Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ Заведующий кафедрой

подпись Коваленко И.В. инициалы, фамилия

«21» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.03

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР МАЙНСКОЙ ГЭС

Руководитель _____ Малеев А. В. _____ молжность, ученая степень

Выпускник Неделькина Н. И.

Нормоконтролер Малеев А.В.

подпись, дата

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические сети и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись Коваленко И.В. инициалы, фамилия

« 5 » апреля 2016 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ В ФОРМАТЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту Неделькиной Наталье Ивановне

Группа ФЭ12-11Б Направление (специальность) 13.03.02.03

Электроэнергетика и электротехника, Релейная защита и автоматизция электроэнергетических систем (профиль)

Тема выпускной квалификационной работы

«Релейная защита и автоматика блока генератор-трнасформатор Майнской ГЭС»

Утверждена приказом по университету № 4816/с от 7.04.2016г.

Руководитель І	ВКР А. В. Малеев
должность, учено	ре звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Мощность ГЭС 321 МВт.

Электромеханическое оборудование:

- а) турбины Тип ПЛ-20/811-В-1000. Мощность 110 тыс. кВт.
- б) генераторы Тип СВ 1500/170-96У4. Мощность 107 тыс. кВт. Напряжние 13,8 кВ;
- в) трансформаторы тип ТДЦ, мощность 125 тыс.кВА

Количество и напряжение двухцепной ЛЭП 220 кВ.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР). Составление схемы замещения прямой (обратной) и нулевой последовательностей, расчёт токов короткого замыкания; расчёт уставок защит блока генератор - трансформатор; автоматика; (специальный вопрос).

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей.

Чертеж 1 - Принципиальная схема электрической сети

Чертеж 2 - Схема замещения

Чертеж 3 - Структурная схема ТНЗНП терминала ШЭ1113

Чертеж 4 - Структурная схема дистанционной защиты терминала ШЭ 1113

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Релейная защита и автоматика блока генератор-трансформатор Майнской ГЭС» содержит 71 страница текстового документа, 3 приложения, 24 использованных источников, 4 листа графического материала.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ, СМЕТА ЗАТРАТ, БЕЗ-ОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Объект анализа – Майнская ГЭС Цели анализа:

- проектирование релейной защиты блока генератортрансформатор;
 - расчет релейной защиты блока генератор-трансформатор;

В процессе проектирования было выбрано основное оборудование, учтены меры безопасности при строительстве и эксплуатации объекта, рассмотрена смета затрат на установку оборудования.

Релейная защита блока генератор-трансформатор включает: дифференциальную защиту, ТЗНП, дистанционную защиту, защиту от повреждения внутри бака трансформатора, защиту от перегрузки.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Составление схемы замещения электрической сети и определение её	
параметров	8
2 Расчет режимов коротких замыканий на ЭВМ	12
2.1 Техническое описание, назначение и возможности программного	
комплекса ТКZ3000	12
2.2 Составление машинной схемы замещения	13
3 Выбор типов основных и резервных защит	18
4 Выбор типов измерительных трансформаторов	18
5 Дифференциальная защита блока с торможением	20
5.1 Базисные токи	20
5.2 Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ ДЗТ	20
5.3 Ток начала торможения ДЗТ	22
5.4 Ток торможения блокировки ДЗТ	22
5.5 Коэффициент торможения	23
5.6 Уровень блокировки по второй гармоники	24
5.7 Ток срабатывания дифференциальной отсечки	24
5.8 Коэффициент чувствительности ДЗТ	24
6 Токовая защита нулевой последовательности высшего напряжения	26
7 Дистанционная защита	28
8 Защита от повреждения внутри бака трансформатора 3	
9 Защита от несимметричных перегрузок	35
10 Защита от симметричных перегрузок	37
11Защита ротора от перегрузок	38
12 Вибрация. Причины возникновения вибраций	39
12.1 Возможные причины, способы идентификации и устранения вибрации	
на вспомогательном оборудовании	40
12.2 Отрицательные последствия вибрации электрических машин	41
12.3 Аварийные ситуации, возникшие вследствие вибрационного воздей-	• •
ствия на электрические маши-	43
ны	
13 Повреждения генераторов, оценка, контроль и рекомендуемые решения	46
для предотвращения отрицательных последствий	50
14 Датчики для измерения и контроля за уровнем вибрации	
14.1 ПРОТОН-1000. Стационарная система контроля технологических па-	50
раметров	53
14.2 Виброанализатор BALTECH VP-3470	55
14.3 Вихревой датчик смещения PR 6423	57
Список использованных источников	- /
Приложение А Исходные данные для расчёта токов КЗ и остаточных	59
напряжений	
Приложение Б Результаты расчётов токов КЗ и остаточных напряже-	63
ний	68

Приложение В Перечень графического материала.....

ВВЕДЕНИЕ

К двум важнейшим направлениям научно-технического прогресса относятся: замена физической энергии человека другими ее видами для созидательной деятельности; освобождение человека от монотонных операций с помощью автоматизации технологических процессов. Поэтому научно-технический прогресс в наибольшей степени определяют энергетика и автоматизация всех отраслей народного хозяйства.

Основными вопросами, которые решаются в этой подсистеме, являются следующие:

- -повышение эффективности использования энергетических ресурсов в отраслях народного хозяйства;
- -выбор их рациональных видов для удовлетворения различных потребностей;
- -определение и исследование наиболее эффективных направлений использования побочных энергоресурсов;
 - -обоснование оптимальных схем энергоснабжения;
 - -автоматизация отраслей народного хозяйства.

Из-за большого потребления электрической энергии встает вопрос о продолжении формирования Единой энергетической системы страны, осуществить строительство новых магистральных линий электропередачи напряжением 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и £500 кВ постоянного тока.

Развитие сетей высокого и сверхвысокого напряжения, с помощью которых осуществляются большие перетоки электрической энергии от мощных электростанций к крупным центрам потребления,

усложняет конфигурацию сетей и значительно увеличивает мощность энергосистем.

С объединением энергосистем в единые электрически связанные системы в пределах нескольких областей особенно возрастает значение релейной защиты в электроэнергетических системах.

Релейная защита осуществляет автоматическое отключение поврежденного элемента электрической системы (как правило, при коротких замыканиях, либо при неисправности самого элемента), от остальной неповрежденной части системы при помощи коммутационных аппаратов.

Важность релейной защиты определяется тем, что без нее невозможно осуществить бесперебойную работу энергетических установок.

Следует отличать, что некоторые виды повреждений непосредственно не нарушают работу системы. В таких случаях часто допускают действие защиты на сигнал, сигнализируя о ненормальном режиме работы оборудования. Вторым назначением релейной зашиты является то, что она должна реагировать на опасные и ненормальные режимы работы элементов электрической сети, оборудования связанных единым технологическим процессом производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

В зависимости от их вида и условий работы, эксплуатации установки, защита действует на сигнал или на отключение элемента, которые оставлять в работе нежелательно, так как это может привести к аварии. Бесперебойная работа электроэнергетических систем обеспечивается также применением ряда других автоматических устройств: автоматического повторного включения -АПВ, автоматической ликвидации асинхронного хода — АЛАР и другие. Они повышают эффективность действия релейной защиты. Все устройства автоматики тесно связаны с работой релейной защиты, все они входят в кибернетическую систему управления при нарушении нормальных режимов работы. Ужесточение требований к устойчивости энергетических осложняет условия работы релейной защиты и повышает требования к ее быстродействию, чувствительности, надежности и селективности. В связи с этим идет непрерывный процесс развития и совершенствования техники релейной защиты, направленной на создание все более совершенных защит, отвечающих требованиям современной энергетики.

Создаются новые защиты для дальних линий электропередач сверхвысокого напряжения, для мощных генераторов, силовых трансформаторов блоков генератор-трансформатор. Разработана новая концепция построения специализированных микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики из инвариантных модулей. Этап изучения возможностей выполнения функций релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем на базе вычислительной техники закончился. Прошли адаптацию традиционные алгоритмы построения типо-

вых измерительных органов, начаты интенсивные поиски как новых алгоритмов и способов построения классических устройств и систем релейной защиты и автоматики, так и оригинальных комплексных структур, в том числе и иерархических, на основе микропроцессорных модулей.

Особенно динамично развиваются исследования в этих областях с появлением персональных ЭВМ (ПК), обеспечивающих широкий непосредственный доступ различных специалистов к вычислительной технике, и их быстрое приобщение к богатым возможностям программного обеспечения современных компьютеров. Наметились сферы рационального применения универсальных микроЭВМ и специализированных микропроцессорных модулей и контроллеров.

1 Составление схемы замещения электрической сети и определение ее параметров

На основе принципиальной схемы электрической системы составлена электрическая схема замещения. Все элементы системы: линии, трансформаторы, автотрансформаторы, источники питания заменены их сопротивлениями, которые были даны в исходных данных или рассчитаны по соответствующим формулам. Сопротивления даются в омах.

Расчеты токов коротких замыканий выполняются без учета нагрузочных ветвей для начальных моментов переходных процессов. Поэтому динамические цепи (генераторы) вводятся в схему замещения сверхпереходными параметрами.

Схемы прямой и обратной последовательностей аналогичны по структуре, поскольку пути циркуляции токов прямой и обратной последовательностей одинаковы. Примем равенство сопротивлений в схемах прямой и обратной последовательностей.

Схема замещения нулевой последовательности определяется схемой соединения обмоток трансформаторов.

Сопротивления линий в схеме замещения нулевой последовательности отличаются от сопротивлений в схеме прямой последовательности. Для двухцепных линий сопротивления нулевой последовательности в 4,7 раз больше сопротивления прямой последовательности, а для одноцепных линий — в три раза.

Реактивное сопротивление двухобмоточных трансформаторов, Ом

$$X_{\rm T} = \frac{u_{\rm K}}{100\%} \cdot \frac{U_{\rm cp}^2}{S_{\rm HOM} T}$$

где $u_{\rm K}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

 $U_{\rm cp}$ — средненоминальное напряжение основной ступени (защищаемого элемента), кВ;

 $S_{\text{ном,т}}$ – номинальная мощность трансформатора, MB·A.

Реактивное сопротивление трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определяется аналогично сопротивлению двухобмоточного трансформатора, предварительно определив напряжение короткого замыкания для каждой обмотки (ВН, СН, НН), Ом

$$u_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KCH}),$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KBC} + u_{KCH} - u_{KBH}),$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}),$$

где $u_{\text{к вс}}$, $u_{\text{к вн}}$, $u_{\text{к сн}}$ — номинальные величины напряжения короткого замыкания на каждую пару обмоток, зависящие от взаимного расположения обмоток, %.

Реактивное сопротивление генераторов, Ом

$$X_{G1} = X_{G2} = X_{G3} = X_{\text{othom}}'' \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{hom}}} = 0,21 \cdot \frac{230^2}{\frac{107}{0.8}} = 83,1,$$

где $X''_{d \text{ ном}}$ — сверхпереходное сопротивление генератора, о. е.;

 $U_{\rm cp}$ — средненоминальное напряжение основной ступени (защищаемого элемента), кВ;

 $S_{\mbox{\tiny HOM}}$ – номинальная мощность генератора, MB·A.

Реактивное сопротивление линии, Ом

$$X_W = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{cp}}}{U_{\text{cp hom}}}\right)^2,$$

где x_0 — погонное реактивное сопротивление линии, Ом/км; l — длина линии, км;

 $U_{\mbox{\tiny cp}\,\mbox{\tiny HOM}}$ — среднее номинальное напряжение линии, кВ.

Активное сопротивление линии, Ом

$$R_{W} = R_{0} \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{cp}}}{U_{\text{cp hom}}}\right)^{2},$$

где R_0 — погонное активное сопротивление линии, Ом/км; l — длина линии, км;

 $U_{\mbox{\tiny cp\,{\tiny HOM}}}$ — среднее номинальное напряжение линии, кВ.

Таблица 1.1 – Параметры схемы замещения

В омах

Обозна-	ие Тип элемента	Обозна- чение сопро- тив-ления	Сопротивление	
чение элемента			_	мой и обратной едовате льностей
GS1 «Система»	7	max.	0,436 + j0,662	0,375+j2,316
	«Система»	\underline{Z}_{25}	min.	0,949 + j1,324

Продолжение таблицы 1.1

Обозна-	Т	Обозна- чение со-		Сопротивление		
чение элемента	Тип элемента	пр	отив-	пря	мой и обратной	нулевой последова-
SHEMEIITA		ления		после	едовательностей	тельности
GS2	«Система»		<u>Z</u> 26	max.	0,884 + j4,382	1,276 + j10,54
USZ	«Система»		<u>Z</u> 26	min.	1,293 + j5,736	2,161 + j14,813
GS3	«Система»		<u>Z</u> 38	max.	4,263+j7,324	6,84+ <i>j</i> 21,96
055	(CHCTCMa)		<u>Z</u> 38	min.	9,946 + <i>j</i> 17,089	15,97 + <i>j</i> 51,27
GS4	«Система»		<u>Z</u> 45	max.	7,46+j 12,82	12,0 + <i>j</i> 38,429
	(CHCTCMa//		<u>Z</u> 43	min.	14,92+ <i>j</i> 25,634	23,94 + <i>j</i> 76,86
<i>G</i> 1	Генератор		<u>Z</u> ₁	0,	001 + j 83,10	$0,001+j\ 0,001$
G2	Генератор		\underline{Z}_2	0,	001 + j 83,10	$0,001+j\ 0,001$
G3	Генератор		<u>Z</u> ₃	0,	001 + j 83,10	$0,001+j\ 0,001$
<i>T</i> 1	ТДЦ-125000/220		<u>Z</u> 4	0,001 + j 46,55		0,001 + j 46,55
<i>T</i> 2	ТДЦ-125000/220		<u>Z</u> 5	0,	001 + j 46,55	0,001 + j 46,55
<i>T3</i>	ТДЦ-125000/220		\underline{Z}_6	0,	001 + j 46,55	0,001 + j 46,55
	АТПІТЦ	BH	<u>Z</u> 11	0,	$001 + j \ 100,8$	0,001 + j 100,8
AT1	АТДЦТН- 63000/220/110	СН	<u>Z</u> 13	0,	$001 + j \ 0.001$	0,001 + j 0,001
	03000/220/110	НН	<u>Z</u> 14	0,	$001 + j \ 193,1$	0,001+j 193,1
	АТПІТЦ	BH	<u>Z</u> ₁₂	0,	$001 + j\ 100,8$	0,001 + j 100,8
AT2	АТДЦТН- 63000/220/110	СН	<u>Z</u> 15	0,001 + j 0,001		0,001 + j 0,001
	03000/220/110	НН	<u>Z</u> ₁₆	0,001+j 193,1		0,001+j 193,1
	27407111711	BH	<u>Z</u> 19	0,001 + j 8,42		0,001 + j 8,42
AT3	3×АОТДЦТН- 267000/500/220	СН	<u>Z</u> 24	0,001 + j 0,001		0,001+ j 0,001
		НН	<u>Z</u> 23	0	$0.001 + j \cdot 16,0$	$0,001 + j \ 16,0$
	АТДЦТН- 125000/220/110	BH	<u>Z</u> 20	0	001 + j 8,42	0,001 + j 8,42
AT4		СН	<u>Z</u> 22	0,001 + j 0,001		0,001+j 0,001
		НН	<u>Z</u> 21	0	$0.001 + j \cdot 16,0$	$0,001 + j \ 16,0$
<i>T</i> 5	ТДТН-25000/220	BH	<u>Z</u> 46	0,	001 + j 312,1	0,001 + j 312,1

Индуктивно связанные ветви без емкостной проводимости на землю имеют тип 2, а с емкостной проводимостью — 7.

Максимальное число ветвей в одной группе — 20.

Расчет токов короткого замыкания производим в следующих режимах:

- а) максимальный режим, когда в работу включены все элементы энергосистемы. Он необходим для расчета уставок срабатывания защит;
- б) минимальный режим позволяет проверить чувствительность то ковых защит; характеризуется следующими изменениями:

минимум в системе — увеличиваем сопротивление электрических систем в 1,3 раза;

минимум на станциях - отключаем половину генераторов; минимум в сети - отключаем параллельные цепи;

в) каскадное отключение КЗ - минимальный режим с отключением защищаемого элемента.

Минимальный режим будем создавать путем удаления из схемы замещения ветвей, которые были бы отключены.

Массивы данных для расчета токов короткого замыкания и результаты расчетов токов КЗ приведены в приложениях A и Б.

Для упрощения, машинную схему замещения упростим, что не повлияет на расчеты в програме ТКZ 3000. Представим эту схему на рисунке 2.2

Из работы удалены текст и производственные и техни интеллекту	я, а также резу	

8 Защита от повреждения внутри бака трансформатора

Газовая защита получила широкое применение в качестве защиты от внутренних повреждений автотрансформаторов. Газовая защита является наиболее чувствительной защитой автотрансформатора от повреждений обмоток, особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а максимальные защиты и отсечки не реагируют совсем.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения.

В настоящее время в энергосистемах активно внедряются новые газовые реле российского производства - газовое реле РГТ-50, РГТ-80, выпускаемые АО «ОРГРЭС». Новые реле (типа РГТ-50 и РГТ-80) по сравнению с зарубежными имеют более надежную конструкцию, поплавки испытываются избыточным давлением масла 100 кПа, и при последующей эксплуатации каких-либо испытаний не требуется. Реле имеет ряд преимуществ. Поплавки реле выполнены сплошными и не имеют механических связей с другими элементами реле.

Реле состоит из корпуса и крышки из алюминиевого сплава, на которой смонтированы все внутренние элементы реле (реагирующий блок). Цифры в обозначении реле соответствуют диаметру проходного отверстия фланца корпуса реле (рисунок 8.1).

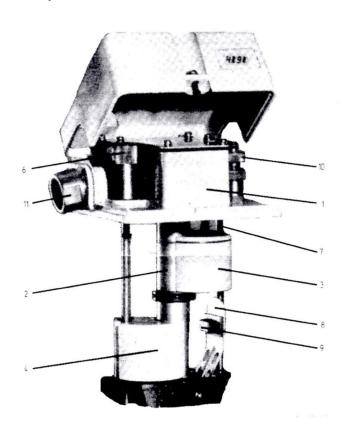
Основными элементами конструкции рассматриваемого реле (см. рисунок 8.1) являются:

- контактный узел, состоящий из двух одинаковых пластмассовых монтажных колодок (на рисунке не видны), в средней и нижней частях которых установлены соответственно сигнальный и отключающий герконы, а в верхней зажимы для подключения выводов герконов и внешних цепей реле. Верхняя часть колодок с зажимами находится в коробке зажимов 1, а средняя и нижняя с герконами в цилиндрическом корпусе контактного узла 2; внутренняя полость коробки зажимов и корпуса контактного узла изолирована от заполняемого маслом объема корпуса реле;
- верхний 3 и нижний 4 поплавки реле, реагирующие на уровень масла в корпусе реле; в верхней части каждого поплавка запрессованы магниты, управляющие верхним сигнальным и нижним отключающим герконами; поплавки реле свободно плавают в масле, используя в качестве направляющих цилиндр корпуса контактного узла и стержень 5 кнопки опробования 6 (нижний поплавок) и стержень 7 винта регулировки уставки напорной пластины (верхний поплавок);
- напорная пластина 8, реагирующая на скорость потока масла, с установленным на ней магнитом 9, который при срабатывании напор-

ной пластины действует на тот же геркон, что и нижний поплавок; напорная пластина удерживается в начальном положении силой притяжения магнита 9 к стержню 7, после прекращения потока масла напорная пластина газового реле автоматически возвращается в начальное положение;

кнопка опробования 6, предназначенная в газовых реле для проверки срабатывания герконов либо при нажатии на поплавки, либо при нажатии на хвостовик напорной пластины; для предотвращения случайного нажатия на кнопку опробования на верхнюю часть кнопки навинчен защитный колпачок;

винт регулировки уставки срабатывания напорной пластины по скорости потока масла (на рисунке верхняя часть винта закрыта корпусом коробки зажимов) имеет шлиц под отвертку и фиксирующую его положение стопорную гайку.



1 — коробка зажимов; 2 — цилиндрический корпус; 3 — верхний поплавок; 4 — нижний поплавок; 5 — стержень кнопки опробования; 6 — кнопка опробования; 7 — стержень винта регулировки уставки; 8 — напорная пластина; 9 — магнит напорной пластины; 10 — экран для отбора газа; 11 — вводной штуцер.

Рисунок 8.1 - Реагирующий блок газового реле РГТ-80

9 Защита от несимметричных перегрузок (I_2)

Назначение - защита от перегрева ротора генератора из-за асимметричной нагрузки; Свойства:

выдержка времени, обратно зависимая от тока обратной последовательности (рисунок 9.1);

имитация процесса охлаждения ротора генератора с регулируемым временем охлаждения;

— отстроена от апериодической составляющей и высших гармоник;

Аналоговые входы тока фаз A, B, C;

Дискретные входы блокировки;

Дискретные выходы и их структура (рисунок 9.2):

- срабатывания сигнального органа (Сигн.);
- срабатывания пускового органа (Пуск.);
- срабатывания органа отсечки (Отс);
- срабатывания интегрального органа ИО;
- отключения (Откл.);

Индикация составляющих тока обратной последовательности; Указания по заданию уставок:

ток срабатывания органов (Сигн., Пуск., Отс): от 0.05 до 3.0 с шагом 0.01;

время охлаждения: от 1,0 до 1000 с, шаг 1,0 с;

параметры характеристики срабатывания (рисунок 9.1);

уставка по постоянной А: от 1,0 до 100 с, шаг 1,0 с;

максимальное время срабатывания t_{max} : от 1,0 до 4000 с, шаг 0,1с; минимальное время срабатывания t_{min} : от 1,0 до 100 с, шаг 0,1 с (рисунок 9.3).

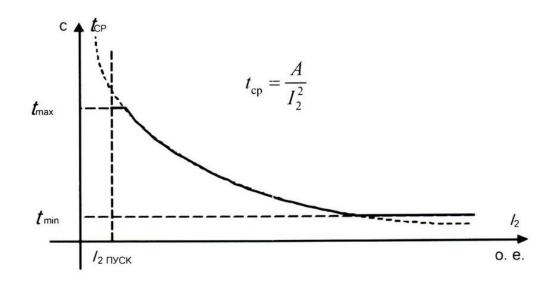


Рисунок 9.1 - Характеристика срабатывания защиты от несимметричных перегрузок

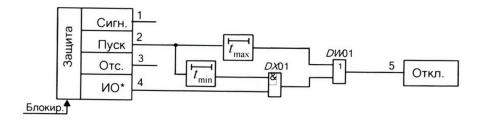


Рисунок 9.2 — Структурная схема защиты от перегрузок (I_2 , I_p , I_1 ,)

Запуск ИО осуществляется только при условии срабатывания пускового органа

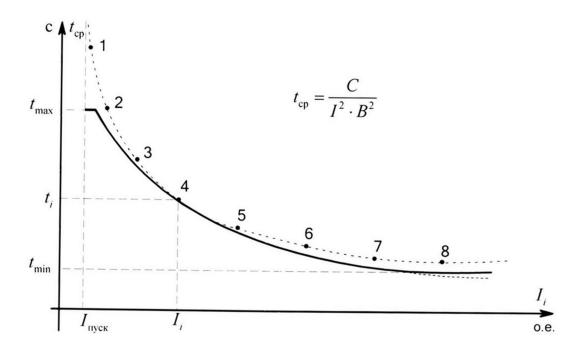


Рисунок 9.3 -Аппроксимированная характеристика срабатывания защиты от симметричных перегрузок и защиты ротора от перегрузок

Коэффициенты B и C вычисляются с целью наилучшего приближения характеристики срабатывания к заданной.

10 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Назначение защита от перегрузок статора генератора; Свойства: выдержка времени, обратно зависимая от величины тока;

имитация процесса охлаждения генератора с регулируемым временем охлаждения;

отстроена от апериодической составляющей и высших гармоник;

-выявление фазы с максимальным значением тока в трехфазном режиме;

Аналоговые входы тока;

Дискретные входы блокировки;

Дискретные выходы и их структура (рисунок 9.2):

срабатывания сигнального органа (Сигн.);

срабатывания пускового органа (Пуск.);

срабатывания органа отсечки (Отс);

срабатывания интегрального органа ИО;

отключения (Откл.);

Индикация действующее значение основной составляющей тока; Указания по заданию уставок:

ток срабатывания органов (Сигн., Пуск., Отс): от 0.05 до 2.0 с шагом 0.01;

-время охлаждения: от 1,0 до 1000 с, шаг 1,0 с;

-параметры характеристики срабатывания, заданной в табличной форме (рисунок 9.3);

Расчетные значения коэффициента B: от 0,5 до 2,0 с шагом 0,01. Координаты точки срабатывания характеристики при расчетных значениях коэффициентов $B_{\text{расч}}$ и $C_{\text{расч}}$:

- t с диапазоном изменения от 1,0 до 1000 с, шаг 1,0 с при соответствующем токе срабатывания I_{cp} с диапазоном изменения тока от 1,0 до 2,0 с шагом 0,1

$$t_{cp} = \frac{C_{pacu}}{I_{cp}^2 - B_{pacu}^2}.$$

максимальное время срабатывания t_{max} : от 1,0 до 4000 с, шаг 1,0 с; минимальное время срабатывания t_{min} : от 1,0 до 100 с, шаг 1,0 с;

11 Защита ротора от перегрузок

Назначение:

- защита от перегрузок ротора генератора при наличии измерительных трансформаторов тока в системе возбуждения, I_P ;
- защита от перегрузок ротора генератора с бесщеточной системой возбуждения, $\equiv I_n$;

Свойства:

- выдержка времени, обратно зависимая от величины тока;
- имитация процесса охлаждения ротора генератора с регулируемым временем охлаждения;
 - отстроена от апериодической составляющей и высших гармоник;
 - сумма средневыпрямленных значений токов фаз A, B, $C(I_P)$;
- моделирование тока ротора по току и напряжению статора генератора ($\equiv I_{_{\mathcal{D}}});$

Аналоговые входы тока (/p);

Дискретные выходы и их структура (рисунок 9.2);

- срабатывания сигнального органа (Сигн.);
- срабатывания пускового органа (Пуск);
- срабатывания органа отсечки (Отс);
- срабатывания интегрального органа ИО;
- отключения (Откл.); Индикация:
- сумма средневыпрямленных значений токов фаз A, B, C (7_P) ;
- относительное значение тока ротора ($\equiv I_p$);

Указания по заданию уставок:

- ток срабатывания органов (Сигн., Пуск, Отс): от 0,05 до 2,0 с шагом 0,0 Γ ,
 - время охлаждения: от 1,0 до 1000 с, шаг 1,0 с;
- параметры характеристики срабатывания, заданной в табличной форме (рисунок 9.3);

Расчетные значения коэффициента B: от 0,5 до 2,0 с шагом 0,01. Координаты точки срабатывания характеристики при расчетных значениях коэффициентов $B_{\text{расч}}$ и $C_{\text{расч}}$:

- t_{cp} с диапазоном изменения от 1,0 до 1000 с, шаг 1,0 с при соответствующем токе срабатывания I_{cp} с диапазоном изменения тока от 1,0 до 2,0 с шагом 0,1

$$t_{cp} = \frac{C_{pacu}}{I_{cp}^2 - B_{pacu}^2}.$$

- максимальное время срабатывания t_{maK} : от 1,0 до 4000 с, шаг 1,0 с.
- минимальное время срабатывания f_{min} : от 1,0 до 100 с, шаг 1,0 с.

12 Вибрация. Причины возникновения вибрации

Вибрация электрических машин вызывается неуравновешенностью вращающихся частей, механическими неисправностями или причинами электромагнитного характера.

Определение причин вибрации: дисбаланс, прогиб ротора, дефекты муфты.

Дисбаланс

а) Отложение солей или эрозия лопаток

Вибрация меняется медленно: в течение нескольких месяцев. Если дисбаланс локализуется на РНД, то наиболее вероятна эрозия лопаток, иначе - неравномерное отложение солей.

б) Повреждение лопаточного аппарата

Вибрация меняется мгновенно либо несколькими скачками за рассматриваемый период.

По масштабу дефекта определите вид повреждения лопаток: при малом масштабе наиболее вероятны поломки проволочных и бандажных связей, при большом - поломки лопаток.

в) Ослабление посадки дисков

Дисбаланс меняется при взятии нагрузки. Чаще наблюдается на новом роторе либо после замены или пересадки дисков. Локализуется только в местах посадки насадных дисков.

г) Технологический (ремонтный) дисбаланс

Возникает после ремонта роторов: на генераторе при ремонте со снятием бандажей, на турбине - после перелопачивания или замены дисков (диска). После замены ротора изменения вибрации неизбежны.

Прогиб ротора

д) Остаточный прогиб ротора

Вибрация мало зависит от режима, практически не меняется во времени.

е) Тепловой прогиб ротора генератора

Изменения вибрации растут с увеличением электрической нагрузки, локализуются на подшипниках ротора генератора.

Основные причины:

Неравномерность охлаждения ротора, преимущественно для роторов с непосредственным охлаждением ротора. Возникает вследствие неравномерности сечений охлаждающих каналов. Определяется опытом с нестационарным режимом охлаждения.

Витковые замыкания в обмотке ротора. Определение: исключить неравномерность охлаждения, выполнить опыты с включением и отключением АГП, холостого хода и короткого замыкания.

ж) Трещина в роторе

Ускоряющийся рост изменений вибрации во времени, изменение вибрации двойной оборотной частоты, наиболее заметное на скоростной характеристике (АФЧХ).

з) Технологический (ремонтный) прогиб

Возникает после ремонта, локализуется на роторах, на которых выполнялись работы по пересадке насадных деталей либо правка (устранение прогиба). В ряде случаев исчезает либо существенно уменьшается после разгона ротора (испытания автомата безопасности).

12.1 Возможные причины, способы идентификации и устранения вибрации на вспомогательном оборудовании

а) Несовершенна расточка вкладышей

Признаки: подшипники скольжения цилиндрические или овальные, частота вибрации равна собственной частоте ротора или 1/2 от оборотной, вибрация падает или исчезает при повышении температуры смазки примерно на 10°C от исходного уровня.

Наладка: расточка вкладышей на станке, увеличение боковых зазоров до максимально допустимых размеров (примерно до 0.002D).

б) Статический дисбаланс ротора

Признаки: частота вибрации - половина либо 1/3 от оборотной, оборотная составляющая вибрации на опорах вибрирующего ротора синфазна, мероприятия по п.п. 1 и 2 не приводят к устранению вибрации. НЧВ может возникать и при небольших значениях амплитуд оборотной вибрации.

Наладка: балансировка ротора симметричными грузами.

в) Вибрация наводится соседним оборудованием

Признаки: вибрация не зависит от режима и температуры смазки, частота вибрации совпадает с частотой вращения крупного низкочастотного механизма, работающего вблизи агрегата (на расстоянии до 30 м), вибрация исчезает при остановке этого механизма. При работе двух и более однотипных низкочастотных механизмов НЧВ может периодически меняться по уровню.

Необходимо устранить вибрацию на оборудоваании, наводящем вибрацию.

г) Трещина в роторе

Признаки:

Рост вибрации во времени. Одновременный рост оборотной составляющей вибрации, часто в большей мере, чем двойной оборотной. На АФЧХ резкое изменение (рост) вибрации на критических частотах второго рода (двойной оборотной частоты) с одновременным существенным изменением (ростом) вибрации оборотной частоты на первой критической частоте.

На остановленном агрегате окончательно устанавливается путем тщательного осмотра и дефектоскопии, путем индицирования, а также специальной аппаратурой, измеряющей анизотропность ротора по изменению собственной частоты колебаний при поворачивании.

При наличии развивающейся трещины требуется замена ротора.

12.2 Отрицательные последствия вибрации электрических машин

При наличии вибрации в колебательной системе агрегата двигатель затрачивает энергию не только на преодоление момента сопротивления приводного механизма M_c (например, тормозного момента на роторе турбогенератора) и момента сопротивления в подшипниках ротора, но и на преодоление неуравновешенной вибрационной силы в многоопорных энергетических машинах. Вибрация тормозит вращение и вибрационная мощность $P_{\rm ho}$, всегда является тормозящей, т.е. часть полезной мощности двигатель расходует на борьбу с собственной вибрацией. В результате уменьшается активная мощность на зажимах турбогенератора или увеличивается потребляемая мощность на зажимах электрического привода.

Выражение для определения вибрационной мощности отдельного ротора турбоагрегата можно представить в виде:

$$-P_{e\delta} = F_{e\delta} \cdot v_m, \frac{HM}{c}, Bm$$

где F,- неуравновешенная вибрационная сила, H;

v - амплитуда виброскорости опорных подшипников ротора машины, м/с;

$$F_{e\delta} = m \cdot 2A_m \cdot \omega^2, H$$

где m - масса ротора, кг; 2A - двойная амплитуда смещения опорных подшипников, м;

 ω - угловая частота вращения ротора, 1/c, Гц. Тогда вибрационная мощность, т.е. мощность отбираемая вибрацией от полезной мощности, развиваемой ротором машины, может быть выражена зависимостью.

$$-P_{_{66}}=m\cdot 2A_{_{m}}\cdot \omega^{^{2}}\cdot v_{_{m}},Bm$$

Знак (-) в формуле означает - вибрационная мощность является тормозящей. Если валопровод машины состоит из нескольких роторов, то вибрационную мощность всего агрегата $\Box P_{\mathfrak{s}\delta}$ можно рассматривать как сумму вибраций отдельных

$$\Delta P_{e\tilde{o}} = \sum_{i=1}^{k} P_{e\tilde{o}}, Bm$$

В реальных условиях вибрационная мощность, особенно в агрегатах с повышенной вибрацией, может достигать значительных величин.

Таким образом, работающая с любой нагрузкой паровая турбина Т-100-130 на борьбу с соответственной вибрацией ежемесячно отбирает у генератора ТГФ-120 электрическую энергию в количестве электрическую энергию в количестве 270 000 кВт часов. Иными словами: вибрация - это своеобразный технический штраф за неуравновешенное состояние и несимметричную конструкцию вращающихся роторов машин величину которого можно оценить как для каждой машины, так и для предприятия в целом. Но, кроме постоянных экономических потерь вибрация, выходящая за рамки допустимого, снижает надежность работы: приводит задеванию и разрушению рабочих лопаток, концевых и диафрагменных уплотнений в проточных частях турбин, вызывает интенсивный износ и разрушение баббитовой заливки в опорных подшипниках, увеличиваются зазоры, нарушается гидродинамика масляного слоя. Ослабляются связи отдельных половин вкладышей и корпусов подшипников, а также фундаментной плиты.

Если фундамент недостаточно гасит передающиеся на него вибрации, то это приводит к неравномерной осадке фундамента, к взаимному перекосу опорных плит и, как следствие, к расцентровке валопровода и прогрессирующему нарастанию вибрации.

В результате интенсивная вибрация снижает экономичность машины, уменьшает КПД агрегата и приводит к затяжным, трудоемким восстановительным работам с динамической балансировкой роторов и ремонтом опорно-упорных подшипниковых опор турбины. На электрических станциях растут удельные затраты на производство электрической и тепловой энергии. Высокая вибрация представляет большую опасность и для электрического генератора, так как она может привести к смещению электрических обмоток, ослаблению концевых бандажных втулок, и, как следствие, к коротким замыканиям, механическим разрушениям и другим негативным последствиям.

При центровке электрических машин с приводным или исполнительным механизмами наиболее ответственным параметром является величина радиального зазора в воздушном пространстве между ротором и статором, концентричность которого может быть изменена на величину не более $\pm 10\%$ от расчетного, номинального значения.

В электрическом генераторе недопустимо высокая вибрация может возникнуть из-за несовершенной системы охлаждения, что приводит к тепловому стационарному прогибу ротора турбогенератора.

Особая опасность высокого уровня вибрации - это повышенная пожарная опасность при наличии больших количеств органических масел в системе смазки и регулирования турбоагрегатов, а также в агре гатах, перекачивающих взрывопожароопасные и токсичные продукты.

Вибрация увеличивает шум в производственных помещениях, приводит к трудноизлечимым вибрационным заболеваниям и механическим травмам, возникающих у обслуживающего персонала, особенно при ликвидации трудоемких вибрационных неполадок.

12.3 Аварийные ситуации, возникшие вследствие вибрационного воздействия на электрические машины

а) Турбогенератор типа ТВФ-120-2. От последнего капремонта до возникновения нарушения прошло 1 год 4 месяцев.

ТГ отключился защитой «Повышение виброскорости подшипников» №7 - 11,2 мм/с; №6 - 7,1 мм/с с загоранием сигнального табло на ГЩУ «Вибрация подшипников недопустима». Одновременно с этим на ГЩУ появился сигнал «Защита от замыкания на землю в цепях возбуждения ТГ». При этом оперативный персонал предположил, что защита по повышению вибрации работала ложно, и вывел её. В этот момент турбина имела частоту вращения 2100 об/мин. Был начат набор оборотов, и частота вращения достигла 3000 об/мин, после чего турбоагрегат был остановлен.

Причиной аварии явился плохой контакт между контактным винтом, шиной токоподвода и токоведущим болтом.

В результате аварии возникли следующие повреждения:

Тепловой прогиб ротора генератора, вызванный нагревом с последующим расплавлением контактного винта в зоне крепления обмотки ротора с токоведущим болтом.

Расплавление верхней части токоведущего болта (на 50 мм), контактного винта (полностью), расплавление конца гибкой шины на участке её соединения с токоведущим болтом.

Ошибка персонала: несоблюдение технологического процесса ремонта узлов токоподвода, нарушение требований Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов.

б) Турбогенератор типа ТВВ-200-2А. Дефект (некачественная пайка перемычек) был обнаружен еще в 2003 г перед пуском по окончании простоя энергоблока в резерве. При измерении сопротивления изоляции обмотки ротора было обнаружено замыкание обмотки на зем-

лю. После снятия бандажного кольца было обнаружено, что в процессе работы распаялась одна из нижних перемычек в лобовых частях обмотки ротора и расплавленная медь натекла на подбандажную изоляцию, обуглила ее и обожгла бандажное кольцо из титанового сплава.

Кольцо было снято и отправлено в ремонт на завод-изготовитель. Натекшая медь легко отделилась от кольца, какие либо значительные дефекты не были обнаружены. После возвращения кольцо было установлено на резервный ротор, в котором ремонтная организация произвела полную замену обмотки. При этом не был выявлен и устранен заводской дефект одного паяного соединения в обмотке. Ротор по окончании ремонта и сборки длительное время находился на хранении в машинном зале электростанции.

После расконсервации, ревизии и испытаний ротор установили в другой турбогенератор. Из-за задержки с поставкой новой системы рабочего возбуждения после пуска машина стала работать с резервной системой возбуждения без ограничений по режимам вплоть до аварии в течение 6,5 мес. При пусковых испытаниях новой рабочей системы возбуждения внезапно резко выросла вибрация на подшипнике № 6 и температура вкладыша уплотнения вала до 135°C. Машина была отключена от сети. При осмотре разобранного уплотнения обнаружили оплавление вкладыша. Уплотнение было заменено, а его корпус был изолирован от «земли». Сопротивление изоляции обмотки ротора после останова составляло 1 МОм. Но после замены вкладыша (ротор остыл во время ремонтных работ) сопротивление изоляции обмотки ротора по непонятной причине снизилось до 50 кОм, поэтому персонал предположил, что произошло ее увлажнение. Турбогенератор был выведен на номинальные обороты без подачи возбуждения с целью высушить изоляцию обмотки ротора на оборотах. Через 4 минуты энергоблок был аварийно остановлен со срывом вакуума из-за резкого, более чем в 10 раз, роста вибрации на всех подшипниках турбоагрегата. После вскрытия верхних полущитов генератора обнаружили разрушение бандажнокольца ротора, разрушение лобовых частей обмоток ротора и статора (рисунок 12.1).



Рисунок 12.1 - Разрушение лобовых частей обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-200-2A разрушенным бандажным кольцом.

Авария возникла вследствие 2-х причин:

расплавление перемычки между лобовыми частями верхних витков катушек №8 и №9 из-за не обнаруженного во время замены обмотки заводского дефекта пайки, что привело первоначально к возникновению одноточечного замыкания обмотки ротора на бандажное кольцо. Замыкание не было обнаружено потому, что генератор работал на резервном возбуждении, но в нарушение требования ПТЭ система не была оборудована защитой от 2-х точечного замыкания на землю. Переходное сопротивление обуглившейся подбандажной изоляции было достаточно большим, чтобы его можно было обнаружить традиционным методом с помощью ключа на БЩУ; такая проверка производится 2 раза в сутки;

возникновение второй точки замыкания в системе возбуждения при монтаже новой системы рабочего возбуждения.

Ошибки персонала:

в течение длительного времени допускалась работа турбогенератора на резервном возбуждении без оснащения его защитой от двойного замыкания;

неверное определение причины снижения сопротивления изоляции обмотки ротора, и принятие неверного решения по устранению дефекта.

13 Повреждения генераторов, оценка и контроль

а) Повреждение стержней решетки и несущего каркаса, вследствие коррозионного износа и усталостного вибрационного износа наблюдается визуально в местах доступных для осмотра.

Допускается коррозионный износ не более 10% по площади, отсутствие усталостных трещин.

Рекомендуется разработка мер по защите от коррозии, исследование вибраций.

- б) Нарушение формы ротора. Проявляется повышенная низкочастотная, «оборотная» вибрация статора. Ослабление, повреждение системы крепления активной стали сердечника, корпуса к фундаменту. Рекомендуется при фиксации неработоспособного и предельного состояний в ближайший ремонт выполняется коррекция формы ротора с устранением возможных дефектов и повреждений (в том числе излома вала).
 - в) Нарушение состояние полупроводящего покрытия изоляции.

Определяются обрывами и истираниями полупроводящей ленты или лака, повреждения пазовым разрядом.

Рекомендуется при выводе генератора в ремонт обследование извлеченных стержней, измерение мегомметром 2500В удельного поверхностного сопротивления покрытия, измерение частичных разрядов по пазам статора. При массовом повреждении покрытия вследствие вибрации стержней и пазовых разрядов требуется полная перемотка, в других случаях требуется уплотнение стержней в пазах боковыми волнистыми полупроводящими прокладками. Покрытие лобовых частей следует восстановить.

г) повышенная вибрация сердечника, ухудшение состояния или разрушение элементов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту, рекомендуется контроль.

Периодичность контроля, в зависимости от вибрационного состояния:

работоспособное, 4-6 лет (до планового капитального ремонта); неработоспособное, 1 раз в 2 года;

предельное, не реже 1-го раза в год до выполнения соответствующих ремонтно-профилактических работ.

Вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализованных ремонтных мероприятий с целью оценки их эффективности.

Таблица 13.1 - Вибрационный контроль

Параметры, определяющие состояние обмотки Состояние			
Вибрация	Результаты осмотров		
частоты 100 Гц,			
MKM			
до 50	Замечаний нет, или в отдельных ме-	Работоспособное	
	стах небольшие ослабления системы креп-		
	ления, не препятствующие нормальной ра-		
	боте.		
50 - 100	Массовые ослабления элементов	Неработоспособное	
	крепления. Следы истирания. Отдельные те-		
	чи воды в головках стержней.		
более 100	Массовые нарушения целостности	Предельное	
	элементов крепления. Массовые течи воды в		
	головках стержней.		

Оценку состояния крепления обмотки в лобовых частях производят на основании осмотра (ослабление бандажных вязок, истирание изоляции в местах прилегания к элементам крепления) и результатам измерения вибрации головок с частотой 100 Гц при номинальной нагрузке ослабление плотности стыковки секторов разъемного сердечника; выявляют по результатам вибрационных испытаний.

Таблица 13.2 - Критерии оценки состояния сердечника

Критерии оценки состояния сердечника и его креплений			Состояние
Двойная амплитуда «полюсной»		Результаты осмотра	
(100 Гц) виб	рации, мкм.		
Нагрузка, близ-	Холостой ход с		
кая к номиналь-	номинальным		
ной (сердечник	возбуждением		
горячий)	(сердечник хо-		
	лодный)		
до 30	до 50	Замечаний нет. Следы контакт-	Работоспособное
		ной коррозии на спинке сердеч-	
		ника.	
более 30	более 50	Обильная контактная коррозия	Неработоспособное
		на спинке сердечника и узлах	
		его крепления.	
более 30	более 50	Обильная контактная коррозия,	Предельное
		трещины, выкрашивание листов	
		пакетов сердечника, поврежде-	
		ния узлов крепления (клиньев).	

Вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализованных ремонтно-профилактических мероприятий с целью оценки их эффективности.

Ниже в таблице приведены критерии оценки состояния механической части ротора по результатам измерения низкочастотной вибрации, степени нарушения формы ротора и осмотрам:

Таблица 13.3 - Критерии оценки механической части ротора

Параметры, определяющие форму ротора			Состояние
Размах радиальной	Степень	Результаты осмотров	
низкочастотной («обо-	искажения		
ротной» и кратных ей)	формы ро-		
вибрации сердечника	тора, ∆р,		
статора, мкм	%		
до 80	≤ 3	Замечаний нет.	Работоспособное
от 80 до 180	$3 < \Delta p \le 8$	Ослабление распорных домкратов.	Неработоспособное
	_	Выползание отдельных штифтов	
		фланца корпуса. Нарушение креп-	
		ления корпуса статора к фунда-	
		менту.	
более 180	> 8	Наличие серьёзных повреждений	Предельное
		в узлах крепления сердечника к	
		корпусу.	

повышенная вибрация и бой контактных колец выявляются в рабочем режиме гидрогенератора с применением индикатора-микрометра часового типа, а также бесконтактных индикаторов (например, индуктивного типа) при их наличии;

При постоянном контроле, осуществляемом под нагрузкой на работающем гидроагрегате или на остановленном гидроагрегате без опорожнения спиральной камеры следует производить проверки и фиксировать внешние признаки ухудшения состояния вала: увеличение биения вала у направляющих подшипников, повышенные вибрации подшипников, наличие признаков износа шеек и уплотнений вала.

Оценку состояния стальных конструкций статора производят на основании осмотра узлов крепления сердечника, спинки сердечника и стыков секторов статора, фундаментных креплений, а также на основании результатов вибрационных испытаний.

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

Типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата, приведены в таблице 13.4.

Таблица 13. 4 - Оценка вибрационного состояния

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

14 Датчики для измерения и контроля за уровнем вибрации

Контроль вибрации турбин это немаловажный фактор, который позволяет предотвратить аварию на предприятии, так как повышенная вибрация турбинного оборудования, как правило, приводит к авариям, которые могут быть с тяжелыми последствиями, останавливают на неопределенный срок работу всего предприятия, а также влияют на состояние экологии.

Существует ГОСТ 55265.2-2012 (ISO 10816-2.2009) «Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на не вращающихся частях», применяется для измерения и контроля вибрации стационарных паровых турбин и генераторов мощностью более 50 МВт. Настоящий документ описывает такие моменты, как места установки датчиков, критерии оценки вибрации турбины, допустимые уровни общего уровня вибрации турбины в диапазоне от 10 – 1000 Гц и так далее. Необходимо понимать, что повышенная вибрация турбины наиболее опасна, поэтому необходимо оснащать данные агрегаты стационарной системой контроля вибрации, например, системой «ПРОТОН-1000», которая максимально положительно зарекомендовала себя в энергетической промышленности. Эта система вибромониторинга и контроля технологических параметров с 2015г имеет версию беспроводных технологий. На расстоянии 100-200м вы устанавливаете датчики или трансмиттеры (усилители сигналов) и на любые расстояния передаете параметры вибрации в операторскую.

Немаловажно произвести вибродиагностику по состоянию оборудования и определить, непосредственно, дефект и причину его возникновения в оборудовании. Для этого использую виброанализаторы CSI 2140 или BALTECH VP-3470. Для вибродиагностики турбин применяют вихретоковые датчики (проксиметры, датчики перемещения вала относительно корпуса) в совокупности с мощными виброанализаторами. Датчики устанавливаются в корпусы подшипников скольжения турбины, по два датчика на каждый корпус под углом 90 градусов. Этот способ позволяет оценить состояние оборудования, выявить дефект и установить причину его появления, по полученной траектории вала турбины.

14.1 ПРОТОН-1000. Стационарная система контроля технологических параметров

Стационарная система контроля параметров предназначена для непрерывного отслеживания вибрационного состояния подшипниковых узлов (вибромониторинг), контроля температуры и давления сред, учет расхода жидкостей и пара, обнаружения зарождающихся дефектов на основе автоматизированного получения измерительной информации, ее передачи, хранения, обработки и отображения (представления) в виде,

удобном для восприятия оператором. Виброзащита реализуется с помощью обратной связи по отключению из уставок выбранного параметра.

Используется на предприятиях для мониторинга вибрационных и технологических параметров объектов и агрегатов, требующих периодический вибромониторинг или постоянный контроль состояния (компрессоры, насосы, вентиляторы и др.)

Стационарная система контроля параметров представляет собой комплекс технических средств, объединенных общим алгоритмом. Конфигурация системы разрабатывается индивидуально, применительно к оборудованию Заказчика. Выбор контролируемых параметров так же осуществляется Заказчиком.

Виброзащита, вибромониторинг и вибродиагностика обеспечивают непрерывный контроль определённых заранее эксплуатационных параметров в конкретных точках оборудования (местах крепления датчиков). Это связано с необходимостью обеспечения быстрой реакции системы мониторизации «ПРОТОН-1000» на изменения, сигнализирующие об опасности эксплуатационному персоналу, или на отключение технологического оборудования.

Техническая реализация инструментальных средств защитных систем мониторизации (виброзащита и вибромониторинг) основаны на относительно простых и надёжных аналоговых сравнениях скалярных величин с подготовкой принятия решения (сигнализация опасного уровня или отключение оборудования) методами «голосования». Логика «голосования» определяется таким образом, что срабатывание реле тревожной сигнализации происходит при одновременном достижении заданных уровней по меньшей мере двумя основными эксплуатационными параметрами одного вида, например вибрации (виброзащита).

В случае достижения опасных уровней нескольких эксплуатационных параметров разных видов (вибрация, температура, обороты, давление и т.д.) используется логика приоритетного «голосования».

Системы имеют модульное (кратное 5 и 10 каналам) конструктивное исполнение и, по мере необходимости, могут наращиваться вычислительными средствами и интегрироваться в локальные вычислительные сети предприятия.

Вибромониторинг оборудования, расположенного во взрывоопасных зонах предусматривают технические мероприятия по обеспечению барьеров безопасности согласно требованиям ГОСТ 22782.0-81.

В качестве примеров реализации приводятся функциональные возможности и технические характеристики приборов и систем контроля, нашедшие применение в различных отраслях промышленности.

При измерениях вибрации регистрируются следующие сигналы:

Временные сигналы виброускорения в точках установки датчиков в виде массивов временных данных;

Временные сигналы датчика оборотов (тахометра) в виде массивов временных данных.

Массивы временных данных используются далее для обработки и спектрального анализа

.

При обработке данных рассчитываются следующие вибрационные параметры:

Пик-фактор временного сигнала виброускорения.

Среднеквадратические значения виброскорости, виброускорения, двойная амплитуда виброперемещения в мониторинговом и диагностических режимах работы.

16 гармонических составляющих на характерных частотах с произвольным коэффициентом кратности по отношению к оборотной частоте для виброускорения, виброскорости и виброперемещения.

2 спектральные составляющие на фиксированных частотах, инвариантных по отношению к оборотной частоте виброускорения, виброскорости и виброперемещения.

Фазовые углы на оборотной частоте для виброперемещения (расчет фазового угла для виброускорения и виброскорости производится за счет введения соответствующей поправки в 90 град).

Перечисленные данные для каждой из точек заносятся в базу данных для хранения.

Программное обеспечение системы мониторинга "PROTON" обеспечивает управление процессами регистрации и обработки данных, контроль состояния оборудования, вибромониторинг, отображение текущей информации о состоянии оборудования, формирование отчетных документов, архивацию измерительной информации в базе данных, предоставление измерительных данных клиентским приложениям.

Виброзащита, вибромониторинг и состояние агрегата индицируется цветом на светофоре слева в верхней части мнемосхемы.

Состояние каждой из подшипниковых опор отображается цветом на соответствующих локальных светофорах (прямоугольники подшипниковых опор).

Для отображения состояния используются следующие цвета

ХОРОШЕЕ - зеленый,

ДОПУСТИМОЕ - желтый,

НЕДОПУСТИМОЕ – красный,

НЕРАБОЧЕЕ – коричневый,

НЕОПРЕДЕЛЕННОЕ – синий.

По желанию заказчика система комплектуется штатными датчиками контроля температуры, расхода, давления сред и пр.

Система «ПРОТОН-1000» открытого типа, поэтому легко адаптируется специалистами КИП и А предприятий со штатными системами автоматизации, что значительно удешевляет проектные, шефмонтажные и эксплуатационные расходы.



Рисунок 14.1 - Датчик системы «ПРОТОН-1000»



Рисунок 14.1 - Система «ПРОТОН-1000»

14.2 Виброанализатор BALTECH VP-3470 универсального применения для вибродиагностики и балансировки

Двуканальный виброанализатор BALTECH VP-3470 с программой вибродиагностики BALTECH Expert предназначен для определения технического состояния широкого класса машин и механизмов, а также выполнения динамической балансировки в собственных опорах роторов.

Согласно концепции «Технологии надежности» любой специалист должен провести измерение вибрации агрегата, быстро определить общее техническое состояние, выявить с высокой достоверностью все виды дефектов и провести виброналадочные работы (например, балансировку в собственных опорах).

Анализ измеренной вибрации (1 и 2-х канальное)

Временные сигналы и колебания динамического (роторного) оборудования позволяют определить повреждения в низкооборотных машинах, градирнях, редукторах и прочих агрегатах.

Вибродиагностика (1 и 2-х канальное)

Быстрое преобразование Фурье (БПФ анализ) — анализ спектра огибающей выполняется для вибродиагностики технического состояния машин и механизмов, подшипников качения, а также зубцовых частот и дефектов редукторов.

Балансировка в полевых условиях (1,2,3 и 4-х плоскостная)

Расцентровка и дисбаланс являются самыми часто появляющимися видами дефектов, основными источниками разрушающей низкочастотной вибрации.

С помощью 2-х каналов вы можете быстрее выполнить эффективную динамическую балансировку в двух плоскостях любого типа механизмов (возможно до 4-х плоскостей). С помощью виброанализатора — балансировщика BALTECH VP-3470 вы можете устранить дисбаланс за 30-40 минут, используя из комплекта лазерный тахометр, инклинометр и весы для балансировочных масс.

Неуравновешенность роторов является одной из самых разрушительных сил, как и расцентровка осей валов и муфтовых соединений.

Вследствии дисбаланса всегда появляется комплекс проблем:

Быстрый износ подшипниковых узлов,

Увеличение общего уровня вибрации (ослабление всех кинематических связей),

Увеличения шума (аттестация рабочих мест персонала),

Снижение КПД (коэффициента полезного действия) механизма,

Поломка опор механизмов (трещины на лапах),

Ускоренное загрязнение и износ смазочных материалов,

Поломка валов, муфт и сопряженных деталей,

Увеличение потребления электроэнергии (увеличение нагрузок до 15%)

Всего три шага балансировки:

Измерение вибрации — Расчет балансировочных грузов — Установка рассчитанных грузов.

Функциональные возможности BALTECH VP-3470:

Измерение вибрации и анализ (2 вибрационных канала, 1 тахометрический канал)

Виброконтроль: измерения общего уровня вибрации (виброперемещение, виброскорость, виброускорение, СКЗ, амплитуда, эксцесс)

Тахометр

Фазометр

Стробоскоп

Балансировка (до 4-х плоскостей, до 16 точек измерения вибрации, пробный пуск)

Предварительный расчет пробного груза

Расчет угла и массы балансировочного груза

Осциллограф (режим измерения временных сигналов)

Спектральный анализ сигналов

БПФ спектральный анализ огибающей

Передача измеренных данных в программное обеспечение BALTECH Expert для ведения баз данных по состоянию оборудования, анализа данных, прогнозирования, диагностики и формирования отчетов

Технические характеристики системы BALTECH VP-3470

Количество каналов

2 аналоговых канала
1 канал синхронизации

Акселерометр, датчик оборотов, стро-

боскоп

 Интегрирование на входе
 Цифровое

 Частотный диапазон, Гц
 0.5 - 10000

Максимальная неравномерность АЧХ, % ±5

Измеряемые величины Виброускорение, виброскорость, виб-

роперемещение

Количество усреднений 1-100

Полосы для измерения вибрации, Гц

По ГОСТу: 2...200, 2...1000, 10...1000, 10...2000

Дополнительно: 10...10000

Диапазоны измерений

Типы преобразователей

 Виброускорение, м/c2
 0.05...300

 Виброскорость, мм/c
 0.05...1000

 Виброперемещение, мкм
 0.05...10000

Спектральный анализ

Граничные частоты, Гц 200, 500, 1000, 2000, 5000, 10000

Измерение амплитуды и фазы для балансировки

Диапазон частот вращения, Гц 0.5...2000

Автоматический контроль Контроль подключения датчика

Единицы измерения амплитуды дБ, g, m/c^2 , m/c, мкм Устройство ввода Пленочная клавиатура

Внешние устройства USB

Светодиодный индикатор зарядки аккумулятора:

Красный/ Зеленый

Время зарядки аккумулятора, ч ~ 4

Время работы от аккумулятора, ч Не менее 8



Рисунок 14.2 - Виброанализатор BALTECH VP-3470

14.3 Вихревой датчик смещения PR 6423

РК 6423 — это бесконтактный измерительный преобразователь на основе вихревых токов, имеющий жесткую конструкцию, рассчитанный на установку в чрезвычайно важные турбинные машины. Он применяется, в частности, для паровых и газовых машин, компрессоров и гидротурбинных машин, нагнетателей и вентиляторов. Целью датчика смещения является измерение положения или биения вала, не касаясь измеряемой поверхности — ротора. В машинах с подшипниками скольжения вал отделяется от материала подшипника тонкой пленкой масла. Масло служит гасителем колебаний и поэтому вибрация и положение вала не передаются через подшипник на гнездо подшипника.

Использование датчиков вибрации корпуса неэффективно для мониторинга машин с подшипниками скольжения, так как вибрация, производимая движением или положением вала, значительно гасится масляной пленкой подшипника. Идеальный метод мониторинга положения и движения вала — это крепление бесконтактного датчика на основе вихревых токов через подшипник или внутри подшипника, и прямое измерение его движения и положения. Датчик PR 6423 обычно используется для измерения вибрации валов машин, эксцентриситета,

осевых нагрузок (смещения вала), разностного расширения, положения клапанов и воздушных зазоров.

Бесконтактное измерение статического и динамического смещения вала.

- Осевое и радиальное смещение вала (положение).
- Эксцентриситет вала.
- Вибрация вала (движение).

Соответствует международным стандартам DIN 45670, ISO 10817-1 иАРІ 670.

Пригоден для использования во взрывоопасной среде, Eex ib IIC T6/T4.

Имеются другие модели датчиков смещения

— PR 6422, PR 6423, PR 6424 и PR 6425.

Технические характеристики

Диапазон измерения Статические измерения: $\pm 1,0$ мм.

Динамические измерения: от 0 до 500 мкм. Лучше всего подходит для диапазона от

50 до 500 мкм.

Чувствительность 8 В/мм

Цель Электропроводная сталь.

Цилиндрические валы.

При измерении буртиков, если целевая поверхность имеет диаметр менее 25 мм, погрешность может превышать 1%.

Погрешность незначительна, если целевая поверхность имеет диаметр более 25 мм.

Окружная скорость вала: от 0 до 2500 м/с

Диаметр вала: > 25 мм

Номинальный зазор

(центр диапазона измерения): 1,5 мм



Рисунок 14.3 - Вихревой датчик смещения PR 6423

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
- 2 Правила устройства электроустановок 7е изд. [Текст]: Все дейст вующие разделы ПУЭ-7, 2й выпуск, с изм. и доп. по сост-ию на 1 ноября 2005г. Новосибирск: Сиб. универ. изд-во, 2005. 512 с.
- 3 Руководство по эксплуатации. Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем типа ШЭ1113.
- 4 Руководство по эксплуатации ЭКРА.656132.091 РЭ. Терминалы защит серии БЭ2704.
- 5 Рекомендации по выбору уставок защиты линии и автоматики управления выключателем типа ШЭ1113.
- 6 Корректировка рекомендаций по расчету и выбору параметров срабатывания защит ВЛ 110-220 кВ с использованием панели типа ШДЭ-2800.
- 7 Дистанционная защита линий 35-330 кВ [Текст]: рук. указания по релейной защите. М.: Энергия, 1966. 172 с.
- 8 Циглер, Г. Цифровая дистанционная защита принципы и применение [Текст]: / Г, Циглер, А. Ф. Дьяков. М.: Энергоиздат, 2005. 448 с.
- 9 Руководство по эксплуатации SIPROTEC C53000-G1176-C155-3. Дистанционная защита 7SA522 F4.3
- 10 Техническое справочное руководство *REL551*. Терминал дифференциальной защиты линии.
- 11 Федеральный закон РФ «Об основах охраны труда в РФ», М.: 1999.
- 12 Кондрасенко, В. Я. Безопасность жизнедеятельности [Текст]: учеб. пособие /В. Я, Кондрасенко, А. И. Жуков. Красноярск: КГТУ, 1999.-245 с.
- 13 Межотраслевые правила по охране труда правила безопасности
- при эксплуатации электроустановок [Текст]. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. 144 с.
- 14 Князевский, Б. А. Охрана труда в электроустановках [Текст]: учеб. для вузов /Б. А. Князевский, Т. П. Марусова, Н. А. Чекалин, Н. В. Шипунов. М.: Энергоатомиздат, 1983.-336с.
- 15 Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках [Текст] / П. А. Долин. М.: Энергоатомиздат, 1984. 448 с.
- 16 Безопасность и экологичность [Текст]: метод, указания по дипломному проектированию / П. П. Костылев; Краснояр. гос. техн. ун-т. Красноярск, ИПЦ КГТУ, 2004. 48 с.

- 17 ГОСТ 12.1.2004 85 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 18 ГОСТ 12.1.038 82 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 19 Герасименко, А. А. Качество электрической энергии в электри ческих сетях [Текст]: учеб. пособие / А. А. Герасименко, Т. И. Поликар пова; Краснояр. гос. техн. ун-т. Красноярск, ИПЦКГТУ, 2002. 116 с.
- 20 Разработка сметно-финансовой документации на ремонт и реконструкцию энергооборудования [Текст]: метод, указания /Сост. О. Н. Лазарева, И. А. Астраханцева. Красноярск: КГТУ, 1998. 32 с.
- 21 Савин, Ю. С. Определение сметной стоимости строительства электрических сетей сельскохозяйственного назначения [Текст] / Ю. С. Савин, В. И. Франгулян. -М.: Энергоатомиздат, 1986. 168 с.
- 22 Электронный каталог Baltech [Электронный ресурс] режим доступа: http://www.baltech.ru/index.php?nomer=36
- 23 Электронный каталог Emerson [Электронный ресурс] режим доступа: http://www2.emersonprocess.com/ruRU/productsservices/Pages/ProductsandService s.aspx
- 24 СТО 4.2-07-2010 Система менеджмента качества. Общие требо вания к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. Взамен СТО 4.2-07-2014; дата введ. 22.11.2010. Красноярск: БИК СФУ. 57 с. 1