расцентровки.

Вероятность значительной расцентровки между роторами турбины и генератора достаточно высока, если выполняются следующие условия.

- а.) Значение минимального динамического зазора в подшипнике меньше допустимого значения (уставки):

$$d_{\min} < Y(d_{\min}) \quad (\text{Ж.4.3})$$

- б.) Разность температур баббита смежных подшипников турбины и генератора превышает допустимое значение (уставку):

$$\Delta T_{\text{баб}} > Y(\Delta T_{\text{баб}}) \quad (\text{Ж.4.4})$$

в.) Уровень с.к.з. низкочастотной составляющей виброскорости опор подшипников и/или размаха низкочастотной составляющей относительных виброперемещений вала превышает допустимое значение:

$$V_{\text{еНЧВ}} \geq Y(V_{\text{еНЧВ}}); \quad S_{\text{НЧВ}} \geq Y(S_{\text{НЧВ}}) \quad (\text{Ж.4.5})$$

г.) В качестве дополнительного признака можно рассматривать изменение (повышение или снижение) значения первой и/или второй критической частоты вращения ротора турбогенератора на 30 об/мин и более.

д.) Для диагностирования расцентровки в качестве первого приближения предлагается использовать следующие допустимые значения (уставки):

$$Y(d_{\min}) = 70 \text{ мкм};$$

$$Y(\Delta T_{\text{баб}}) = 20 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Y(V_{\text{еНЧВ}}) = 1 \text{ мм/с};$$

$$Y(S_{\text{НЧВ}}) = 30 \text{ мкм}.$$

Допустимые значения должны уточняться и корректироваться на основании опыта эксплуатации каждого конкретного турбоагрегата.

### Ж.5. Дефекты сопряжения роторов (смещение и перекос осей полумуфт)

#### Ж.5.1. Причины возникновения.

Дефекты сопряжения роторов турбины и генератора, к которым относятся коленчатость (смещение) и излом (перекос) осей полумуфт, являются, главным образом, следствием некачественных ремонтных работ при насадке и сборке муфт. Известны случаи возникновения смещения осей (коленчатости) в результате значительных крутильных возмущений валопровода, например, при несинхронном включении генератора в сеть.

#### Ж.5.2. Особенности вибрационного проявления.

Дефекты сопряжения приводят к вибрации оборотной частоты под воздействием возникающих при этом кинематического возбуждения и дисбаланса. Кинематическая составляющая возбуждения вибрации определяет основные отличительные особенности данных дефектов, которые для гибких роторов, к которым относятся подавляющее большинство эксплуатируемых роторов турбогенераторов, наиболее явно проявляются на низких частотах вращения. Эти особенности характеризуются:

- при коленчатости осей - близкой к противофазной вибрацией смежных с муфтой опор или вала в сечениях, смежных с дефектной муфтой;

- при изломе осей - близкой к синфазной вибрацией смежных с муфтой опор или вала в сечениях, смежных с дефектной муфтой; при этом значения фаз вибрации в сечениях сопрягаемых роторов, удаленных от дефектной муфты, также близки, но отличаются от фаз вибрации в смежных с муфтой сечениях вала на величину, близкую к  $180^\circ$ .

### Ж.5.3. Методика выявления.

#### Ж.5.3.1. Измеряемые вибрационные параметры.

Для выявления дефектов сопряжения роторов следует измерять размах и фазу оборотной составляющей виброперемещений опор подшипников и/или вала относительно подшипников на частоте вращения валопровода, ниже первой критической. Важно также, чтобы выбираемая для диагностирования частота вращения не совпадала с возможными резонансами статорных элементов. При наличии измерений вибрации вала следует, в первую очередь, использовать данные этих измерений.

#### Ж.5.3.2. Порядок измерений.

Измерения производятся на наборе оборотов и выбеге.

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность измерений - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотной характеристики по оборотной составляющей вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

#### Ж.5.3.3. Диагностические параметры.

Диагностическими параметрами дефектов сопряжения роторов являются:

а) Абсолютная величина  $\Delta\varphi_{см}$  разности фаз оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала в сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, смежных с муфтой:

$$\Delta\varphi_{см} = |\varphi S1_{см1} - \varphi S1_{см2}|, \quad (Ж.5.1)$$

где:  $\varphi S1_{см1}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения смежной с муфтой опоры первого из сопрягаемых роторов;

$\varphi S1_{см2}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения смежной с муфтой опоры второго из сопрягаемых роторов;

б) Абсолютная величина  $\Delta\varphi_{уд}$  разности фаз оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала в сечениях сопрягаемых роторов, удаленных от муфты:

$$\Delta\varphi_{уд} = |\varphi S1_{уд1} - \varphi S1_{уд2}|, \quad (Ж.5.2)$$

где:  $\varphi S1_{уд1}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения удаленной от муфты опоры первого из сопрягаемых роторов;

$\varphi S1_{уд2}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения удаленной от муфты опоры второго из сопрягаемых роторов;

в) Абсолютная величина  $\Delta\varphi_{рот}$  разности фаз оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала в сечениях расположения опор сопрягаемого ротора

$$\Delta\varphi_{\text{рот}} = \left| \varphi S_{1_{\text{рот1}}} - \varphi S_{1_{\text{рот2}}} \right|, \quad (\text{Ж.5.3})$$

где:  $\varphi S_{\text{рот1}}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения опор сопрягаемого ротора, смежном с муфтой;

$\varphi S_{\text{рот2}}$  - фаза оборотной составляющей виброперемещений в сечении расположения опор сопрягаемого ротора, удаленном от муфты.

#### Ж.5.3.4. Диагностические признаки.

а.) Наличие смещения осей полумуфт (коленчатости) вероятно при выполнении следующих условий:

- повышенная оборотная вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в одном или обоих сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, смежных с муфтой:

$$S_{1_{\text{см1}}} \text{ и/или } S_{1_{\text{см2}}} > Y(S_1) \quad (\text{Ж.5.4})$$

- близкая к противофазной вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, смежных с муфтой:

$$|\Delta\varphi_{\text{см}} - 180| < Y(\Delta\varphi_{\text{см}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{см}} \leq 180, \quad (\text{Ж.5.5})$$

$$|\Delta\varphi_{\text{см}} - 540| < Y(\Delta\varphi_{\text{см}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{см}} > 180$$

б.) Наличие перекоса осей полумуфт вероятно при выполнении следующих условий:

- повышенная оборотная вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в одном или обоих сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, смежных с муфтой:

$$S_{1_{\text{см1}}} \text{ и/или } S_{1_{\text{см2}}} > Y(S_1) \quad (\text{Ж.5.6})$$

- повышенная оборотная вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в одном или обоих сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, удаленных от муфты:

$$S_{1_{\text{уд1}}} \text{ и/или } S_{1_{\text{уд2}}} > Y(S_1) \quad (\text{Ж.5.7})$$

- близкая к синфазной вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, смежных с муфтой:

$$\Delta\varphi_{\text{см}} < Y(\Delta\varphi_{\text{см}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{см}} \leq 180, \quad (\text{Ж.5.8})$$

$$|\Delta\varphi_{\text{см}} - 360| < Y(\Delta\varphi_{\text{см}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{см}} > 180$$

- близкая к синфазной вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в сечениях расположения опор сопрягаемых роторов, удаленных от муфты:

$$\Delta\varphi_{\text{уд1}} < Y(\Delta\varphi_{\text{уд}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{уд}} \leq 180, \quad (\text{Ж.5.9})$$

$$|\Delta\varphi_{\text{уд}} - 360| < Y(\Delta\varphi_{\text{уд}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{уд}} > 180$$

- близкая к противофазной вибрация вала и/или опор на заданной частоте вращения в сечениях расположения опор одного из сопрягаемых роторов, смежном и удаленном от муфты:

$$|\Delta\varphi_{\text{рот}} - 180| < Y(\Delta\varphi_{\text{рот}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{рот}} \leq 180, \quad (\text{Ж.5.10})$$

$$|\Delta\varphi_{\text{рот}} - 540| < Y(\Delta\varphi_{\text{рот}}), \text{ если } \Delta\varphi_{\text{рот}} > 180$$

в.) Допустимые значения (уставки) вибрационных параметров должны назначаться в зависимости от выбираемой частоты вращения, и с учетом опыта эксплуатации каждого конкретного турбоагрегата.

Если диагностирование проводится на частоте вращения, соответствующей прогреву турбины при пуске, то в качестве первого приближения целесообразно использовать следующие значения уставок для диагностических параметров:

- уставки для вибрационных параметров вала

$$Y(S1) = 60_{\text{мкм}}$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{см}}) = 30^\circ$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{уд}}) = 40^\circ$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{рот}}) = 40^\circ$$

- уставки для вибрационных параметров опор

$$Y(S1) = 15_{\text{мкм}}$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{см}}) = 40^\circ$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{уд}}) = 50^\circ$$

$$Y(\Delta\varphi_{\text{рот}}) = 50^\circ$$

г.) Если известна матрица динамических коэффициентов влияния всех возможных дефектов, вызывающих изменение оборотной вибрации, то выявление перекоса и смещения осей полумуфт, вплоть до количественной оценки дефекта, может быть выполнено специальным расчетом, основанном на использовании метода наименьших квадратов. Исходными данными для подобных расчетов являются векторные изменения оборотной вибрации, вызванные возникшим дефектом, а вероятный диагноз ставится по наибольшему из всех возможных значений коэффициентов соответствия изменения вибрации определенному динамическому коэффициенту влияния.

## Ж.6. Дефекты подшипников ротора турбогенератора

### Ж.6.1. Причины возникновения.

Дефекты подшипников возникают по различным причинам ремонтного и эксплуатационного характера.

Частичное подплавление и выплавление баббитовой заливки возникает вследствие нарушений в системе маслоснабжения подшипников.

К выкрашиванию и отслаиванию баббитовой заливки могут привести значительные динамические нагрузки ударного характера, возникающие, в частности, при интенсивной низкочастотной вибрации. Подобные дефекты могут также возникнуть вследствие некачественной заливки вкладышей баббитом.

Износ баббитовой заливки нижнего вкладыша, приводящий к искажению формы расточки, вызывается длительной наработкой в режиме вращения валопровода валоповоротным устройством.

Механическая неплотность закрепления вкладыша в установочных колодках является следствием недостаточного натяга и долговременного воздействия значительных динамических нагрузок.

### Ж.6.2. Особенности вибрационного проявления.

Механическая неплотность закрепления вкладыша подшипника, вследствие возникающих ударных, нагрузок, приводит к обогащению спектра вибрации опор подшипников. При этом, наряду с увеличением уровня оборотной, двойной оборотной и кратным им гармоническим составляющим вибрации, возникает составляющая, равная половине оборотной и кратные ей частотные составляющие, существенно возрастает суммарный уровень высокочастотной вибрации.

Износ баббитовой заливки в нижнем вкладыше часто приводит к возникновению низкочастотной вибрации, а также вызывает изменение траектории всплывания шейки вала в подшипнике, в частности уменьшение вертикального всплывания. На остановленной машине характерным при наличии износа является более низкое положение шейки вала в вертикальном

направлении по отношению к положению шейки, зарегистрированному сразу после ремонта, когда расточка подшипника гарантированно была в нормальном состоянии.

При подплавлении баббита обычно возникает значительный заброс температуры подшипника.

Другие дефекты подшипников оказывают незначительное влияние на параметры вибрации опор и вала в обычно используемом частотном диапазоне измерений до 1000 Гц. Возможности использования для диагностики подшипников скольжения высокочастотной части спектра (до 10 кГц) в настоящее время недостаточно обоснованы для практического применения.

Ж.6.3. Методика выявления.

Ж.6.3.1. Измеряемые вибрационные и режимные параметры.

Для выявления дефектов подшипников следует контролировать следующие параметры:

- температуру баббита опорных подшипников;
- статическую составляющую перемещений шейки вала относительно вкладыша в направлении установки датчиков относительных перемещений вала;
- среднеквадратические значения низкочастотной и высокочастотной составляющих виброскорости опор подшипников, гармонические составляющие виброскорости с двойной частотой вращения.

Ж.6.3.2. Порядок измерений.

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность измерений на номинальной частоте вращения - не более 5 с.

Периодичность измерений на выбеге и наборе оборотов - обеспечивающая регистрацию траектории всплытия шейки вала в подшипнике с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

Ж.6.3.3. Диагностические параметры.

Для выявления дефектов подшипников используются следующие диагностические параметры:

а.) Изменение положения шейки вала в подшипнике на остановленном турбоагрегате в вертикальном направлении по отношению к положению шейки, зарегистрированном при нормальном состоянии расточки. Данный диагностический параметр  $Z_y$  определяется по формуле:

$$Z_y = -[(Z1 - Z1_{уст}) \cdot \cos \alpha_1 + (Z2 - Z2_{уст}) \sin \alpha_2] \quad (Ж.6.1)$$

где:

$Z2, Z1$  - измеряемые на остановленном турбоагрегате значения статических составляющих перемещений цапфы вдоль осей установки датчиков  $X', Y'$ ;

$Z2_{уст}, Z1_{уст}$  - установочные зазоры, измеренные на остановленной турбине после монтажа или ремонта вдоль осей установки датчиков  $X', Y'$ ;

$\alpha_1$  - угол установки датчика N 1;

$\alpha_2$  - угол установки датчика N 2.

Ж.6.3.4. Диагностические признаки дефектов подшипников.

а.) Износ баббитовой заливки подшипника вероятен при выполнении условий:

$$Z_y \leq 0, |Z_y| \geq Y(Z_y) \quad (Ж.6.2)$$

то есть в том случае (Рисунок Ж.3.), когда, с одной стороны, изменение положения шейки вала в подшипнике на остановленном турбоагрегате становится числом отрицательным (текущее положение шейки ниже, чем после ремонта), а с

другой - абсолютная величина этого изменения превышает заданное предельное значение  $Y(Z_y)$ .

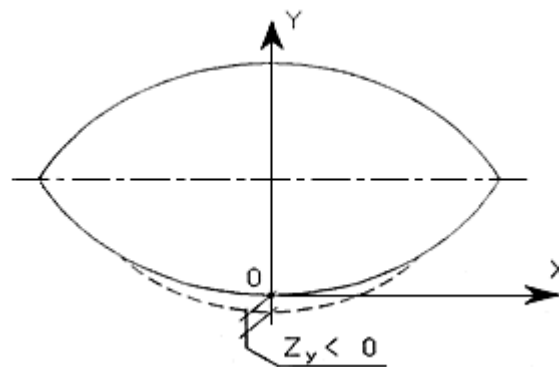


Рисунок Ж.3

Дополнительным признаком наличия износа (или основным, если отсутствуют измерения по валу) является возникновение низкочастотной вибрации:

$$V_{НЧВ} \geq Y(V_{НЧВ}), \quad (Ж.6.3)$$

где:  $V_{НЧВ}$  - текущее среднее квадратическое значение низкочастотной составляющей виброскорости опоры подшипника;

$Y(V_{НЧВ})$  - допустимое значение (уставка) на СКЗ низкочастотной составляющей виброскорости опоры подшипника.

б.) Механическая неплотность закрепления вкладыша в опоре может характеризоваться следующими условиями, которые должны подтверждаться в течение достаточно длительного интервала времени:

$$V_{ВЧВ} \geq Y(V_{ВЧВ}), \quad V_{НЧВ} \geq Y(V_{НЧВ}), \quad V1 \geq Y(V1), \quad V2 \geq Y(V2), \quad (Ж.6.4)$$

где:  $V_{ВЧВ}$  - текущее среднее квадратическое значение высокочастотной составляющей виброскорости опоры подшипника;

$V1$  - текущее среднее квадратическое значение оборотной составляющей виброскорости опоры подшипника;

$V2$  - текущее среднее квадратическое значение двойной оборотной составляющей виброскорости опоры подшипника;

$Y(...)$  - допустимое значение (уставка) на СКЗ соответствующего вибрационного параметра.

Дополнительным признаком механической неплотности является нестабильность фазы оборотной вибрации.

в.) Для выявления дефектов подшипников в качестве первого приближения предлагается использовать следующие допустимые значения (уставки):

$$Y(Z_y) = 50 \text{ мкм};$$

$$Y(V_{НЧВ}) = 1 \text{ мм/с};$$

$$Y(V_{ВЧВ}) = 3 \text{ мм/с};$$

$$Y(V2) = 1,5 \text{ мм/с};$$

$$Y(V1) = 4,5 \text{ мм/с}.$$

Допустимые значения должны уточняться и корректироваться на основании опыта эксплуатации каждого конкретного турбоагрегата.

## Ж.7. Трещина в роторе турбогенератора

### Ж.7.1. Причины возникновения.

Основными возможными причинами возникновения трещин в валах являются:

- конструктивные несовершенства, обусловленные недостаточной проработкой вопросов динамической прочности элементов роторов, предназначенных для работы в условиях совместного действия статических и динамических нагрузок при наличии различного рода концентраторов, коррозионно-активной паровой среды и фреттинг-коррозии;
- недостаточные свойства материалов, связанные с несовершенством или нарушениями технологии изготовления, такие как зольная ликвация, малая вязкость, большие остаточные напряжения, недостаточная прочность;
- дефекты материалов в виде усадочных раковин, газовых пузырьков, микротрещин;
- ошибки, допущенные при монтаже и ремонте.

### Ж.7.2. Особенности вибрационного проявления.

Механизм влияния неосесимметричной поперечной трещины на вибрацию турбоагрегата связан с параметрическим возбуждением колебаний вследствие периодического изменения жесткости ротора при его вращении. При периодическом открытии и закрытии трещины под действием веса вала при его вращении возбуждаются и изменяются по мере развития трещины, главным образом, амплитуды и фазы оборотной и двойной оборотной составляющих колебаний вала.

Периодическое изменение жесткости вала приводит также к изменению уровней и фаз оборотной составляющей вибрации на основных критических скоростях вращения и двойной оборотной составляющей на критических скоростях вращения 2-го рода, приблизительно равных половине основных критических скоростей. Кроме того, снижение жесткости вала при развитии трещины приводит к уменьшению собственно значений критических скоростей.

Практически не влияет на вибрацию развитие в теле вала кольцевой трещины, вызывая лишь снижение критических скоростей.

Неосесимметричная трещина также может не влиять на вибрацию, если при вращении вала она постоянно закрыта под действием осевых сжимающих напряжений, превышающих напряжения от веса ротора. Если же в зоне развития трещины действуют осевые растягивающие напряжения, то изменения вибрации, в частности оборотной ее составляющей, могут быть весьма велики вследствие возникающего при этих условиях прогиба ротора. Остаточный прогиб ротора, а следовательно и значительная оборотная вибрация могут возникнуть вследствие пластической деформации в окрестности острия трещины.

Отечественный и зарубежный опыт теоретических и экспериментальных исследований влияния трещин на вибрацию роторов, в том числе и опыт эксплуатации роторов турбоагрегатов с трещинами, свидетельствует о том, что даже при развитии трещин до значительных размеров (30% сечения вала и более) изменения вибрации на номинальной частоте вращения могут быть невелики (при отсутствии прогиба вала) и соизмеримы с влиянием на вибрацию параметров режима, других эксплуатационных и конструктивных факторов. К числу последних относится, в частности, неравножесткость валов турбогенераторов.

Таким образом, задача контроля трещин в роторах турбогенераторов на рабочих частотах вращения состоит в выявлении достаточно малых изменений характерных вибрационных параметров в условиях постоянно действующих помех. В то же время, вызываемые развитой трещиной изменения вибрации при выбеге машины на критических скоростях вращения 1-го и 2-го рода могут быть весьма существенными. При таких условиях вибрационный контроль должен рассматриваться, прежде всего, не как средство выявления трещины на ранней стадии ее развития, а как средство предотвращения аварии из-за разрушения ротора.

Отмеченные особенности вибрационного проявления трещины требуют реализации непрерывного контроля за их развитием в составе автоматизированных систем вибромониторинга и диагностики.

Ж.7.3. Методика выявления развивающейся трещины при эксплуатации турбоагрегата на режиме с номинальной частотой вращения.

#### Ж.7.3.1. Измеряемые вибрационные и режимные параметры:

- среднее квадратическое значение оборотной составляющей виброскорости опор подшипников и/или размах оборотной составляющей относительных виброперемещений вала в вертикальном направлении;
- фаза оборотной составляющей виброскорости опор подшипников и/или виброперемещений вала в вертикальном направлении;
- среднее квадратическое значение двойной оборотной составляющей виброскорости опор подшипников и/или размах двойной оборотной составляющей относительных виброперемещений вала в вертикальном направлении;
- фаза двойной оборотной составляющей виброскорости опор подшипников и/или виброперемещений вала в вертикальном

направлении;

- активная мощность турбогенератора;
- реактивная мощность турбогенератора.

Ж.7.3.2. Порядок измерений.

Режим измерений - непрерывный.

Периодичность измерений на номинальной частоте вращения - не более 5 с.

Периодичность измерений на выбеге - обеспечивающая регистрацию амплитудно- и фазочастотной характеристики по оборотной и двойной оборотной составляющих вибрации с дискретностью по частоте вращения не более 20 об/мин.

Ж.7.3.3. Диагностические параметры

Для выявления наличия поперечной трещины при эксплуатации турбоагрегата на номинальной частоте вращения предлагается определять следующие параметры:

- среднее геометрическое векторных значений вибрации, вычисляемых по  $k$  значениям амплитуд и фаз оборотной составляющей вибрации, измеренным за интервал времени  $\Delta T$

$$\bar{V}1_{cp} = \sum_{i=1}^{i=K} \bar{V}1_i, \quad \bar{S}1_{cp} = \sum_{i=1}^{i=K} \bar{S}1_i \quad i = 1, 2, \dots, K \quad (Ж.7.1)$$

- среднее геометрическое векторных значений вибрации, вычисляемых по  $k$  значениям амплитуд и фаз двойной оборотной составляющей вибрации, измеренным за интервал времени  $\Delta T$

$$\bar{V}2_{cp} = \sum_{i=1}^{i=K} \bar{V}2_i, \quad \bar{S}2_{cp} = \sum_{i=1}^{i=K} \bar{S}2_i \quad i = 1, 2, \dots, K \quad (Ж.7.2)$$

В выражениях (Ж.7.1.) и (Ж.7.2.) обозначено:

$V1, S1$  - оборотные составляющие виброскорости опор подшипников и размахов виброперемещений вала соответственно;

$V2, S2$  - двойные оборотные составляющие виброскорости опор подшипников и размахов виброперемещений вала соответственно.

В процессе эксплуатации турбоагрегата на номинальной частоте вращения непрерывно через интервалы времени  $\Delta T$  вычисляется последовательность значений текущих параметров (Ж.7.1.) и (Ж.7.2.). Одному из этих значений, измеренному на начальном этапе эксплуатации после монтажа или ремонта турбогенератора, присваивается статус базового значения. Базовые значения должны пересчитываться после проведения любых ремонтных работ, оказывающих влияние на вибрационное состояние турбогенератора.

На каждом цикле контроля определяются текущие значения диагностических параметров, представляющие собой модули векторной разности текущих и базового значений

$$\Delta V1_j = \left| \bar{V}1_{cp} - \bar{V}1_{баз} \right|_j, \quad (j = 1, 2, \dots, J) \quad (Ж.7.3)$$

$$\Delta V2_j = \left| \bar{V}2_{cp} - \bar{V}2_{баз} \right|_j \quad (Ж.7.4)$$

Контроль по изменениям средних за цикл значений характерных вибрационных параметров позволяет повысить эффективность выявления трещины. Чтобы свести к минимуму влияние режима эксплуатации, определение диагностических параметров по выражениям (Ж.7.3.) и (Ж.7.4.) следует выполнять в задаваемых диапазонах изменения режимных параметров, оказывающих влияние на двойную оборотную и оборотную составляющие вибрации.

Ж.7.3.4. Диагностические признаки трещины.

Наличие развитой поперечной трещины в вале ротора турбогенератора возможно, если выполняются следующие условия.



а.) Модули векторной разности текущих и базового значений для оборотной и двойной оборотной составляющих вибрации превышают задаваемые допустимые значения (уставки):

$$\Delta V1_j \geq Y_{cm}(\Delta V1), \quad (Ж.7.5)$$

$$\Delta V2_j \geq Y_{cm}(\Delta V2). \quad (Ж.7.6)$$

б.) Имеет место рост (монотонный) во времени модулей векторной разности текущих и базового значений:

$$\Delta V1_j \geq \Delta V1_{j-q} + d \geq \Delta V1_{j-2q} + d \geq \Delta V1_{j-4q} + d, \quad (Ж.7.7)$$

$$\Delta V2_j \geq \Delta V2_{j-q} + d \geq \Delta V2_{j-2q} + d \geq \Delta V2_{j-4q} + d, \quad (Ж.7.8)$$

где  $d$  - задаваемая константа, например,  $d = 0,1$  мм/с.

$q$  - индекс, определяющий временные сдвиги, равные  $q \cdot 2\Delta T$  и  $q \cdot 4\Delta T$ , между диагностическими параметрами.

При одновременном выполнении всех условий (Ж.7.5)-(Ж.7.8) хотя бы по одному каналу измерения вертикальной вибрации опор подшипников (или вала) турбогенератора, должна инициироваться предупредительная сигнализация первого уровня, а также вычисляться и запоминаться средняя скорость роста диагностических параметров:

$$U1_j = (\Delta V1_j - \Delta V1_{j-4q}) / 4 \cdot \Delta T, \quad (Ж.7.9)$$

$$U2_j = (\Delta V2_j - \Delta V2_{j-4q}) / 4 \cdot \Delta T. \quad (Ж.7.10)$$

В случаях, если на последующих циклах контроля, помимо одновременного выполнения условий (Ж.7.5)-(Ж.7.8) окажется, что скорость роста диагностических параметров продолжает увеличиваться

$$U1_{j+n} \geq U1_j \cdot (1 + f), \quad U2_{j+n} \geq U2_j \cdot (1 + f), \quad (Ж.7.11)$$

где  $f$  - задаваемая константа,

то должна инициироваться предупредительная сигнализация второго уровня, которая в обязательном порядке должна содержать рекомендацию на останов турбоагрегата для выполнения уточненного диагностического анализа на критических скоростях вращения по зарегистрированным амплитудно- и фазочастотным характеристикам вибрации на выбеге машины.

в.) Для выявления развитой трещины в качестве первого приближения предлагается использовать следующие допустимые значения (уставки) и константы:

$$K = 1000;$$

$$U_{ст}(V1) = 0,3 \text{ мм/с (для виброскорости опор подшипников);}$$

$$U_{ст}(S1) = 10 \text{ мкм (для размаха относительных виброперемещений вала);}$$

$$d = 0,1 \text{ мм/с (для опор);}$$

$$d = 3 \text{ мкм (для вала);}$$

$$f = 1,3;$$

$$q = 6.$$

Применительно к каждому конкретному турбоагрегату допустимые значения (уставки) и константы, должны уточняться и корректироваться на основании опыта его эксплуатации.

#### Ж.7.4. Методика выявления развивающейся трещины по АФЧХ вибрации, зарегистрированной на выбеге

##### Ж.7.4.1. Измеряемые вибрационные и режимные параметры:

- размах оборотной составляющей относительных виброперемещений вала и/или опор подшипников в вертикальном направлении;
- фаза оборотной составляющей виброперемещений вала и/или опор в вертикальном направлении;
- размах двойной оборотной составляющей относительных виброперемещений вала и/или опор в вертикальном направлении;
- фаза двойной оборотной составляющей виброперемещений вала и/или опор в вертикальном направлении;
- частота вращения.

##### Ж.7.4.2. Порядок измерений.

Режим измерений должен в автоматическом режиме обеспечивать регистрацию АФЧХ каждого выбега машины, связанного с плановыми либо неплановыми остановами.

Периодичность измерений на выбеге должна обеспечивать регистрацию амплитудно- и фазочастотной характеристики по оборотной и двойной оборотной составляющим вибрации с минимально возможной дискретностью по частоте вращения, но не более 20 об/мин.

Типичные АЧХ выбега по оборотной и двойной оборотной составляющим вибрации опоры турбогенератора представлены на Рисунке Ж.4., для иллюстрации критических частот вращения 1-го и 2-го рода.

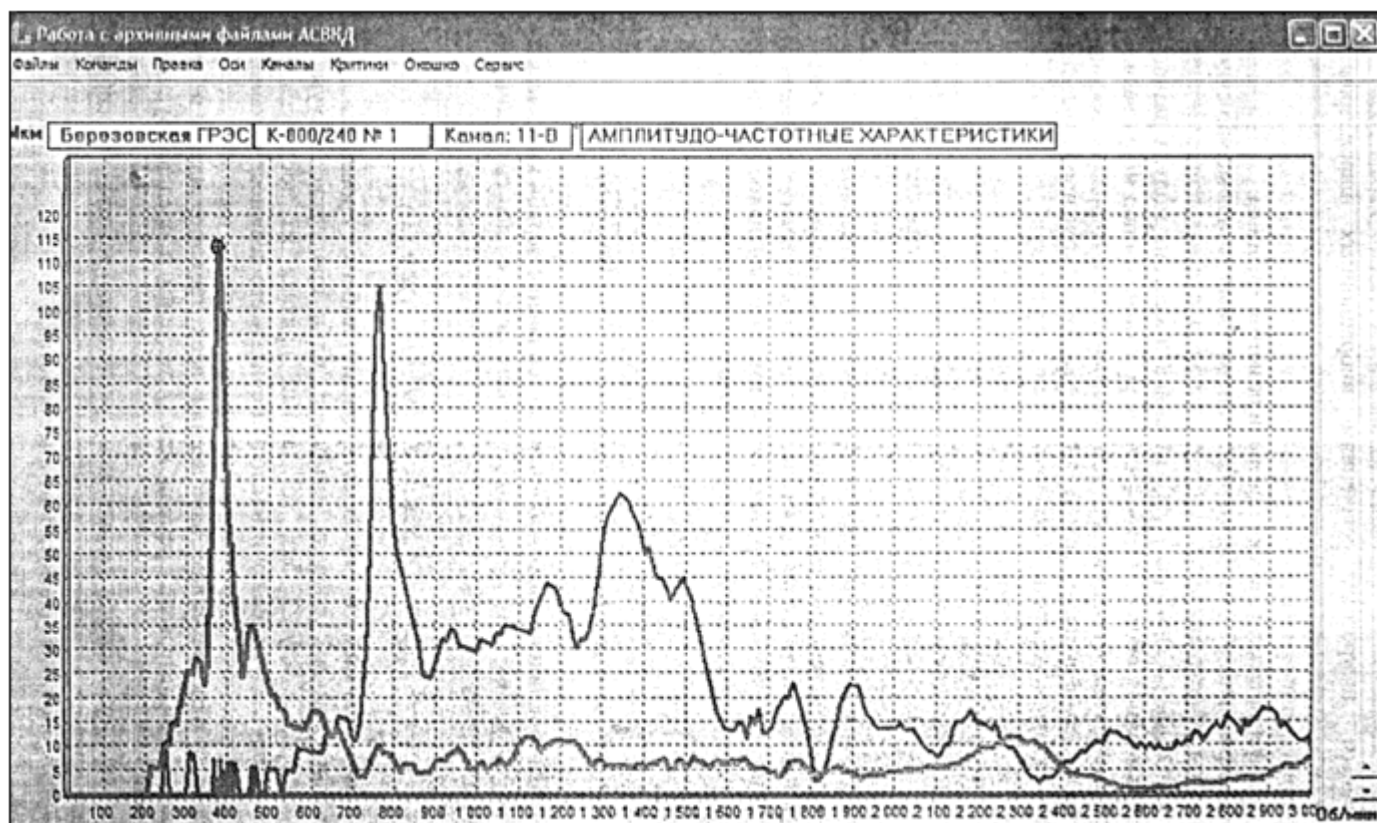


Рисунок Ж.4

##### Ж.7.4.3. Диагностические параметры.

Для диагностики поперечной трещины на режиме выбега предлагается определять следующие диагностические параметры:

- первая критическая частота вращения 1-го рода ротора турбогенератора;
- вторая критическая частота вращения 1-го рода ротора турбогенератора;

- первая критическая частота вращения 2-го рода ротора турбогенератора;
- вторая критическая частота вращения 2-го рода ротора турбогенератора;
- размах оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на первой критической частоте вращения первого рода;
- фаза оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на первой критической частоте вращения первого рода;
- размах оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на второй критической частоте вращения первого рода;
- фаза оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на второй критической частоте вращения первого рода;
- размах двойной оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на первой критической частоте вращения второго рода;
- фаза двойной оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на первой критической частоте вращения второго рода;
- размах двойной оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на второй критической частоте вращения второго рода;
- фаза двойной оборотной составляющей виброперемещений опор и/или вала на второй критической частоте вращения второго рода;

Для уточнения значений диагностических параметров по измеренным дискретным значениям вибрационных параметров в окрестности критических частот вращения целесообразно использовать квадратичную интерполяцию.

#### Ж.7.4.4. Диагностические признаки развитой трещины.

О вероятном наличии развитой трещины в вале ротора можно судить по следующим признакам:

а.) Основной признак - существенное изменение модуля разности векторов двойной оборотной составляющей вибрации опор и/или вала на первой и/или второй критических частотах вращения 2-го рода на текущем выбеге по сравнению с предшествующим (относительное изменение модуля векторной разности превышает заданную уставку).

$$\frac{|\bar{S}_{212_{\text{мек}}} - \bar{S}_{212_{\text{пред}}}|}{S_{212_{\text{пред}}}} \geq Y(\Delta\tilde{S}_{212}) \quad (\text{Ж.7.12})$$

б.) Первый дополнительный признак - существенное изменение модуля разности векторов оборотной составляющей вибрации опор и/или вала на первой и/или второй критических частотах вращения на текущем выбеге по сравнению с предшествующим (относительное изменение модуля векторной разности превышает заданную уставку).

$$\frac{|\bar{S}_{111_{\text{мек}}} - \bar{S}_{111_{\text{пред}}}|}{S_{111_{\text{пред}}}} \geq Y(\Delta\tilde{S}_{111}) \quad (\text{Ж.7.13})$$

в.) Второй дополнительный признак - снижение первой критической частоты вращения 1-го рода на текущем выбеге по сравнению с предшествующим.

$$F1_{\text{мек}} - F1_{\text{пред}} \geq Y(\Delta F1) \quad (\text{Ж.7.14})$$

Если текущий и предшествующий выбеги проведены при существенно разных условиях, например, один при срыве вакуума в конденсаторе, а другой без, то данный признак из последующего рассмотрения следует исключить (следует считать его несущественным).

г.) Вероятность наличия развитой поперечной трещины весьма высока при одновременном выполнении всех трех признаков и при условии, что в интервале времени между текущим и предшествующим выбегами:

- не проводились какие-либо ремонтные работы, способные изменить параметры вибрации на критических скоростях вращения;

- не проводились балансировочные работы;
- ротор турбогенератора не имеет дефектов, вызывающих его тепловой прогиб.

Поскольку кольцевая трещина практически не оказывает влияние на вибрацию, для контроля ее наличия может использоваться лишь условие (Ж.7.14).

д.) Для диагностирования трещины в качестве первого приближения предлагается использовать следующие допустимые значения (уставки):

$$V(\Delta\tilde{S}_{11}) = 2;$$

$$V(\Delta\tilde{S}_{212}) = 2;$$

$$V(\Delta\tilde{F}_{11}) = 30 \text{ об/мин.}$$

Допустимые значения должны уточняться и корректироваться на основании опыта эксплуатации каждого конкретного турбоагрегата.

е.) В случае диагностирования трещины вибрационными методами, необходима последующая проверка ротора турбогенератора на наличие трещины методами неразрушающего контроля.

### Приложение 3 (рекомендуемое)

## Рекомендации по составлению и утверждению заключения по результатам диагностирования технического состояния турбогенератора

3.1. Заключение должно содержать:

Основные данные турбогенератора:

- тип, номинальные параметры, заводской номер, дату изготовления и ввода в эксплуатацию, имевшие место замены основных узлов и причины их вызвавшие;
- данные по турбогенераторам аналогичного типа на данной станции и других объектах;
- характеристику режимов работы, в том числе аварийных, за весь срок службы турбогенератора;
- анализ результатов вибрационного и теплового контроля турбогенератора за последние годы;
- дефекты конструктивных функциональных узлов турбогенератора, выявившиеся за время эксплуатации, причины их вызвавшие и методы устранения.

Программу проведения работ по второму уровню контроля турбогенератора.

Основные дефекты, выявленные при проведении обследования, рекомендации по их устранению с оценкой полноты и качества устранения.

Оценку технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации основных узлов и турбогенератора в целом.

Рекомендации по совершенствованию дальнейшей эксплуатации и ремонтного обслуживания или обоснование целесообразности и основных направлений модернизации или решения о замене основных узлов или турбогенератора в целом.

3.2. Заключение по результатам обследования второго уровня в зависимости от его результатов утверждается:

Заместителем исполнительного директора соответствующей БЭ в тех случаях, когда:

- основные узлы или турбогенератор в целом находятся в ограниченно работоспособном или предельном техническом состоянии;
- на турбогенераторе необходима замена или модернизация основных узлов;
- по техническому состоянию на турбогенераторе необходимо введение ограничений на режимы работы;

- по техническому состоянию турбогенератор подлежит заводскому ремонту или замене.

Техническим руководителем предприятия в тех случаях, когда:

- основные узлы и турбогенератор в целом находятся в исправном или работоспособном техническом состоянии;
- выявленные при проведении обследования дефекты устранены или могут быть устранены в полном объеме;
- срок службы турбогенератора, отработавшего установленное стандартами время, продлевается.

Приложение И  
(рекомендуемое)

### Формуляр, заполняемый эксплуатирующей организацией

#### УТВЕРЖДАЮ:

Технический руководитель  
ТЭС

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о.)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200 г.

#### РЕШЕНИЕ

\_\_\_\_\_  
(наименование предприятия)

N

от

\_\_\_\_\_  
(дата)

#### ПО УСТАНОВЛЕНИЮ ВОЗМОЖНОСТИ И СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Турбогенератор тип

ст. N

зав. N

дата изготовления/пуска

Комиссия в составе:

Председатель комиссии

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о.)

Заместитель председателя

\_\_\_\_\_  
(должность, ф.и.о.)

Члены комиссии:

\_\_\_\_\_ (наименование организации, ф.и.о.)

Рассмотрела следующую техническую документацию:

1. Техническая характеристика оборудования

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

2. Подробное описание уровня технического состояния оборудования на момент обследования

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

3.

\_\_\_\_\_

4.

\_\_\_\_\_

5.

\_\_\_\_\_

6.

\_\_\_\_\_

7.

\_\_\_\_\_

8.

\_\_\_\_\_

9.

\_\_\_\_\_

10.

\_\_\_\_\_

3\*. На основании вышеизложенного комиссия решила:

\_\_\_\_\_ \* Нумерация соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

Турбогенератор

ст. N

зав. N

\_\_\_\_\_ (тип)

находится в

\_\_\_\_\_ техническом состоянии.

4. Предусмотреть следующие корректирующие мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации обследованного оборудования:

\_\_\_\_\_ (наименование оборудования, мероприятие, срок выполнения)

---

---

5. Запланировать проведение следующего технического освидетельствования:

---

Приложение

1.

---

2.

---

Подписи членов комиссии

---

(ф.и.о., подпись)

---

(ф.и.о., подпись)

---

(ф.и.о., подпись)

---

(ф.и.о., подпись)