

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция систем возбуждения гидроагрегатов Бурейской ГЭС

Исполнитель

студент группы 742 об1

(подпись, дата)

И.А. Гвоздик

Руководитель

Доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачёва

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гвоздика Ивана Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция систем возбуждения гидроагрегатов Бурейской ГЭС. (утверждено приказом от 19.03.2021 № 575 уч)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2021
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Параметры тиристорной системы самовозбуждения, данные измерений в машинном зале ГЭС, характеристика заземляющего проводника.
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): электромагнитная обстановка шкафов систем возбуждения, расчёт устанавливаемого оборудования, экономическая выгода.
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 25 таблиц, 101 формула, 97 страниц, 22 источника.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
 7. Дата выдачи задания: 22.04.2021
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва А.Г., доцент.
Задание принял к исполнению (дата): 22.04.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 стр., 14 рисунков, 25 таблиц, 101 формулы, 22 источника, 4 приложения.

СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ, ШКАФ ВОЗБУЖДЕНИЯ, МОЩНОСТЬ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕГУЛИРОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ОБСТАНОВКА, ФОРСИРОВАНИЕ, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ДИАГНОСТИКА.

В представленной работе разработан один из вариантов реконструкции систем возбуждения гидроагрегатов Бурейской ГЭС. В работе рассмотрен вариант замены шкафа возбуждения, не подходящем по современным критериям, на более современную и надёжную версию. Для этого была рассчитана электромагнитная обстановка шкафов систем возбуждения гидроагрегатов с 1 по 6, благодаря чему выяснена электромагнитная устойчивость. После чего была выбрана подходящая система возбуждения и произведён расчёт. В разделе «безопасность и экологичность» рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Описание существующего оборудования	9
2 Обследование электромагнитной обстановки шкафов СВ	11
2.1 Оценка металлосвязи, термической устойчивости заземляющих проводников к токам КЗ и напряжений прикосновения	11
2.2 Оценка термической устойчивости заземляющих проводников в режиме КЗ	11
2.3 Сопротивление металлосвязи	12
2.4 Напряжение прикосновения	15
3 Токи КЗ промышленной частоты и импульсные помехи	18
3.1 Воздействие тока КЗ промышленной частоты на контрольный кабель	18
3.2 Имитация КЗ на землю	18
3.3 Импульсные помехи при воздействии импульсных токов в режиме КЗ	22
3.4 Электромагнитные поля радиочастотного диапазона	29
3.5 Диагностика магнитных полей промышленной частоты в нормальном режиме	32
4 Диагностика магнитных полей промышленной частоты в режиме КЗ	36
4.1 Помехи в цепях питания РЗА, АСУ ТП постоянного тока	37
4.2 Воздействия высших гармоник	39
5 Качество электроэнергии в сетях до 1000 В	41
5.1 Основные показатели	41
6 Качество электроэнергии в сети 0,4 кВ машинного зала ГЭС	46
6.1 Заключение обследования электромагнитной обстановки	47
7 Выбор компании поставщика, среди прочих на рынке	51
7.1 Концерн «силовые машины»	52

8	Выбор оборудования	58
8.1	Предлагаемая система возбуждения	58
8.2	Технические требования к тиристорному преобразователю	60
8.3	Секция управления и регулирования	60
8.4	Технологические решения	61
9	Технический расчёт новой системы возбуждения	64
9.1	Требования к тиристорным преобразователям	64
9.2	Расчётные значения токов выпрямительного трансформатора	66
9.3	уставки токовых защит выпрямительного трансформатора	68
9.4	Защиты ротора ГГ от перегрузки	71
9.5	Уставки встроенных ограничителей СВ	73
10	Безопасность и экологичность	76
10.1	Безопасность	76
10.2	Пожарная безопасность	79
10.3	Экологичность	81
11	Надёжность	85
11.1	Коэффициент готовности	85
11.2	Коэффициент технического использования	85
12	Технико-экономическое обоснование	87
12.1	Стоимость оборудования и расчёт доходов станции	87
12.2	Расчет амортизационных отчислений	89
12.3	Расчет технико-экономических показателей	90
	Заключение	93
	Библиографический список	95
	Приложение А Методика измерения потенциалов в экране контрольного кабеля при имитации КЗ на землю	98
	Приложение В Методика измерения сопротивления металlosвязи	100
	Приложение С Методика измерения напряжения прикосновения	101
	Приложение D Методика измерения полей радиочастотного диапазона	103

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГРНPM – групповой регулятор напряжения и реактивной мощности;

ЗИП – запасные части и принадлежности;

МПУ – микропроцессорное устройство;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОС – операционная система;

ОТР – основные технические решения;

ПО – программное обеспечение;

САУ ГА – система автоматического управления гидроагрегатов;

СВ – система возбуждения;

СИ – средства измерений;

СИФУ – система импульсно-фазового управления;

СОЕВ – система обеспечения единого времени;

СУР – система управления и регулирования;

ТЗ – техническое задание;

ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;

ЩВ – щит возбуждения;

ЭМО – электромагнитная обстановка;

ЭМС – электромагнитная совместимость.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день ГЭС является одним из самых перспективных станций для производства электроэнергии. Ведь несмотря на первичные затраты для её постройки, в перспективе она с лихвой покрывает их все, после чего начинает приносить прибыль, не требуя ни каких затрат на сырьё, лишь обслуживание и ремонт, но без этого не обходится ни одно производство, так что ставить это ей в минус глупо и не разумно.

Бурейская ГЭС является крупнейшей ГЭС Амурской области, она находится на реке Бурей, вблизи посёлка Талакан. Её шесть гидрогенераторов выдают суммарную мощность равную 2010 МВт, что позволяет станции стоять на лидирующих позициях в ОЭС Востока.

Но для того чтобы генераторы могли выполнять свои функции, в машинном зале установлена система возбуждения СТС 425-2100-305 УХЛ4. Данная система возбуждения очень хорошо подходит данной электростанции, но, как и всё со временем, она устаревает.

Сейчас на рынке появились новые версии старых систем возбуждения. Так старая тиристорная система возбуждения на базе СУР АРВ – М, теперь имеет АРВ – 4М. Казалось бы добавилась всего одна цифра, но в реалиях практики новая система возбуждения куда более надёжная и удобная в обращении.

Целью данной работы является теоритически реконструировать старую систему возбуждения, путём её замены на новую более совершенную. Гидрогенераторы и турбины в замене не нуждаются.

Оборудование систем возбуждения вводилось в эксплуатацию в комплексе с гидрогенераторами в период с 2003 по 2007г.

Основные причины из-за которых требуется реконструкция:

1. Несоответствие стандартам АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим

регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» у автоматического регулятора АРВ-М в составе шкафов СУР щитов возбуждения ГА1 ÷ ГА6;

2. отсутствие производимых заводом изготовителем запасных частей.

Для достижения поставленной цели, необходимо будет выполнить следующие задачи:

- для того чтобы выяснить какое электромагнитное воздействие будет производиться на электроприборы в той области и выяснить их должный уровень защиты, необходимо обследовать электромагнитную обстановку шкафов систем возбуждения.

- выбрать подходящую компанию, что сможет поставить хорошее оборудование, соответствующее всем современным критериям.

- выполнить выбор оборудования и произвести технический расчёт

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio.

Система самовозбуждения– комплекс электротехнических изделий, обеспечивающих возбуждение генератора в нормальных и аварийных режимах.

Таблица 1 – Основные технические характеристики генераторов Г1 ÷ Г6

Параметр	Значение
Номинальное напряжение статора генератора,	15,75
Номинальный ток статора генератора, А	13645
Номинальное напряжение возбуждения	370
Номинальный ток возбуждения генератора, А	1880

1 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.

1.1 Состав и состояние оборудования

На гидроагрегатах Бурейской ГЭС установлены тиристорные системы самовозбуждения СТС 425-2100-3,5 УХЛ4 производства ОАО «Силовые машины».

Тиристорные системы состоят из:

- щита возбуждения ЩВ G (1 ÷ 6);
- трансформатора возбуждения ТВ-Г (1 ÷ 6);
- трансформатора электроторможения ТЭТ 1,2 (трансформаторы электроторможения на ГА3 ÷ ГА6 отсутствуют);
- разрядного сопротивления R1;
- трансформатора напряжения 1ТН-Г(1÷6), 2ТН-Г(1÷6), 1ТН-Т(1÷6), 2ТН-Т(1÷6);
- трансформаторы тока ТА15, ТА16, ТА25, ТА26, ТА27, ТА28.

Щит возбуждения состоит из:

- силовой секции (шкаф АЕ1);
- секции электроторможения (шкаф АЕ2);
- тиристорной секции (шкаф АЕ3);
- СУР на базе АРВ-М (шкаф АЕ4).

Таблица 2 – Основные технические данные системы возбуждения типа СТС-425-2100-3.5 УХЛ4:

Параметр	Значение
1	2

Продолжение таблицы 2

1	2
Номинальный выпрямленный ток системы возбуждения, А	2100
Номинальный ток возбуждения генератора, А	1880
Номинальное выпрямленное напряжение системы возбуждения, В	425
Напряжение номинальное возбуждения генератора, В	370
Допустимая длительность форсировки, с	Не более 50
Быстродействие системы возбуждения при форсировке, с	Не более 0,025
Кратность форсировки по напряжению, о.е.	Не менее 3,5
Кратность форсировки по току, о.е.	2

2 ОБСЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ ШКАФОВ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ № 1 - №6 БУРЕЙСКОЙ ГЭС

2.1 Оценка металлосвязи, термической устойчивости заземляющих проводников к токам КЗ и напряжений прикосновения.

Эффективное заземление оборудования позволяет минимизировать воздействие электромагнитных полей и помех на работоспособность микропроцессорных устройств и человеческого фактора на основе соблюдения требований электробезопасности. Одним из основных критериев электробезопасности является напряжение прикосновения. Эффективность заземления оборудования в машинном зале ГЭС зависит от величины сопротивления металлосвязи и термической устойчивости заземляющих проводников к токам двухфазных КЗ в сети 6 кВ через землю.

2.2 Оценка термической устойчивости заземляющих проводников в режиме КЗ

Термическая устойчивость заземляющих проводников определяется сечением проводника ($S_{пр}$), величиной тока, протекающего по проводникам ($I_{пр}$) и временем существования режима КЗ (τ). Время существования режима КЗ – полное время воздействия тока КЗ на ЗУ, которое определяется выдержкой времени защиты, временем срабатывания защиты и временем отключения выключателя. Время существования режима КЗ не превышает 0,2с. Максимальное значение тока трёхфазного КЗ на шинах 6кВ равно 11,1кА, а значение тока двухфазного КЗ составит 9,11кА. Допустимое сечение заземляющих проводников по термической устойчивости выбирается из условия отсутствия нагрева более 400° и определяется выражением:

$$S_{пр} \geq \frac{I_{пр} \sqrt{\tau + 0,1}}{60}$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток через заземляющий проводник, А;

τ – время существования режима КЗ.

Для термической устойчивости заземляющих проводников в случае возникновения двухфазного КЗ через землю в сети 6кВ сечение проводника должно быть не менее 83мм². Сечение существующих заземляющих проводников равно 250мм². Следовательно, термическое разрушение заземляющих проводников в режиме двухфазного КЗ через землю в сети 6кВ исключено.

Таблица 3 – Характеристики Заземляющего проводника, в машинном зале ГЭС.

№	Наименование объекта	Допустимо-минимальный $I_{\text{кз}}^2$, А	Время существования КЗ, С	Минимальное требуемое сечение заземляющего	Существующее сечение заземляющего проводника, мм ²	Соответствие требованиям
1	Машинный зал ГЭС	9110	0,2	83	250	соответствует

2.3 Сопротивление металlosвязи.

Сопротивления металlosвязи проверялось между шкафами возбуждения гидрогенераторов и базисной точкой. В качестве базисной точки была принята точка заземления трансформатора ТВ-Г2.

Величина сопротивления металlosвязи рассчитывалась по выражению:

$$R_{\text{мс}} = \frac{U_{\text{изм}} - U_{\text{хх}}}{J_{\text{ген}}}$$

где $U_{\text{хх}}$, $U_{\text{изм}}$ – напряжение между базисной точкой и оборудованием,

(отключенным и включенным генератором промышленной частоты), В;

$J_{ген}$ – ток генератора промышленной частоты, А.

$$R_{мс1} = \frac{0,008-0,003}{1} = 0,005 \quad (1)$$

$$R_{мс2} = \frac{0,007-0,005}{1} = 0,002 \quad (2)$$

$$R_{мс3} = \frac{0,005-0,003}{1} = 0,002 \quad (3)$$

$$R_{мс4} = \frac{0,011-0,005}{1} = 0,006 \quad (4)$$

$$R_{мс5} = \frac{0,006-0,003}{1} = 0,003 \quad (5)$$

$$R_{мс6} = \frac{0,029-0,026}{1} = 0,003 \quad (6)$$

Сопротивление металlosвязи считается удовлетворительным, если его величина не превышает допустимое значение, рассчитанное по формуле:

$$R_{доп} = \frac{2000}{I_{кз}^{(2)}}$$

где $I_{кз}^{(2)} = 9110$ А – максимальное значение тока двухфазного короткого замыкания через землю в сети 6кВ.

$$R_{\text{доп}} = \frac{2000}{9110} = 0,22 \quad (7)$$

Допустимое значение металлосвязи, для машинного зала гэс, равняется 0,22 Ом.

Результаты измерений и расчётов сопротивления металлосвязи, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты измерений и расчётов сопротивления металлосвязи.

№ п/п	Наименование объекта	$U_{\text{хх}}, \text{В}$	$I_{\text{ген}}, \text{А}$	$U_{\text{изм}}, \text{В}$	Сопротивление металлосвязи $R_{\text{мсв}}, \text{Ом}$	Степень коррозии	Соответствие нормативным документам
1	Щит системы возбуждения Г-1	0,003	1	0,008	0,005	Менее 0,5%	Соответствует
2	Щит системы возбуждения Г-2	0,005	1	0,007	0,002	Менее 0,5%	Соответствует
3	Щит системы возбуждения Г-3	0,003	1	0,005	0,002	Менее 0,5%	Соответствует
4	Щит системы возбуждения Г-4	0,005	1	0,011	0,006	Менее 0,5%	Соответствует
5	Щит СВ Г – 5	0,003	1	0,006	0,003	Менее 0,5%	Соответствует
6	Щит СВ Г-6	0,026	1	0,029	0,003	Менее 0,5%	Соответствует

Анализ таблицы показывает, что сопротивление металlosвязи не превышает допустимое значение. Это указывает на эффективное заземление оборудования шкафов и систем возбуждения гидрогенераторов.

2.4 Напряжение прикосновения.

Напряжения прикосновения измерялись по отношению к шкафам систем возбуждения гидрогенераторов.

Значение напряжения прикосновения в режиме двухфазного КЗ через землю в сети 6кВ определялось по формуле:

$$U_{\text{пр}} = (U_{\text{изм}} - U_{\text{хх}}) \cdot \frac{J_{\text{кз}}^{(1)}}{J_{\text{ген}}}$$

где $U_{\text{изм}}$, $U_{\text{хх}}$ – соответственно измеренные напряжения прикосновения при включенном и отключенном генераторе промышленной частоты.

$J_{\text{ген}}$ – ток генератора промышленной частоты.

$J_{\text{кз}}^{(1)}$ – максимальное значение тока двухфазного КЗ в сети 6кВ.

$$U_{\text{пр1}} = (0,001 - 0) \cdot \frac{9110}{4} = 2,3 \quad (8)$$

$$U_{\text{пр2}} = (0,002 - 0) \cdot \frac{9110}{4} = 4,6 \quad (9)$$

$$U_{\text{пр3}} = (0,002 - 0) \cdot \frac{9110}{4} = 4,6 \quad (10)$$

$$U_{\text{пр4}} = (0,001 - 0) \cdot \frac{9110}{4} = 2,3 \quad (11)$$

$$U_{пр5}=(0,001-0) \cdot \frac{9110}{4} = 2,3 \quad (12)$$

$$U_{пр6}=(0,001-0) \cdot \frac{9110}{4} = 2,3 \quad (13)$$

Учитывая, что время существования КЗ в сетях 6кВ не превышает 0,2с, допустимое значение напряжения прикосновения составляет 250В. Результаты измерений и расчётов напряжений прикосновения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты измерений и расчётов напряжений прикосновения.

№ п/п	Наименование объекта	U_{xx} , В	$I_{ген}$, А	$U_{изм}$, В	$I_{кз}^2$, А	$U_{пр}$, В	$U_{доп}$, В	Соответствие нормативным документам
1	Щит системы возбуждения Г-1	0	4	0,001	9110	2,3	250	Соответствует
2	Щит системы возбуждения Г-2	0	4	0,002	9110	4,6	250	Соответствует
3	Щит системы возбуждения Г-3	0	4	0,002	9110	4,6	250	Соответствует
4	Щит системы возбуждения Г-4	0	4	0,001	9110	2,3	250	Соответствует
5	Щит системы возбуждения Г-5	0	4	0,001	9110	2,3	250	Соответствует
6	Щит системы возбуждения Г-6	0	4	0,001	9110	2,3	250	Соответствует

Анализ таблицы показывает, что напряжения прикосновения в режимах КЗ в сети 6кВ не превышают допустимого значения. Что, в свою очередь, указывает на достаточную эффективность заземляющего устройства и исключение влияния человеческого фактора на работоспособность МПУ в режиме КЗ в сети 6кВ.

3 ТОКИ КЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ И ИМПУЛЬСНЫЕ ПОМЕХИ

3.1 Воздействие тока кз промышленной частоты на контрольный кабель.

В системе возбуждения гидрогенераторов используются контрольные кабели, экраны которых заземлены, как с одной стороны, так и с двух сторон. Следовательно, при возникновении двухфазного КЗ в сети 6кВ по экранам контрольных кабелей будут протекать токи, если экраны заземлены с двух сторон. В случае заземления экран с одной стороны между разземлённым экраном и землёй может возникнуть потенциальная опасность для изоляции контрольного кабеля. Величину токов в экранах контрольных кабелей и потенциалов между экраном и землёй можно определить на основе имитации КЗ с использованием специализированной компьютерной программы, например «KWIKGRID». По величине тока в экранах контрольных кабелей в зависимости от времени существования КЗ можно оценить термическое воздействие тока КЗ на экраны (броню) контрольных кабелей и спрогнозировать вероятность термического разрушения контрольных кабелей. По величине потенциала между экраном и землёй можно спрогнозировать вероятность пробоя изоляции контрольного кабеля.

3.2 Имитация КЗ на землю (составляющая тока КЗ промышленной частоты)

При имитации токов КЗ отдельно имитировались токи в режиме двухфазного КЗ через землю. Место КЗ выбиралось для наиболее удалённого объекта от шкафа системы возбуждения, с которым имеется связь через контрольные кабели. В этом случае возникновение максимальных потенциалов в экранах контрольных кабелей наблюдается, если контрольные кабели имеют протяженность от 30м и более, что может привести к электрическому пробое изоляции кабелей и протеканию токов в экранах

контрольных кабелей, способных вызвать термическое разрушение экрана и, как следствие, термическое разрушение кабеля.

В случае возникновения двухфазного КЗ через землю в сети 6кВ максимальное значение тока равно 9110А. Учитывая, что расположение шкафов систем возбуждения по отношению к соответствующему генератору одинаково, в качестве объекта для исследования был выбран шкаф системы возбуждения Г-2.

Экспериментальные измерения проводились на следующих контрольных кабелях:

- G2-609 КВВГнг 4х2,5 от G2-609 ЩВ-АЕ1 до отм. 134,1м шк. АГТ, длина 30м;

- G2-611 КВВГнг 4х1,5 от G2-611 ЩВ-АЕ1 до отм. 140,7м шк. 2АГ6, длина 50м.

Таблица 6 – Результаты измерений при имитации КЗ.

№ п/п	Тип оборудования	Напряжение распределительной сети, кВ	Эл.цепь имитации Кз	$I_{ген}, А$	$U''_{кк}, В$	$\Delta U, В$
1	Шкаф системы возбуждения АЕ1 Г-2	6	АЕ1-2АГ-6	0 2	0,004 0,024	0,02
2	Шкаф системы возбуждения АЕ1 Г-2	6	АЕ1-АГТ	0 2	0,001 0,012	0,011

Для имитации токов КЗ с помощью генератора промышленной частоты (ГПЧ) генерировался ток величиной от 1А до 2А.

Для определения реального значения напряжения в экране контрольного кабеля результаты измерений пересчитывались к реальным значениям токов КЗ.

Значение напряжения в экране контрольного кабеля определялось по формуле:

$$U_i = \Delta U \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{Ген}}}$$

где U_i - значение напряжения, обусловленного одной электрической цепью при имитации КЗ.

$$U_{i1} = 0,02 \cdot \frac{9110}{2} = 81,1 \quad (14)$$

$$U_{i2} = 0,018 \cdot \frac{9110}{2} = 44,6 \quad (15)$$

Таблица 7 – Результаты расчетов токов и напряжений в экране контрольных кабелей

№ п/п	Эл.цепь имитации Кз	$I_{\text{Ген}}, \text{ А}$	$\Delta U, \text{ В}$	$I_{\text{Ген}}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}^2, \text{ А}$	$\frac{I_{\text{КЗ}}^2}{I_{\text{Ген}}}, \text{ А}$	$U_i, \text{ В}$
1	АЕ1- 2АГ-6	2	0,02	0 2	9110	4055	81,1
2	АЕ1- АГТ	2	0,018	0 2	9110	4055	44,6

Анализ результатов, представленных в таблице показывает, что разность потенциалов экрана контрольного кабеля протяженностью от 30м 16 до 50м может изменяться от 44,6 до 81,1В. Данное значение напряжения не

превышает испытательного напряжения для вторичных схем защиты, сигнализации и измерений, равного 2кВ, следовательно, обратного пробоя изоляции контрольного кабеля в режиме КЗ не произойдет.

Контрольный кабель типа КВВГнг (4х2,5) имеет протяженность 30 м согласно, сопротивление экрана составляет 0,135 Ом. В этом случае ток, протекающий по экрану, не будет превышать 330 А. Контрольный кабель типа КВВГнг (4х1,5) имеет протяжённость 50м. Согласно сопротивление экрана составляет 0,25 Ом. В данном случае ток, протекающий по экрану, может достигать 324 А.

Анализ показывает, что значения токов в экранах контрольных кабелей разного типа и длины практически не зависит от длины и сечения экрана кабеля, т.к. в экранах находится в диапазоне 324 А – 330 А. Среднее значение тока в экране контрольного кабеля в случае возникновения двухфазного КЗ в сети 6кВ через землю составит 327 А.

Допустимое значение тока, не вызывающее термического разрушения экрана, не должно превышать значения, рассчитанного по формуле:

$$I_{\text{доп},t} = k \frac{100}{\sqrt{0,09+t}}$$

где t – время существования КЗ; k – безразмерный поправочный коэффициент.

$$k=1 \text{ при } t < 1\text{с}$$

$$k=0,8 \text{ при } t \geq 1\text{с}$$

При возникновении двухфазного КЗ в сети 6кВ время существования КЗ составляет $t = 0,2\text{с}$.

В этом случае допустимый ток по термической стойкости в экране контрольного кабеля не должен превышать следующего значения:

$$I_{\text{доп,t}} = \frac{100}{\sqrt{0,09+0,02}} = 186 \text{ A} \quad (16)$$

Таким образом, при возникновении двухфазного КЗ через землю в сети 6кВ напряжение экрана контрольного кабеля не способно привести к электрическому пробое изоляции кабеля, если экран заземлён с одной стороны, а ток, протекающий по экрану контрольного кабеля способен вызвать термическое разрушение контрольного кабеля, если экран заземлён с двух сторон. Следовательно, в условиях эксплуатации оборудования в машинном зале Бурейской ГЭС экраны контрольных кабелей необходимо заземлить, с одной стороны. Заземление экрана производить в шкафу системы возбуждения.

3.3 Импульсные помехи при воздействии импульсных токов в режиме кз.

Влияние импульсных помех оценивалось с помощью имитации импульсных помех тока, возникающих при КЗ.

Для оценки величины импульсных помех необходимо знать величину импульсного сопротивления оборудования ($Z_{\text{имп.обор}}$), импульсное напряжение на оборудование ($U_{\text{зав.обор}}$) и на портах МП ($U_{\text{ном.имит}}$) связанных через контрольный кабель с оборудованием, а также коэффициент передачи $k_{\text{перед}}$, который определяется по формуле:

$$k_{\text{перед}} = \frac{U_{\text{зав.обор}}}{U_{\text{ном.имит}}}$$

Импульсное сопротивление оборудования при имитации высокочастотной составляющей КЗ оценивалось по выражению:

$$Z_{\text{имп.обор}} = \frac{U_{\text{зав.обор}}}{I_{\text{ген}}}$$

где $I_{ген}$ – ток высокочастотного генератора.

Величины $U_{заз.обор}$ и $U_{ном.имит}$ оценивались на основе соответствующих осциллограмм.

Расположение шкафов системы возбуждения гидрогенераторов по отношению к соответствующему генератору однотипно, поэтому в качестве оборудования, на котором проводились исследования импульсных помех при воздействии импульсных токов в режиме КЗ, был выбран шкаф системы возбуждения Г-2.

Измерения проводились на частотах 10 МГц, 50 МГц и 100 МГц.

Результаты имитационных измерений и расчеты коэффициента передачи и импульсного сопротивления оборудования, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты имитационных измерений и расчёты коэффициента передачи и импульсного сопротивления оборудования.

f, МГц	Ток генератора, ($I_{ГВЧн}$), А	$U_{заз.обор}$, В	* $U_{ном.имит}$, В	* $k_{перед.}$	$Z_{имп.обор}$, Ом	Тип оборудования
10	4,8	2,96	0,292/1,24	10,14/2,39	0,62	Шкаф СВ Г-2
50	-	-	-	-	-	
100	-	-	-	-	-	

* Синфазная помеха/противофазная помеха

На рисунках 2 - 3 представлены осциллограммы синфазных и противофазных помех, возникающих на портах МП, расположенных в щитах системы возбуждения.

На частотах $f = 50$ и 100 МГц зафиксировать напряжение на оборудовании и помехи в контрольном кабеле не удалось. Это указывает на высокую помехоустойчивость ЗУ к воздействию высокочастотных сигналов.

Напряжение помех, возникающих на оборудовании и на портах МПУ, в реальных условиях определяются расчетным путем по формулам:

-напряжение на оборудовании:

$$U_{\text{обор.расч}} = I_{\text{вч}} \cdot Z_{\text{имп.обор}}$$

где $I_{\text{вч}}$ - амплитуда импульса тока в заземлителе при КЗ.

$$U_{\text{обор.расч}} = 6000 \cdot 0,62 = 3720 \text{ В} \quad (17)$$

- напряжение на портах МПУ:

$$U_{\text{ном.к}} = \frac{U_{\text{обор.реал}}}{k_{\text{перед}}}$$

$$U_{\text{ном.к.с.п}} = \frac{3720}{10,14} = 367 \quad (18)$$

$$U_{\text{ном.к.п.п}} = \frac{3720}{2,39} = 1556 \quad (19)$$

Высокочастотная составляющая комплексных распределительных устройств принимается равной бкА.

Таблица 9 – Результаты расчетов напряжения, возникающего на оборудовании и на портах МПУ при импульсном воздействии высокочастотных составляющих тока КЗ.

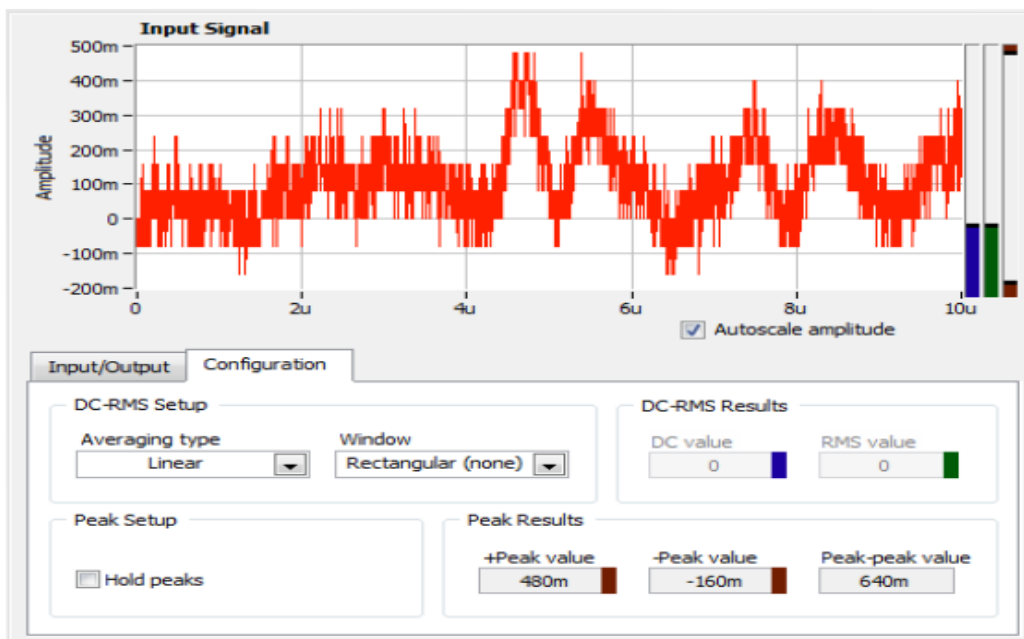
Тип оборудования	$Z_{\text{имп.обор.мах}}, \text{ Ом}$	* $k_{\text{перед.}}$	Ном. Напряжение сети, кВ	$U_{\text{обор.расч}}$	$U_{\text{ном.к}} *$
Щит системы возбуждения Г-2	0,62	10,14/2,39	6	3720	367/1556

* синфазная помеха/противофазная помеха

Анализ таблицы 9. Показывает, что импульсное напряжение на портах МПУ, которое может вызвать пробой изоляции в противофазе не превышает 1550В, что ниже допустимого значения равного 2500В. При этом максимальное значение синфазной помехи составляет 367В, что также ниже допустимого значения равного 1кВ. Допустимые значения 2,5 кВ и 1 кВ приведены для МПУ, отвечающие III степени жесткости испытаний на помехоустойчивость.

На рисунке 1. представлены характерные осциллограммы для оценки импульсного сопротивления щита системы возбуждения Г-2. На рисунках 2-3. представлены осциллограммы синфазных и противофазных помех, возникающих на портах МП, расположенных в щитах системы возбуждения.

а) ОТ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ.



б) при частоте 10 МГц.

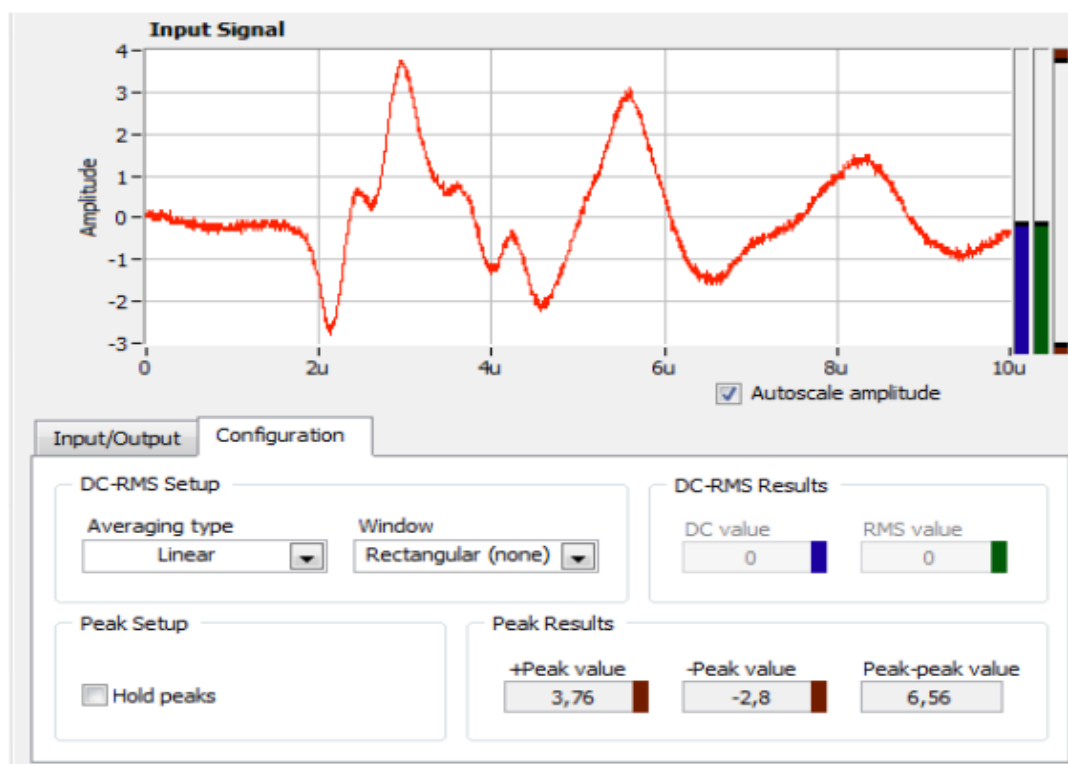
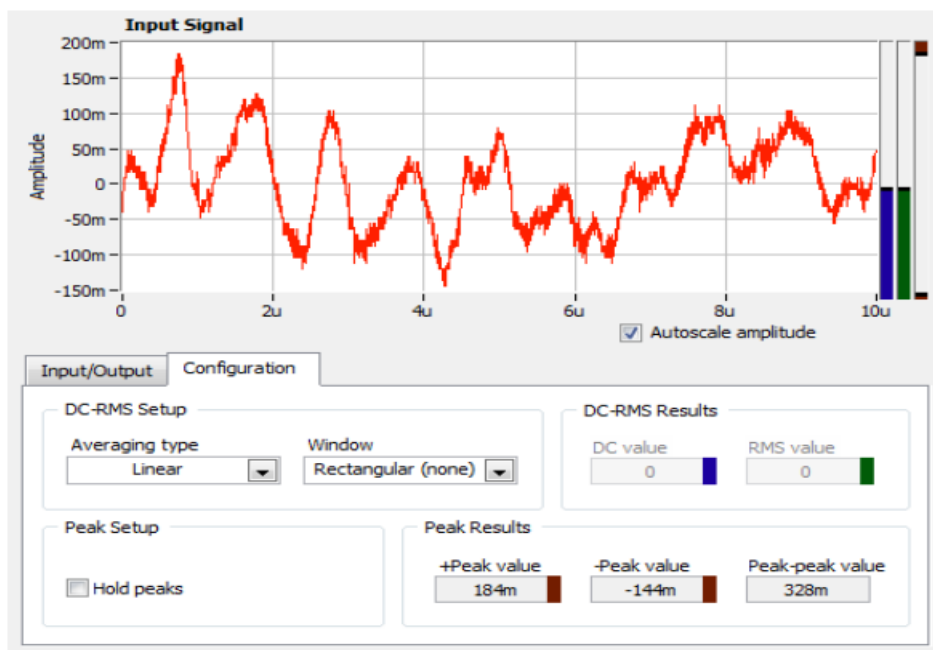


Рисунок 1 – Осциллограммы напряжения на корпусе шкафа системы возбуждения Г-2 при имитации высокочастотной составляющей двухфазного тока КЗ в сети 6 кВ.

а) от внешних источников.



б) при частоте 10 МГц

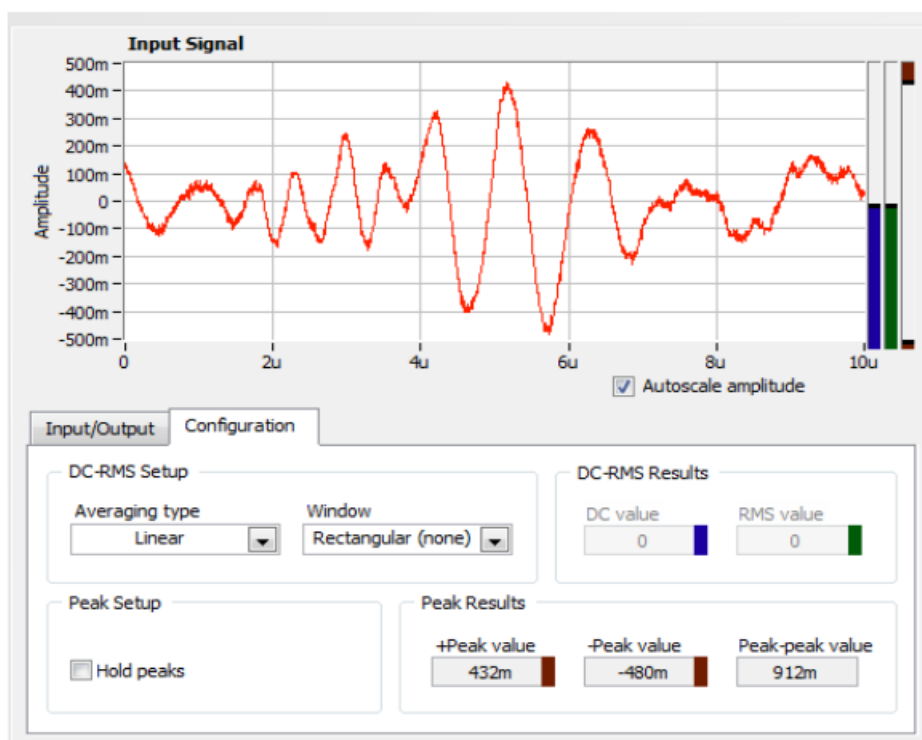
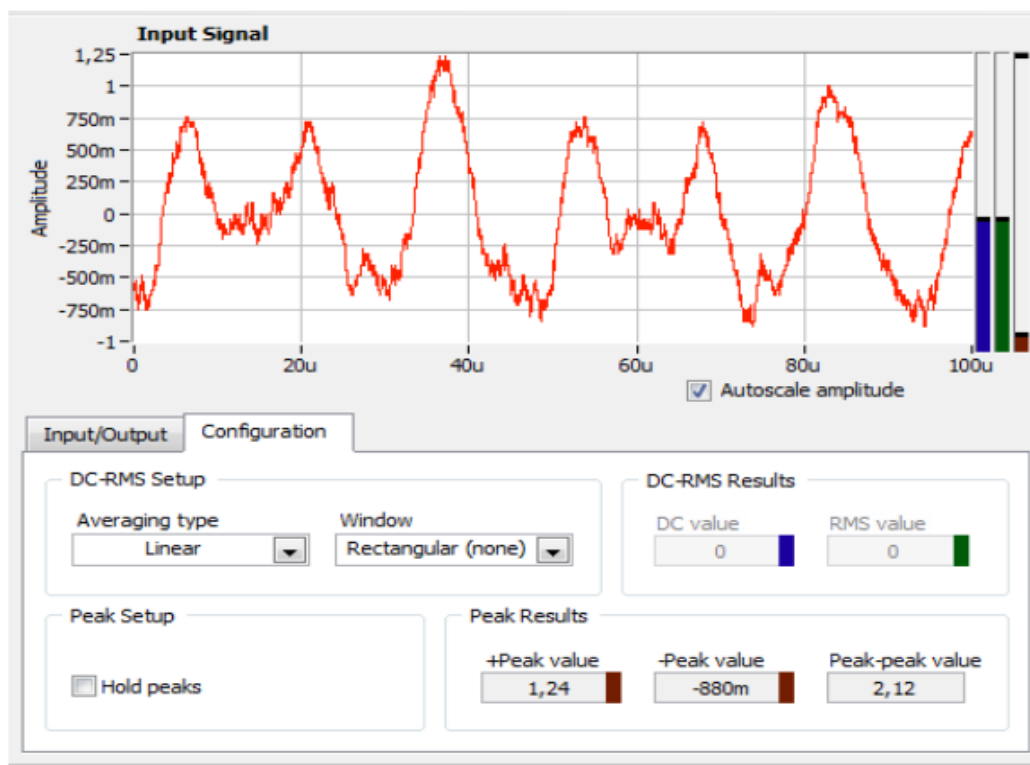


Рисунок 2 – Характерные осциллограммы синфазной помехи на портах МПУ, расположенных в шкафах системы возбуждения Г-2 при имитации высокочастотной составляющей двухфазного тока КЗ в сети 6 кВ

а) ОТ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ.



б) при частоте 10 МГц

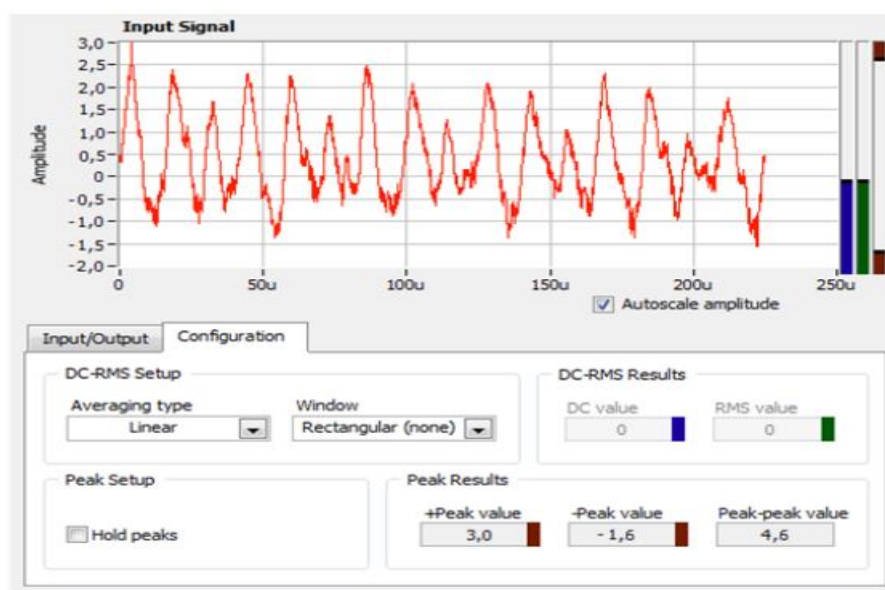


Рисунок 3 – Характерные осциллограммы противофазной помехи на портах, расположенных в шкафах системы возбуждения Г-2 при имитации высокочастотной составляющей двухфазного тока КЗ в сети 6 кВ.

3.4 Электромагнитные поля радиочастотного диапазона

В машинном зале ГЭС, где установлена или может быть установлена аппаратура РЗА, АСУ ТП эксплуатационным персоналом используется сотовая и радиосвязь. С помощью прибора АТТ-2593 ХУ2 были выполнены измерения напряженности электромагнитного поля в диапазоне частот от 1 до 1000 МГц.

В ходе измерений были зафиксированы поля с частотой в диапазоне от 870 МГц до 960 МГц. На рисунке 4 указаны точки, в которых производились измерения. Результаты измерений приведены в таблице 10.

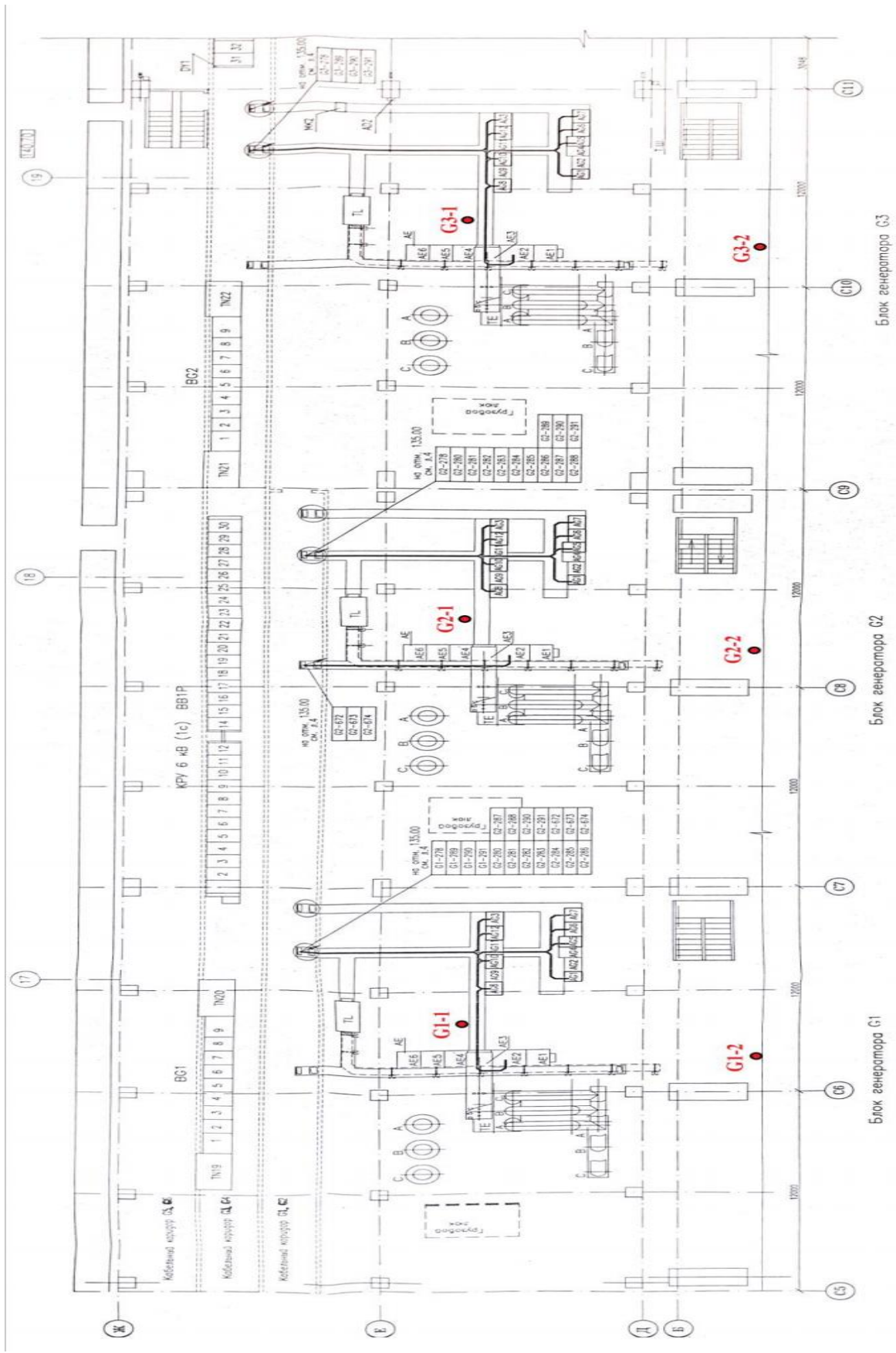


Рисунок 4 – Точки измерения электромагнитных полей.

Таблица 10 – Результаты измерений напряженности электрических и магнитных полей в радиочастотном диапазоне.

№ Точки	Электрическое поле	Магнитное поле
	Е, мВ/м	Н, мкА/м
Машинный зал		
G1-1	11,4	412
G1-2	12	503
G2-1	9,5	512
G2-2	18	409
G3-1	21	226
G3-2	11,9	121
G4-1	5,4	521
G4-2	8,7	502
G5-1	8,4	142
G5-2	7,2	166
G6-1	5,3	168
G6-2	9,2	380

Напряженность электрического поля в машинном зале не превышает 21 мВ/м, что ниже допустимого значения, равного 10 В/м для III степени жёсткости испытания оборудования на помехоустойчивость, а максимальное значение напряженности магнитного поля составило 521 мкА/м, что значительно ниже допустимого значения равного 10 А/м.

Таблица 11 – Результаты измерений степени жёсткости.

Место измерения	Частота, МГц, источник поля	Степень жёсткости испытаний	Степень жёсткости	Вывод
Машинный зал ГЭС	Сотовая связь	0,021/0,000521	10/10	В норме

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что при непосредственном расположении рации возле МПУ, расположенного в шкафу системы возбуждения генераторов электрическое и магнитное поля соответственно равны 11,2 В/м и 10,6 А/м, что может привести к ложной работе устройства, срабатывания сигнализации или отказу в работе. Следовательно, необходимо использовать МПУ с 4 степенью жёсткости на помехоустойчивость, которые выдерживают воздействие электрических и магнитных полей соответственно величиной 30 В/м и 30 А/м.

3.5 Диагностика магнитных полей промышленной частоты в нормальном режиме.

Для измерения напряженности магнитных и электрических полей промышленной частоты ($f=50\text{Гц}$) использовался прибор ВЕ-50 с диапазоном чувствительности 0,1 А/м до 4000 А/м. Измерения производились в точках, указанных на рисунке 1.8. Результаты измерений приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты измерений напряженности магнитного и электрического полей.

№ Точки	В, мкТЛ	Н, А/м
1	2	3

Машинный Зал		
1	2	3
G1-1	30,586	24,47
G1-2	32,786	26,23
G2-1	0	0
G2-2	0	0
G3-1	30,387	24,31
G3-2	23,940	19,15
G4-1	18,127	14,50
G4-2	19,819	15,86
G5-1	0	0
G5-2	0	0
G6-1	22,443	17,95
G6-2	19,970	15,98

Напряженность магнитного поля рассчитывается по формуле:

$$H=0,8 \cdot 10^6 \cdot B$$

где B – магнитная индуктивность

$$H_{1-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 30,586 = 24,47 \quad (20)$$

$$H_{1-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 32,786 = 26,23 \quad (21)$$

$$H_{2-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 0 = 0 \quad (22)$$

$$H_{2-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 0 = 0 \quad (23)$$

$$H_{3-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 30,387 = 24,31 \quad (24)$$

$$H_{3-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 23,940 = 19,15 \quad (25)$$

$$H_{4-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 18,127 = 14,50 \quad (26)$$

$$H_{4-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 18,919 = 15,86 \quad (27)$$

$$H_{5-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 0 = 0 \quad (28)$$

$$H_{5-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 0 = 0 \quad (29)$$

$$H_{6-1}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 22,443 = 17,95 \quad (30)$$

$$H_{6-2}=0,8 \cdot 10^6 \cdot 19,970 = 15,98 \quad (31)$$

Анализ результатов, приведенных в таблице 12, показывает, что в машинном зале зафиксировано максимальное значение напряженности магнитного поля равное 26,23 А/м, что выше допустимого значения напряженности магнитного поля равного 10 А/м для третьей степени жесткости, однако, не превышает допустимого значения напряженности магнитного поля равного 30 А/м для четвертой степени жесткости.

4 ДИАГНОСТИКА МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ В РЕЖИМЕ КЗ.

В режиме КЗ напряженность магнитного поля сильно возрастает и оборудование, устройства РЗА АСУ ТП и т.д. испытывают кратковременное интенсивное воздействие магнитного поля в зависимости от времени действия защиты от КЗ. Для оценки напряженности магнитного поля в режиме КЗ воспользуемся выражением:

$$H = \frac{I_k}{2\pi r k_{\text{экp}}}$$

где I_k – максимальный ток КЗ, А

r – расстояние от точки измерения до секции шин с КЗ

$k_{\text{экp}}$ – коэффициент экранирования;

$k_{\text{экp}} = 1.5$ для металлических шкафов;

$r = 8$ м.

Таблица 13 – Результаты расчетов напряженности кратковременного (импульсного) магнитного поля частотой 50 Гц

№ п/п	Наименование объекта	Максимальный ток КЗ I_{k3} , кА	Напряжённость магнитного поля, А/м	
			Расчётное значение	Допустимое значение
1	Бурейская ГЭС	11,1	290,9/98,2*	300/100 (3 ст. жёсткости)

* Машинный зал/металлический шкаф

Таблица 14 – Результаты измерений:

место измерения	Наибольшая напряжённость магнитного поля, А/м	Степень жёсткости испытаний	Выводы	Допустимое время нахождения
Нормальный режим				
Машинный зал	26,23	10	Не соответствует требованиям	Более 8 часов
Аварийный режим (режим КЗ)				
Машинный зал	220,9/98,2*	300/100	В норме	-

* Машинный зал/металлический шкаф

Напряжённость магнитных полей в машинном зале ГЭС не соответствует требованиям для МПУ, отвечающим 3 степени жёсткости испытаний на помехоустойчивость. Необходимо использовать МПУ с 4 степенью жёсткости испытаний на помехоустойчивость.

4.1 Помехи в цепях питания РЗА, АСУ ТП постоянного тока.

На Бурейской ГЭС устройства РЗА, АСУ ТП и т.д. запитаны от источника постоянного тока. Источник постоянного тока состоит из выпрямителя, который связан с аккумуляторной батареей. От блока аккумуляторов запитаны устройства РЗА, АСУ ТП и т.д. Чтобы определить уровень пульсации постоянного напряжения, проводились измерения с помощью осциллографа типа Tektronix TDS2024.

Измерения пульсации напряжения источника постоянного тока проводились в шкафах возбуждения генераторов. В результате измерения зафиксировано следующее значение максимального размаха пульсации по отношению к номинальному напряжению электропитания – 1,2 В, что составляет 0,512%, от номинального напряжения – 234 В на ИПТ. Полученный показатель ниже допустимого значения равного 10 %. Импульсные помехи, связанные с коммутацией реле, автоматическими выключателями и магнитными пускателями зафиксированы не были. Следовательно, существующий источник постоянного тока удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.



Рисунок 5 – Осциллограмма пульсации напряжения.

4.2 Воздействия высших гармоник.

На электрических станциях и подстанциях могут возникать электромагнитные воздействия, влекущие за собой сбои в работе.

Их источниками могут являться высшие гармоники тока и напряжения, которые создаются вспомогательным оборудованием, мощными преобразователями, сварочными аппаратами, осветительными приборами, мощными тяговыми механизмами и низкой нагрузкой трансформаторов и электродвигателей.

Отсутствие высших гармоник тока и напряжения указывает на то, что работа вспомогательного оборудования и преобразователей не влияет на функционирование микропроцессорных устройств. Для выявления наличия высших гармоник в выходных сигналах измерительных трансформаторов тока и напряжения были выполнены соответствующие измерения с помощью прибора (анализатора качества электромагнитной энергии) типа ПКК-57.

Искажение синусоидальности кривых напряжения, поступающих с измерительных трансформаторов напряжения гидрогенераторов (Г1÷Г6) 15,75 кВ не превышает 1,085%, что ниже нормально-допустимого значения равного 8% и ниже предельно-допустимого значения равного 12%. Это указывает на то, что дополнительных устройств по фильтрации высших гармоник по напряжению не требуется.

Искажение синусоидальности кривых тока, поступающих с измерительных трансформаторов тока гидрогенераторов (Г1÷Г6) 15,75 кВ не превышает 28,516%. Искажения синусоидальности кривых тока не нормируются.

Результаты измерений в виде осциллограмм представлены на рисунке 6.

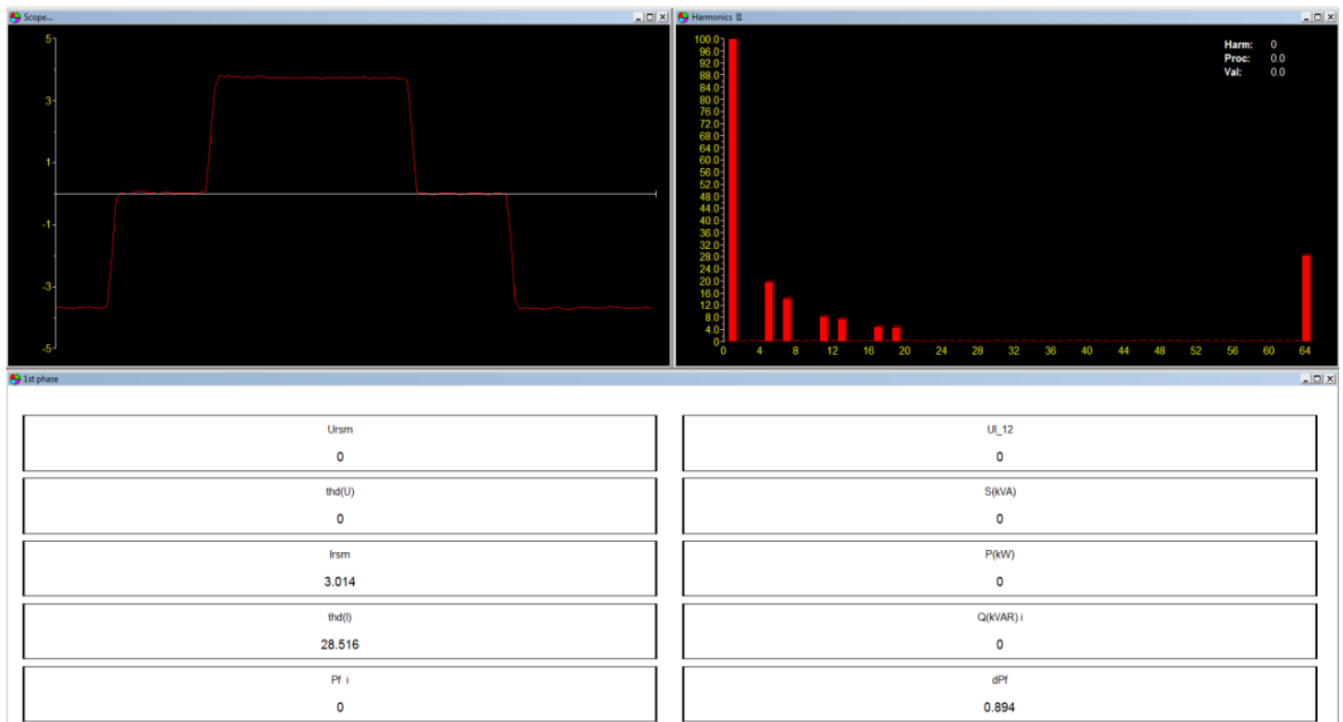


Рисунок 6 – Высшие гармоники тока во вторичных цепях трансформатора тока ТТ-1 15,75 кВ (Г1÷Г6)

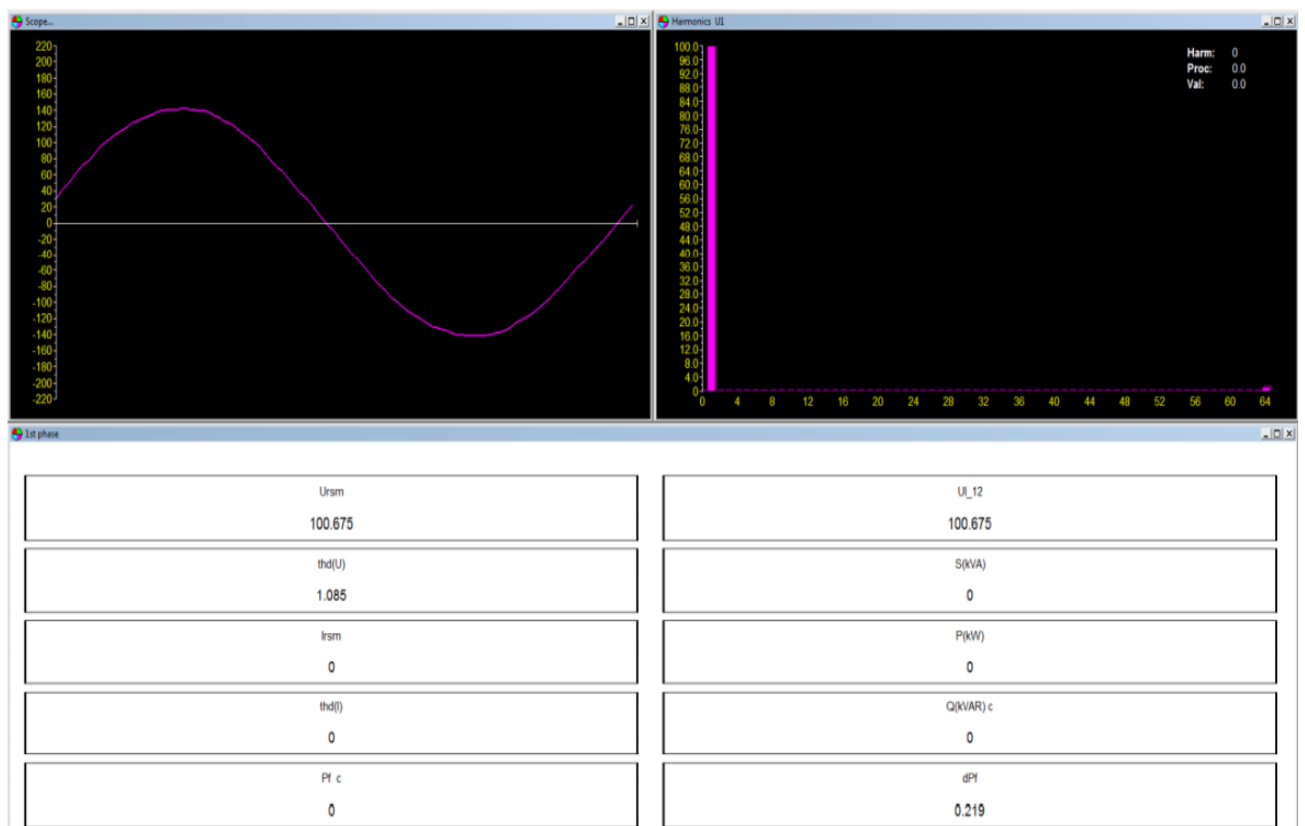


Рисунок 7 – Высшие гармоники напряжения во вторичных цепях трансформатора напряжения ТН-1 15,75 кВ (Г1÷Г6)

5 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ДО 1000 В.

5.1 Основные показатели.

Отклонение напряжения. Его главной характеристикой является показатель установившегося отклонения δU_y . Нормой являются параметры на выводах приёмников электрической энергии: $\pm 5\% \leq \delta U_y \leq \pm 10\%$,

Формула Действующего значения напряжения прямой последовательности:

$$U_{1i} = \frac{1}{3} (U_{ABi} + U_{BCi} + U_{CAi})$$

где U_{ABi} ; U_{BCi} ; U_{CAi} - действующие значения междуфазных напряжений основной частоты.

δU_y определяется по формуле:

$$\delta U_y = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное междуфазное напряжение.

Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения (δU_t) и дозой фликера (P_t).

$$\delta U_t = \frac{|U_{\text{max}} - U_{\text{min}}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

Максимально допустимым значением суммы δU_y и δU_t в электрических сетях напряжением 0,38 кВ является $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

Предельно допустимое значение фликера на интервале в 10 минут равняется 1,38.

Не синусоидальность напряжения.

В таблице 15. приведены значения нормально допустимых и предельно допустимых значений коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения.

Таблица 15 – Значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения

Нормально допустимое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ				Предельно допустимое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8%	5%	4%	2%	12%	8%	6%	3%

В таблице 16. приведены значения нормально допустимого коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения $KU(n)_{\text{норм}}$.

Таблица 16 – Значения коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения.

Нечётные гармоники, не кратные 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Нечётные гармоники, кратные 3**, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Чётные гармоники, при $U_{\text{ном}}$, кВ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
i^*	0,38	6-20	35	110-330	i^*	0,38	6 - 20	35	110-330	i^*	0,38	6-20	35	110-330
5	6	4	3	1,5	3	5	3	3	1,5	2	2	1,5	1	0,5

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
7	5	3	2,5	1	9	1,5	1	1	0,4	4	1	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2	2	1	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0
13	3	2	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2	1,5	1	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1	1	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1	1	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	1	0,4										

*n - номер гармонической составляющей напряжения

** Нормально допустимые значения, приведенные для n, равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице.

Предельно допустимое значение коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле:

$$K_{U(i)\text{пред}} = 1,5K_{U(n)\text{норм}}$$

где $K_{U(n)\text{норм}}$ - нормально допустимое значение коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения.

Не симметрия напряжении.

Действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты:

$$U_{2((1)I)}=0,62(U_{нб((1)I)}-U_{нм((1)I)})$$

где $U_{нб((1)I)}$ и $U_{нм((1)I)}$ - наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты.

Коэффициентом не симметрии напряжений по обратной последовательности определяется по формуле:

$$K_{2U}=\frac{U_{2(1)i}}{U_{ном.мф}} \cdot 100\%$$

где $U_{ном.мф}$ - номинальное значение междуфазного напряжения

$U_{0(1)i}$ –действующее напряжение по нулевой последовательности вычисляется по формуле:

$$U_{0((1)I)}=0,62(U_{нб.ф((1)I)}-U_{нм.ф((1)I)})$$

$$K_{0U}=\frac{U_{0(1)i}}{U_{ф.н}} \cdot 100\%$$

где $U_{нб.ф(1)i}$, $U_{нм.ф(1)i}$ - наибольшее и наименьшее из трех действующих значений фазных напряжений основной частоты.

Отклонение частоты.

$$\Delta f = f_U - f_{\text{НОМ}}$$

где $f_{\text{НОМ}}$ - номинальное значение частоты, Гц,

f_U - измеренное значение частоты, Гц

6 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТИ 0,4 КВ МАШИННОГО ЗАЛА ГЭС.

По выше указанным формулам рассчитаем данные о качестве электроэнергии в сети 0,4 кВ:

$$\delta U_y = \frac{2033-380}{380} \cdot 100\% = 4,35\% \quad (32)$$

$$\delta U_t = \frac{|330-110|}{380} \cdot 100\% = 0,6\% \quad (33)$$

$$K_{U(i)пред} = 1,5 \cdot 0,723 = 1,085\% \quad (34)$$

$$K_{2U} = \frac{144,4}{380} \cdot 100\% = 0,38\% \quad (35)$$

$$K_{0U} = \frac{81,4}{220} \cdot 100\% = 0,37\% \quad (36)$$

$$\Delta f = 50,05 - 50 = 0,05 \text{ Гц} \quad (37)$$

В таблице 17 приведены сводные данные о качестве электроэнергии в сети 0,4кВ

Таблица 17 – Данные о качестве электроэнергии в сети 0,4кВ

$U_{\text{ном.мф}}=380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.фаз.}}=220 \text{ В}$	$f_{\text{ном}}=50 \text{ Гц}$	
Показатели качества электроэнергии	Полученное значение	Нормально допустимое значение	Предельно допустимое значение
δU_y	4,35%	5%	10%
δU_t	0,6%	-	10%
P_{st}	0,38	-	1,38
K_U	1,085%	8%	12%
$K_{U(n)}$	0,085%	4%	8%
K_{2U}	0,38%	2%	4%
K_{0U}	0,37%	2%	4%
Δf	0,05 Гц	0,2 Гц	0,4 Гц

Анализ таблицы 17 показывает, что качество электроэнергии соответствует нормам.

6.1 Заключение обследования электромагнитной обстановки.

В таблице 18 приведены обобщённые значения зафиксированных и расчетных параметров электромагнитных воздействий на оборудование системы возбуждения гидрогенераторов Бурейской ГЭС.

Таблица 18 – Обобщенные значения зафиксированных и расчетных параметров

Параметры ЗУ и электромагнитное воздействие	Расчетное или зафиксированное значение величины	степень жесткости испытаний	Условия ЭМС
1	2	3	4
Величина тока в заземляющих проводниках ЗУ в режиме КЗ	9110 А	26785 А	Выполнено
Максимальное значение сопротивления металlosвязи	0,006 Ом	0,22 Ом	Выполнено
Максимальное значение напряжения прикосновения	4,6 В	250 В	Выполнено
Максимальное напряжение промышленной частоты на контрольном кабеле при двухфазном КЗ в сети 6кВ через землю	81,1 В	2000 В	Выполнено
Максимальное значение тока в экране контрольного кабеля в режиме двухфазного КЗ в сети 6кВ через землю	330 А	186 А	Не выполнено
Максимальное значение противофазной помехи на портах МПУ системы возбуждения генератора при двухфазном КЗ в сети 6кВ через землю	1556 В	2500 В	Выполнено
Максимальное значение синфазной помехи во вторичных цепях системы возбуждения генератора в сети 6кВ	367 В	1000 В	Выполнено

1	2	3	4
Электромагнитные поля радиочастотного диапазона	21 мВ/м 521 мкА	10 В/м 10 А/м	Выполнено Выполнено
Магнитные поля промышленной частоты	26,23 А/м	10 А/м	Не выполнено
Импульсные магнитные поля в режиме двухфазного КЗ в сети 6кВ: (машинный зал)	220,9 / 98,2 А/м	300/100 А/м	Выполнено
Качество электропитания постоянным током	0,512%	2,5 % - ГОСТ (10 % - МЭК)	Выполнено
Высшие гармоники во вторичных цепях: Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения	1,085 %	8 %	Выполнено
Показатели качества электроэнергии в сети 0,4кВ:			
δU_y	4,35%	10%	Выполнено
δU_t	0,6%	10%	Выполнено
P_{st}	0,38	1,38	Выполнено
K_U	1,085%	12%	Выполнено
$K_{U(n)}$	1,085%	9%	Выполнено
K_{2U}	0,38%	4%	Выполнено
K_{0U}	0,37%	4%	Выполнено
Δf	0,05 Гц	0,4 Гц	Выполнено

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что условия электромагнитной обстановки в зонах размещения шкафов систем возбуждения гидроагрегатов ГА1-ГА6 не в полной мере соответствуют требованиям электромагнитной совместимости.

Для повышения надёжности и бесперебойной работы гидроагрегатов Бурейской ГЭС необходимо заменить старые шкафы с системой управления и регулирования на базе АРВ-М, на более современные с СУР на базе АРВ-4М.

7 ВЫБОР КОМПАНИИ ПОСТАВЩИКА, СРЕДИ ПРОЧИХ, НА РЫНКЕ.

Раньше для работы синхронных машин, независимо от их мощности, использовались однотипные системы возбуждения, но те времена остались позади. Все специалисты, на сегодняшний день, рекомендуют для каждой синхронной машины, заказывать свою - индивидуальную систему возбуждения.

На данный момент на рынке имеются несколько компаний готовых предоставить достойное электрооборудование данного вида. Одной из таких является корпорация АВВ (Asea Brown Boveri). Данная корпорация специализируется в области электротехники, энергетического машиностроения и информационных технологий. Она была основана в 1988 году и на данный момент является одним из лидеров на рынке машиностроения. Но не смотря на то, что её оборудование является качественным и применяется по всему миру, в данном проекте оно использовано не будет и для этого есть несколько причин.

Во-первых, из-за стоимости всего оборудования, предоставляемого корпорацией АВВ, превышаемой на половину стоимость отечественных аналогов.

Во-вторых, политика государства с 2014 года направлена на импортозамещение, после введения взаимных санкций России и стран Запада.

Исходя из всего выше сказанного, не смотря на хорошее качество и отличную репутацию данной компании, её мы отсеиваем и рассматриваем только Российское производство.

Ещё одной достойной компанией на рынке является научно производственное объединение ПАО «ЭЛСИБ». Это одно из крупнейших за Уралом энергомашиностроительных предприятий, располагающееся на территории Сибири в городе Новосибирске. Специализируется данное

предприятие на производстве генераторов в комплекте с системами возбуждения.

Нельзя отрицать достоинства оборудования, производимого компанией «ЭЛСИБ». Оно действительно качественное и имеет хороший спрос, но не смотря ни на что, опираясь на данные предоставляемые на сайте, можно заключить что гидрогенераторы и вспомогательное оборудование для гидроэнергетики у компании ориентированы скорее на Малые ГЭС. Конечно у компании были и крупные проекты, такие как на Цимлянской ГЭС и Новосибирской ГЭС, но это скорее исключение.

Таким образом в данной работе было принято решение взять оборудование, предоставляемое концерном «силовые машины». Данный концерн является ведущим производителем и поставщиком электрооборудования для электростанций.

7.1 Концерн «силовые машины».

На сегодняшний день данная компания является лидером в производстве и поставок оборудования для гидроэлектростанций. Лидеры российского энергетического машиностроения – предприятия, имеющие более чем вековой опыт деятельности, такие как: завод турбинных лопаток, Ленинградский Металлический завод, «Электросила», Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова, сбытовая компания «Энергомашэкспорт» и калужский турбинный завод, все эти компании стали основой для построения концерна.

Все турбо-и гидрогенераторы, изготавливаемые ОАО «Силовые машины» - «Электросила», оснащаются современными полупроводниковыми системами возбуждения. В машинный зал Бурейской ГЭС будем устанавливать новые тиристорные системы самовозбуждения.

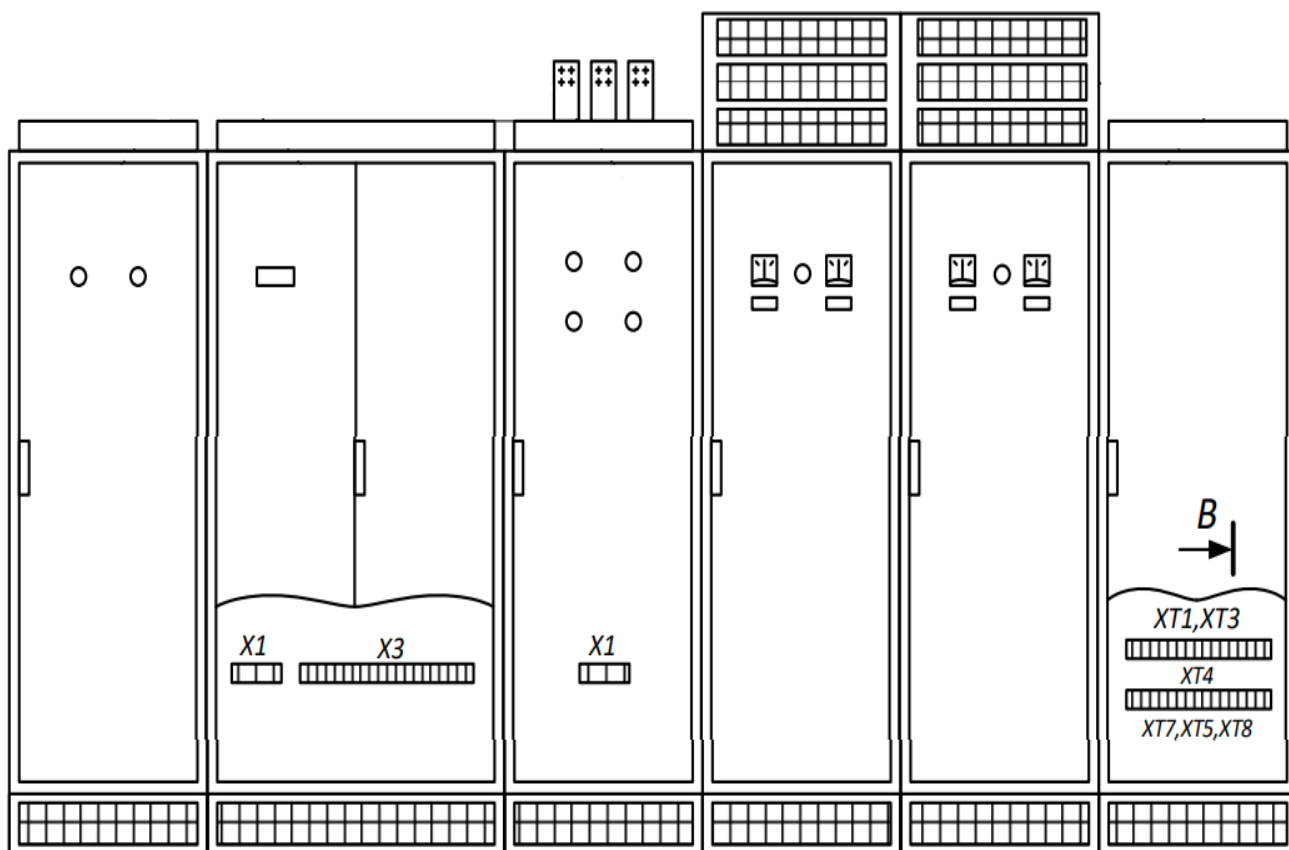


Рисунок 8 – Щит возбуждения.

Системы тиристорные самовозбуждения предназначены для питания обмоток возбуждения гидрогенераторов выпрямленным регулируемым током. Через трансформатор (ТЭ), подключённый к главным выводам генератора, осуществляется питание тиристорного выпрямителя. Цепь начального возбуждения (УЕ) предусмотрена для запуска генератора, она автоматически формирует кратковременный импульс напряжения на обмотке ротора до появления ЭДС обмотки статора генератора, достаточной для поддержания устойчивой работы тиристорного преобразователя в цепи самовозбуждения.

Эффективные законы управления, ограничения параметров и стабилизации, совместно с высоким быстродействием и предельными уровнями напряжения и тока возбуждения, обеспечивают высокое качество регулирования и большую устойчивость энергосистем.

За счёт перевода тиристорного преобразователя в инверторный режим изменением полярности напряжения возбуждения, происходит интенсивное гашение поля генераторов в нормальных условиях эксплуатации.

Автомат гашения поля (QE) – используется для экстренного снятия возбуждения в аварийных режимах.

Защита ротора от перенапряжений выполняется на основе быстродействующих тиристорных разрядников (FV)

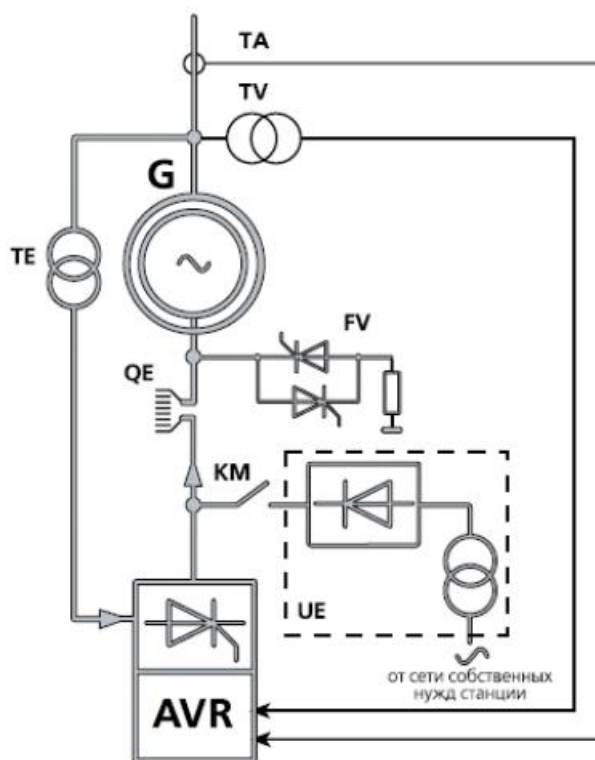


Рисунок 9 – Система тиристорная самовозбуждения.

AVR – автоматический регулятор напряжения;

G – генератор;

KM – контактор начального возбуждения;

QE – автомат гашения поля;

FV – тиристорный разрядник;

UE – устройство начального возбуждения;

TE – выпрямительный трансформатор;

TA, TV – измерительные трансформаторы тока и напряжения

Параметры выпускаемых систем возбуждения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры систем возбуждения.

Характеристика	Значение
Выпрямленное номинальное напряжение, В	До 800
Выпрямленный номинальный ток, А	До 4500
Кратность форсировки возбуждения по отношению к напряжению возбуждения генератора в номинальном режиме, о.е.	Не менее 2,5
Кратность форсировки по току, о.е.	2
Длительность форсировки, с	20...50
Время нарастания напряжения возбуждения до максимального значения при уменьшении напряжения прямой последовательности в точке регулирования на 5% от номинального, мс	Не более 25
Время развозбуждения от максимального положительного до минимального отрицательного напряжения возбуждения, мс	Не более 30
Точность поддержания напряжения на шинах генератора относительно статической характеристики, %	Не хуже +/- 5%
Система охлаждения тиристорного выпрямителя	Принудительная воздушная

Концепция конструирования.

Благодаря тому, что концепция конструирования щитов систем возбуждения основана на использовании отработанных унифицированных секций, блоков и модулей, появляется возможность осуществить любое исполнение щитов, удовлетворяющих требованиям заказчика.

Преимущества систем возбуждения производства концерна Силовые машины:

- 1) Благодаря комплексу конструктивных мероприятий таких как, наличие более двух ступеней изоляции между элементами оборудования с разными потенциалами, создание, препятствующих возникновению дуги и распространению пожара в аварийных ситуациях, диэлектрических барьеров, а также создание воздушных зазоров и установкой защитного заземления, достигается максимальная защита как обслуживающего персонала, так и оборудования.
- 2) Концерн силовые машины добились максимального удобства для обслуживания щитов возбуждения, добилась они этого благодаря сочетанию блочно-модульной конструкции. Данное решение позволило сделать удобный доступ к любому элементу щита и рациональному расположению органов управления, сигнализации, приборов и контрольных точек. В секции управления установлена поворотная рама, на неё установлены кассеты с печатными платами, это позволяет без проблем получать доступ к разъёмам расположенным на задней части кассет. А так же поворотная рама позволяет без проблем добираться до такого оборудования, как трансформаторы, клеммники и другому оборудованию, расположенному за поворотной рамой. В тиристорной секции блоки, содержащие тиристор, предохранитель и другие элементы, легко отсоединяется, что позволяет без труда провести осмотр или починку.

- 3) Каждая секция является отдельным транспортным модулем. И такой незначительный с первого взгляда нюанс, значительно упрощает монтаж системы возбуждения на объекте.
- 4) Разнообразие конструктивных исполнений по желанию заказчика.
- 5) Использование современных конструкционных материалов позволяет получить улучшенный дизайн щитов, а также эргономических характеристик, с учётом европейского стандарта.

8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Предлагаемая система возбуждения.

Все работы выполняются в стеснённых условиях, без остановки технологического процесса, вблизи работающего технологического оборудования и вблизи электроустановок под напряжением выше 1000 В.

На замену старой системе возбуждения, установленной на Бурейской ГЭС, предлагается установить новую систему возбуждения, указанную в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры выбранной системы возбуждения.

Маркировка системы возбуждения СТС 425-2100-3,5 УХЛ4	
СТС	Статическая тиристорная система возбуждения
425	Выпрямительное номинальное напряжение системы возбуждения, В
2100	Выпрямительный номинальный ток системы возбуждения, А
3,5	Кратность форсировки возбуждения по напряжению, о.е.
УХЛ4	Климатическое исполнение и категория размещения

Система возбуждения имеет естественное воздушное охлаждение и 100% резервирование тиристорного преобразователя.

Таблица 21 – Основные характеристики проектируемой системы возбуждения.

Тип СТС 425-2100-3,5 УХЛ4 Изготовитель – ОАО «Силовые машины» - «Электросила»	
1	2
Наименование	Значение
Номинальное напряжение ротора генератора, В	370
Выпрямительное номинальное напряжение, В	425

1	2
Номинальный ток ротора генератора, А	1880
Выпрямлённый номинальный ток, А	2100
Кратность форсировки возбуждения по напряжению, о.е.	3,5
Кратность форсировки возбуждения по току, о.е.	2
Длительность форсировки, с, не более	50
Быстродействие системы возбуждения при форсировке, с	0,025

Характеристики проектируемого трансформатора представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Основные характеристики проектируемого выпрямительного трансформатора.

ТСЗП-2500/10,5 в УХЛ 4	
Наименование	Значение
Исполнение – трёхфазный сухой для внутренней установки	-
Мощность KVA	2500
Напряжение сетевой обмотки (СО) U1, кВ	10,5
Напряжение вентильной обмотки (ВО) U2, В	750
Схема и группа соединения	Y/Δ-11
Класс перегрузок	7(200% номинального значения тока возбуждения, продолжительность 50 с)
Охлаждение	Естественное воздушное

8.2 Технические требования к тиристорному преобразователю.

Основные характеристики:

1. 100% резервирование, состоит из 2, соединённых параллельно по постоянному и переменному току, единичных трёхфазных мостов.
2. Установлена защита от внутренних коротких замыканий, а также от внешних коммутационных перенапряжений.
3. Установлены разъединители на сторонах постоянного и переменного тока каждого из тиристорных мостов.

Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) установленный в данной системе возбуждения, соответствует всем современным нормам и стандартам, отражённым в СТО 59012820.29.160.20.001-2012. В АРВ есть ручной регулятор возбуждения. Предусмотрено два идентичных цифровых канала, каждый из которых включает в себя АРВ, нормально они работают как автоматические регуляторы напряжения. Тиристорный преобразователь резервирован на 100% и при отказе одного работающего моста происходит автоматический переход на второй работающий мост. При этом не происходит ни каких ограничений режимов возбуждения генератора.

8.3 Секция управления и регулирования.

Новая система управления и регулирования, на базе АРВ-4М, предлагаемая для установки в машинный зал, имеет массу преимуществ по сравнению со старой версией. Версия программного обеспечения у данной системы: 40.01.

Секция содержит всю необходимую аппаратуру для управления системой возбуждения. Имеются терминалы для входных команд управления, выходных сигналов и сетевые интерфейсы для интеграции СВ в цифровые системы управления.

В секции установлено два регулятора возбуждения. Они представляют собой микропроцессорное устройство, в котором объединены функции управляющего контроллера, автоматического регулятора возбуждения,

системы импульсно – фазового управления тиристорными преобразователями, и системы мониторинга СВ.

АРВ необходим для поддержания заданного напряжения на выводах ГГ или на шинах станции. Так же АРВ, во всех режимах работы генератора, обеспечивает устойчивое регулирование возбуждения. Так же в его функции входит повышение пределов статической и динамической устойчивости энергосистемы, а также ограничение токов возбуждения с целью защиты ГГ.

Управляющий контроллер выполняет такие важные технологические функции, как начальное возбуждение и подгонка напряжения ГГ к напряжению энергосистемы, данная функция используется в случаях, когда происходит точная синхронизация генератора с сетью.

Алгоритм для управления возбуждением в процессе самосинхронизации, активируется внешней командой «Самосинхронизация», по которой выполняется гашение поля ГГ (в случаях если ГГ был возбуждён), шунтирование ротора включением контакторов в секции силовой постоянного тока и ожидание включения генераторного выключателя. Если генератор включается в сеть с некоторой задержкой, производится возбуждение ГГ, и подгонка реактивной мощности ГГ к нулю. После этого есть возможность корректировать реактивную мощность командами «больше», «меньше».

8.4 Технологические решения.

Для управления всей системой возбуждения, на данных шкафах предусмотрен инженерный пульт. Представляет он из себя панельный компьютер с сенсорным экраном, встроенный в дверь секции управления и регулирования щита возбуждения.

На инженерном пульту располагаются все необходимые команды (органы управления) и отображаются все сигналы и параметры, необходимые для эффективного управления системой возбуждения. Обслуживающему персоналу достаточно подойти к пульту и наглядно посмотреть состояние всех систем и в случае чего принять своевременные меры по устранению неисправностей.

Все неисправности СВ отображаются на отдельном экране, пример такого экрана изображён на рисунке 10.

Источник	Код	Содержание
АРВ1	A26	Отключение по защитам
АРВ1	A81	Неисправность ТП
АРВ1	b01	Отключен переключатель ON/OFF
АРВ1	DI-1.43	Нет сигнала "(AM1) SF основного вентилятора включен" [OK,Bfan]
АРВ1	DI-1.44	Нет сигнала "(AM2) SF основного вентилятора включен" [OK,Bfan]

Рисунок 10 – экран неисправностей

Дистанционное управление системой возбуждения осуществляется САУ ГА и с ЦПУ станции с помощью существующих органов управления и средств отображения информации.

На входной терминал секции СУР, поступают основные команды управления через реле – повторители. Они работают от оперативного тока станции напряжением 220 В и коммутирующие цепи входных оптронов СУР с напряжением управления 24 В. Такое решение необходимо для того чтобы обеспечить помехоустойчивость цепей управления СВ.

Проектные решения предусматривают реализацию защит системы возбуждения средствами существующих на объекте шкафов микропроцессорных защит.

Перечень защит, реализуемых комплектом микропроцессорных защит:

- защита при неуспешном инвертировании;
- защита при потере возбуждения;
- защита при повышении напряжения статора генератора на холостом ходу;
- защита при перегрузке по току ротора с интегрально-зависимой характеристикой;
- защита при снижении частоты на холостом ходу;

- защита при неограниченной по току форсировке;
- защита при неограниченной по времени форсировке;
- максимальная токовая защита трансформатора возбуждения;
- токовая отсечка трансформатора возбуждения;
- защита от снижения изоляции цепей ротора.

9 ТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ НОВОЙ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ.

9.1 Требования к тиристорным преобразователям.

Выбирать тиристорные преобразователи в системе возбуждения необходимо из условия обеспечения в длительном установившемся режиме не менее 110% номинальных значений тока и напряжения ротора генератора. В системах возбуждения тиристорного типа необходимо предельно точно соблюсти равенство $U_{\text{пред.ф.}}/K_{\text{кр.}} \approx U_{\text{рот.ном.}}$ (с учётом потерь), то есть источник питания должен обеспечить кратность форсировки без завышения или занижения последнего. Мощность источника питания должна определяться именно этим напряжением и номинальным током возбуждения. Тиристорные преобразователи, в режиме форсировки возбуждения, должны обеспечивать двукратный ток ротора по отношению к номинальному значению тока ротора генератора в течении не менее 20 секунд, т.к. данное условие является актуальным для гидрогенераторов с форсированным воздушным или непосредственным водяным охлаждением обмотки ротора.

Основные параметры схем выпрямителей при активно-индуктивной нагрузке.

Выбор тиристора по напряжению.

При выборе тиристора для трёхфазной мостовой схемы, должны быть выполнены два условия.

Первое условие:

$$\frac{U_2}{U_{d0}} = 0,527 \text{ В} \quad (38)$$

где U_2 – фазное напряжение трансформатора

U_{d0} – напряжение трансформатора, допускаемое при максимальной форсировки.

$K_{\phi} = 3,5$ - коэффициент форсировки

$$U_{d0} = 425 \cdot 3,5 = 1487,5 \text{ В} \quad (39)$$

$$\frac{U_2}{U_{d0}} = \frac{785}{1487,5} = 0,527 \quad (40)$$

Что удовлетворяет условию.

Второе условие:

$$\frac{U_{\text{обр.макс}}}{U_{d0}} = 1,05 \quad (41)$$

Из этого следует, что:

$$U_{\text{обр.макс}} = 1487,5 \cdot 1,05 = 1561,8 \text{ В} \quad (42)$$

где $U_{\text{обр.макс}}$ – максимальное обратное напряжение, которое способен выдержать клапан.

Выбор тиристора по току.

Необходимо соблюсти два условия.

Первое условие:

$$I_{\text{Т.ном.}} \geq I_{\text{КЗ}} / 15$$

$$I_{\text{Т.ном.}} = K_3 \cdot I_{\text{Т}} = 1,5 \cdot 1715,7 = 2573,5 \text{ А} \quad (43)$$

где $KЗ_1=1,5$ – коэффициент запаса по току.

I_T – допустимое значение тока, пропускаемого через тиристор.

$$I_T = K_I \cdot I_{НОМ} = 0,817 \cdot 2100 = 1715,7 \text{ А} \quad (44)$$

где $K_I=0,817$ – коэффициент, характеризующий соотношение токов.

$I_{НОМ}=2100$ - номинальное значение тока

$$I_{КЗ} = \frac{(I_{2ф.НОМ} \cdot 100\%)}{U_{КЗ}} = \frac{(3150 \cdot 100\%)}{10\%} = 31500 \text{ А} \quad (45)$$

где $U_{КЗ}=5-10\%$

$I_{2ф.НОМ}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора.

$I_{2ф.расч}$ - расчётный ток вторичной обмотки трансформатора.

$$I_{КЗ} / 15 = \frac{31500}{15} = 2100 \quad (46)$$

$$2573,5 \text{ А} \geq 2100 \text{ А}$$

Второе условие соблюдено.

Тиристор выбирается в соответствии с рассчитанными параметрами.

9.2. Расчётные значения токов выпрямительного трансформатора.

Токи в эксплуатационных режимах.

Фазный ток выпрямительного трансформатора на стороне 10,5 кВ при номинальном токе возбуждения.

$$I_{1TE} = I_{F.НОМ} \cdot \frac{K_{Icx}}{K_{TE}} = 2100 \cdot 0,817 / 14 = 122,55 \text{ А} \quad (47)$$

где $I_{F.НОМ} = 2100$ номинальный ток ротора ГГ;

$KI_{cx}=0,817$ - коэффициент схемы трёхфазного выпрямления по току.

$KTE = \frac{10500}{750} = 14$ - коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора

Фазный ток ТЕ на стороне 10,5 кВ при двукратной форсировке возбуждения:

$$I_{1TE2F} = 2 \cdot I_{1TE} = 2 \cdot 122,55 = 245,1 \text{ А} \quad (48)$$

При неограниченной форсировке напряжение ротора составит:

$$U_{F,UL} = U_{1,TE,НОМ} \cdot KU_{cx} = 750 \cdot 1,34 = 1005 \text{ В} \quad (49)$$

где $U_{1,TE,НОМ} = 750 \text{ В}$ – Номинальное напряжение вентильной обмотки выпрямительного трансформатора

$KU_{cx} = 1,34$ – коэффициент схемы мостового выпрямителя по напряжению

При неограниченной форсировке ток ротора будет равняться:

$$I_{F,UL} = U_{F,UL} / R_F = \frac{1005}{0,17} = 5912 \text{ А} \quad (50)$$

где $R_F = 0,17$ – сопротивление ротора ГГ (15° С, «холодный ротор»)

Фазный ток ТЕ на стороне 10,5 кВ при неограниченной форсировке:

$$I_{1TEUL} = I_{F,UL} \cdot KI \cdot \frac{cx}{KTE} = 5912 \cdot \frac{0,817}{14} = 345 \text{ А} \quad (51)$$

Токи короткого замыкания.

Ток трёхфазного КЗ на стороне генераторного напряжения ТЕ (подпитка от энергосистемы не учитывается):

$$I''(3) = E''_G \cdot I_{g.\text{ном}} / X''_{dG} = 1 \cdot \frac{3150}{0,224} = 14062,5 \text{ А} \quad (52)$$

Ток двухфазного КЗ на стороне генераторного напряжения ТЕ (подпитка от энергосистемы не учитывается):

$$I''(2) = (\sqrt{3}/2) \cdot I''(3) = 1 \cdot \frac{3150}{0,224} = 12178,4 \text{ А} \quad (53)$$

Максимальное значение тока трёхфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТЕ, протекающего по стороне генераторного напряжения 10,5 кВ:

$$i(3) = \left(\frac{S_{\text{ТЕ.ном.}}}{(\sqrt{3} \cdot U_{1.\text{ТЕ.ном.}})} \cdot 100\% \right) / \epsilon_{\text{к.ТЕ}}(\%) = \left(\frac{2500000}{(\sqrt{3} \cdot 10500)} \right) / 0,07 = 1963 \quad (54)$$

Ток двухфазного КЗ на стороне вентильной обмотки выпрямительного трансформатора, протекающий по стороне генераторного напряжения:

$$i(2) = (\sqrt{3}/2) \cdot i(3) = (\sqrt{3}/2) \cdot 1963 = 1700 \text{ А} \quad (55)$$

9.3 Уставки токовых защит выпрямительного трансформатора.

Защиты реализуются в микропроцессорном комплексе. Комплекты ТТ (400/5А) на стороне СО (10,5кВ) выпрямительного трансформатора, служат в качестве датчиков тока для защит.

Токовые защиты выпрямительного трансформатора выполняются в соответствии с «методическими указаниями по наладке тиристорной системы самовозбуждения серии СТС для турбо и гидрогенераторов». В данной методике предусматривается наличие максимальной токовой защиты (МТЗ), отстроенной от максимального тока, возможного в нормальных эксплуатационных режимах ГГ, и токовой отсечки (ТО). На гашение поля (АГП) и отключение ГГ от сети, МТЗ действует с выдержкой времени

отстроенной от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей. В свою очередь отключение АГП и отключение ГГ от сети, ТО производит без выдержки времени.

Уставка МТЗ. Для того чтобы отстроить минимальный ток срабатывания защиты на стороне 10,5 кВ необходимо отталкиваться либо от фазного тока выпрямительного трансформатора при неограниченной форсировке I_{1TEUL} , либо, из-за малой выдержки времени, от броска тока намагничивания I_{1TEMG} , возможного при самосинхронизации.

Ток намагничивания равняется:

$$I_{1TEMG} = 4,5 \cdot I_{1TE} = 4,5 \cdot 122,55 = 551,4 \text{ А} \quad (56)$$

В данном случае:

$$I_{1TEUL} = 345 \text{ А} < I_{1TEMG} = 551,4 \text{ А} \quad (57)$$

Уставка отстраивается от значения тока намагничивания:

$$I_{1MT3.мин.} = I_{1TEMG} \cdot K_H / K_B = 554,4 \cdot 1,2 / 1 = 665,28 \text{ А} \quad (58)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надёжности защиты;

$K_B = 1$ – коэффициент возврата «токового реле»

В качестве уставки выбирается значение, удобное для настройки:

$$I_{MT3} = 669 = 5,46 \cdot I_{1TE} (> I_{MT3.мин.}) \quad (59)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при выбранной уставке:

$$K_{ч.МТЗ} = i(2) / I_{MT3} = 1700 / 669 = 2,43 \quad (60)$$

$K_{ч.МТЗ}$ – должен быть $>1,5$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорного преобразователя:

$$t_{МТЗ}=(0,2-0,4)c$$

Уставки МТЗ($I>I_{TE}$):

$$I_{TE.МТЗ}=\frac{I_{МТЗ}}{K_{ТТ}}=669/(400/5)=8,36 \text{ А} \quad (61)$$

$$t_{TE.МТЗ}=t_{МТЗ}=0.4c$$

Уставка токовой отсечки.

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$I_{ТО.мин.}=i(3) \cdot K_{н}=1963 \cdot 1,2=2355,6 \text{ А} \quad (62)$$

где $K_{н}=1,2$ – коэффициент надёжности защиты;

Ток намагничивания $I_{1.ТЕМГ} < I_{ТО.мин.}$, уставка отстраивается от $I_{ТО.мин.}$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ТО}=2400 \text{ А } (>I_{ТО.мин.})$$

Коэффициент чувствительности ТО при выбранной уставке:

$$K_{ч.ТО}=i''(2)/I_{ТО}=12178,4/2400=5,07 \quad (63)$$

$K_{ч.ТО}$ должен быть > 2.0

Уставки ТО:

$$I_{TE.TO} = I_{TO} / K_{TT} = 2400 / (400/5) = 30 \text{ А} \quad (64)$$

$t_{TE.TO} = 0$ с (Без выдержки времени)

9.4 Защиты ротора ГГ от перегрузки

Защиты реализуются в микропроцессорном комплексе. Комплекты ТТ (3000/5А) служат датчиком тока для защит на входе секции щита возбуждения (со стороны 750 В ТЕ). Номинальному току ротора $I_{f.НОМ} = 1880$ А соответствует вторичный ток ТТ (входной ток защиты)

$$I_{TT.НОМ} = 1880 / (3000/5) = 3,13 \text{ А} \quad (65)$$

Защита (I_p) имеет интегрально-зависимую характеристику времени допустимого перегруза от кратности перегруза ротора током возбуждения. Чтобы узнать значение тока, при котором вступает в работу сигнальная ступень защиты, воспользуемся формулой:

$$I_f = 1,05 \cdot I_{f.НОМ.} = 1974 \text{ А} \quad (66)$$

Входной ток защиты

$$I_{вх.защ.} = 1,05 \cdot 3,13 = 3,28 \text{ А} \quad (67)$$

1 ступень защиты воздействует на включение резервного канала управления СВ (аварийное переключение АРВ)

2 ступень воздействует на гашение поля (АГП) и отключает ГГ от сети.

Ток ротора:

$$I_{f1} = 1,10 \cdot I_{f.НОМ.} = 2068 \text{ А} \quad (68)$$

$$I_{f2}=1,20 \cdot I_{f.HOM.}=2256 \text{ A} \quad (69)$$

$$I_{f3}=1,30 \cdot I_{f.HOM.}=2444 \text{ A} \quad (70)$$

$$I_{f4}=1,40 \cdot I_{f.HOM.}=2632 \text{ A} \quad (71)$$

$$I_{f5}=1,50 \cdot I_{f.HOM.}=2820 \text{ A} \quad (72)$$

$$I_{f3}=2 \cdot I_{f.HOM.}=3760 \text{ A} \quad (73)$$

Входной ток защиты:

$$I_{ВХ.защ.1}=1,1 \cdot I_{ТТ.НОМ}=3,44 \text{ A} \quad (74)$$

$$I_{ВХ.защ.2}=1,2 \cdot I_{ТТ.НОМ}=3,75 \text{ A} \quad (75)$$

$$I_{ВХ.защ.3}=1,3 \cdot I_{ТТ.НОМ}=4,06 \text{ A} \quad (76)$$

$$I_{ВХ.защ.4}=1,4 \cdot I_{ТТ.НОМ}=4,38 \text{ A} \quad (77)$$

$$I_{ВХ.защ.5}=1,5 \cdot I_{ТТ.НОМ}=4,69 \text{ A} \quad (78)$$

$$I_{ВХ.защ.6}=2 \cdot I_{ТТ.НОМ}=6,26 \text{ A} \quad (79)$$

Характеристика защиты представлена в таблице 23.

Таблица 23 – характеристика защит

1	2	3	4	5	5	6
Кратность перегрузки	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	2,00

1	2	3	4	5	5	6
Ток ротора, I_f	2068	2256	2444	2632	2820	3760
Входной ток защиты	3,44	3,75	4,06	4,38	4,69	6,26
Время ступени 1, сек	435	210	150	95	56	18
Время ступени 2, сек	450	220	160	105	61	20

При неограниченной форсировке $I_f > 2,20 \cdot I_{f.ном.}$ ($I_f = 4136 \text{ A} \rightarrow$ входной ток защиты 6,88) отсечка защиты ($I_p >$):

- Воздействует на включение резервного канала управления АРВ с минимальной задержкой времени
- Воздействует на гашение поля и отключение ГГ от сети с выдержкой времени в 1 сек.

При длительной форсировке $I_f > 1,80 \cdot I_{f.ном.}$ ($I_f = 3384 \text{ A} \rightarrow$ входной ток защиты 5,63)

При $t > 25 \text{ с}$, защита:

- Воздействует на включение резервного канала управления АРВ без выдержки времени
- Воздействует на гашение поля и отключение ГГ от сети с выдержкой времени в 1 сек.

9.5 Уставки встроенных ограничителей СВ

Защита ротора ГГ от перенапряжений.

Для того чтобы защитить ротор ГГ от перенапряжений, используют ограничитель перенапряжений. Данное устройство представляет из себя тиристорный разрядник многократного действия, он располагается в силовой секции, постоянного тока, щита возбуждения.

В ситуациях, когда в цепях ротора возникает перенапряжение, разрядник мгновенно шунтирует ротор на блоки разрядных резисторов и воздействует на включение контакторов. В свою очередь контакторы кратковременно включаются параллельно разряднику, при этом тиристоры разрядника закрываются, восстанавливая разрядник для последующей работы.

Уставка срабатывания разрядника.

Испытательное напряжение изоляции ротора принимается равным 10-и кратному номинальному напряжению возбуждения электрической машины, но не менее 1500 В.

В продолжительном режиме максимальные мгновенные значения напряжения на выводах обмотки ротора при токе возбуждения до 1,1 номинального не должны быть выше 30% амплитуды полного испытательного напряжения обмотки возбуждения относительно корпуса.

В случае данной работы, для номинального напряжения возбуждения $U_{ф.н}=425$ В испытательное напряжение изоляции ротора $U_{НВТ}=3700$ В. Амплитуда допустимых коммутационных перенапряжений на выводах обмотки ротора:

$$U_{OV,F}=0,3 \cdot 3700 \cdot \sqrt{2}=1569,7 \text{ В} \quad (80)$$

Напряжение срабатывания разрядника отстраивается от уровня допустимых коммутационных перенапряжений: $U_{FV1}=1700$ В

Ограничитель перегруза ротора.

Ограничитель реализован в АРВ, характеристика ограничения отстраивается от ступени 1 защиты ротора от перегруза МПЗ.

Сигнализация о перегрузе вступает в работу при токе:

$$I_f=1,05 \cdot I_{ф.ном.}=1974 \text{ А} \quad (81)$$

Ограничитель максимального тока ротора.

Ограничитель реализован в АРВ, установка ограничителя:

- максимальный ток ротора ГГ в сети 2279
- максимальный ток ротора на ХХ 1100

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

В данном проекте производится реконструкция систем возбуждения Гидроагрегатов Бурейской ГЭС. Для обеспечения безопасных условий труда на Бурейской ГЭС имеется структурное подразделение по охране труда.

Данное подразделение выполняет следующие задачи:

- организация работ по охране труда;
- осуществление, за эксплуатацией оборудования, технологического надзора;
- на опасных производственных объектах, за соблюдением требований промышленной безопасности, осуществляет производственный контроль;
- организация противопожарного режима, а также контроль за соблюдением требований пожарной безопасности.

Все работники станции должны быть обеспечены должностными инструкциями и инструкциями по охране труда.

Обслуживающий персонал при исполнении своих должностных обязанностей обязаны руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция- является организационно-правовым документом, содержащим в себе основные обязанности и права, а также ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определённой должности.

На основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как "система стандартов безопасности труда" и "правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", а также "правила пожарной безопасности для энергетических предприятий" и других нормативных документов в сфере охране труда, разрабатываются должностные документы.

Работники предприятия, также, как и руководители, несут в соответствии с законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за

невыполнение должностных обязанностей по охране труда, если не соблюдение повлекло за собой несчастный случай, заболевание на производстве или какому-либо другому ущербу.

На Бурейской ГЭС имеется кабинет по охране труда, использующийся в качестве организационного и учебно-методического центра по работе с персоналом.



Рисунок 11 – обучение персонала.

Обеспечение безопасности труда, сохранение здоровья и жизни работающих, а также уменьшение несчастных случаев, как и заболеваний на производстве, является основной целью улучшения условий труда.

Персонал, занимающийся эксплуатацией электроустановок ГЭС, проводящий в них оперативные переключения, а также выполняющий

строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, а также испытания и измерения, обязан выполнять действующие нормы законодательства, уполномоченных органами государственной власти правил по охране труда.

Перед эксплуатацией гидротехнических сооружений каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда, также работнику должно быть предоставлено обучение по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, должно быть выдано удостоверение о проверке знаний.

Во избежание несчастных случаев Бурейская ГЭС оборудована укомплектованными, испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

Из-за возможности возникновения напряжения на металлических частях некоторых электроустановок, вследствие нарушения их изоляции, все эти металлические части будут занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций». Всё это будет сделано во избежание несчастных случаев во время эксплуатации электроустановок.

Из-за того, что токи короткого замыкания в электроустановках машинного зала велики, необходимо проложить заземляющие проводники с высокой термической стойкостью. При протекании по проводнику токов однофазных замыканий на землю, его температура не должна превысить, за время до срабатывания основной защиты, допустимой, равной 400° , для этого необходимо выбрать проводник с правильным сечением.

На Бурейской ГЭС разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, планы по оперативному пожаротушению, а также эвакуации людей на случай чрезвычайной ситуации.

10.2 Пожарная безопасность

В соответствии с Федеральным Законом "О пожарной безопасности" предусматривается комплекс мероприятий, отражённый в государственных и ведомственных нормативных документах, по предотвращению пожара и ограничению его распространения, а также средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах.

Машинный зал станции оснащен системой пожарной сигнализации, с помощью неё осуществляется контроль за противопожарным состоянием машинного зала, автоматическим пуском системы пожаротушения.

Для обеспечения контроля за противопожарным состоянием объекта, данный объект оснащается специальными датчиками, срабатывающими при возникновении пожара.

На генераторах ГЭС в случае пожара, применяется распылённая вода, для этого вблизи любых частей гидроагрегата размещаются дренажные кольцевые трубопроводы.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. Кольцевые трубопроводы монтируются на безопасном расстоянии по периметру трансформатора. На кольцевые трубопроводы вертикально устанавливаются дренажные оросители. В случае пожара имеются специальные ёмкости, куда сливается водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара.

Для защиты поверхности площадью $F_3 = 100\text{м}^2$, на которой располагаются шесть гидроагрегатов разработаем установку пожаротушения.

Наша установка будет состоять из системы автоматического управления и водяной установки. Система автоматического управления при возникновении пожара, подаёт сигнал на отключение напряжения в электроустановках, после чего запускает УВП.

Состоит установка водяного пожаротушения из нескольких основных частей. А именно, водопитателя, представляющего из себя систему

трубопроводов с отдельными секциями. Так же в состав УВП входят подводящий трубопровод, запорно-пусковой механизм, и сами трубопроводы с дренажными оросителями.



Рисунок 12 – система автоматического водяного тушения.

Для защиты гидроагрегатов установим дренажные оросители типа ОПДР–15, с площадью орошения $F_0=12\text{м}^2$. Интенсивность орошения равна $0,2\text{ л/с}\times\text{м}^2$.

Минимальное количество требующихся оросителей:

$$n=F_3 \cdot \frac{0,2}{q}=100 \cdot \frac{0,2}{4}=5 \text{ шт.} \quad (82)$$

где n – минимальное необходимое для тушения пожара количество оросителей.

F_3 – защищаемая оросителями площадь поверхности;

0,2 – нормативная интенсивность орошения

q – расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем 4 л/с.

Необходимое число оросителей:

$$n = \frac{F_3}{F_0} = \frac{100}{12} = 8 \text{ шт.} \quad (83)$$

Принимаем, что число оросителей равняется 8 шт.

Суммарный расход оросителей:

$$Q = n \cdot q = 8 \cdot 4 = 32 \text{ л/с} = 0,03 \text{ м}^3/\text{с} \quad (84)$$

Для того чтобы потушить один гидроагрегат требуется время равное 10 мин., следовательно, объёмов бака должно хватить, для бесперебойной подачи воды в течении 1800с. В связи близости к водоёму, бак накачивается в автономном режиме, на прямую из реки Бурья.

Объём бака:

$$V = 0,03 \cdot 1800 = 54 \text{ м}^3 \quad (85)$$

Согласно РД 34.15.109 – 91, ёмкость водонапорного бака должна приниматься не менее 3 м³. В данном расчете условие выполняется.

10.3 Экологичность.

В процессе эксплуатации ГЭС, появляются замасленные сточные воды. Возникают они из-за масел используемых в турбинах. Для того чтобы масляные сточные воды не попали в воду рек ниже плотины, при

проектировании станций должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, реагентов и материалов.

Лишь воды идущие на охлаждение оборудования и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений не требуют очистки так, как не загрязняются в процессе использования и отводятся в Нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов приняты следующие действия:

1. Сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечивают полный сбор масла, оборудованы все трансформаторы.

2. Для избежания попадания масла в воду рабочие колёса турбины оснащены современными уплотнителями.

3. Все сточные воды необходимо, перед выбросом в водоём, предварительно очищать и хлорировать.

При эксплуатации ГЭС необходимо снизить до минимума отрицательное воздействие на окружающую среду. Для того чтобы этого достичь необходимо регулировать сток воды в соответствии с утверждёнными правилами использования водных ресурсов, правилами эксплуатации водохранилища. Так же необходимо проводить мероприятия по предотвращению попадания загрязнённых вод в водохранилище и нижний бьеф.

Природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам, должны соблюдаться при выполнении ремонта оборудования.

Необходимо соблюсти, при эксплуатации гидроэлектростанции, установленные проектом и после уточненные во время эксплуатационного периода, значения нормативов допустимых сбросов загрязнённых вод, исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

В соответствии с требованиями водного кодекса № 74 Федерального закона от 3.06.2006 года, вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

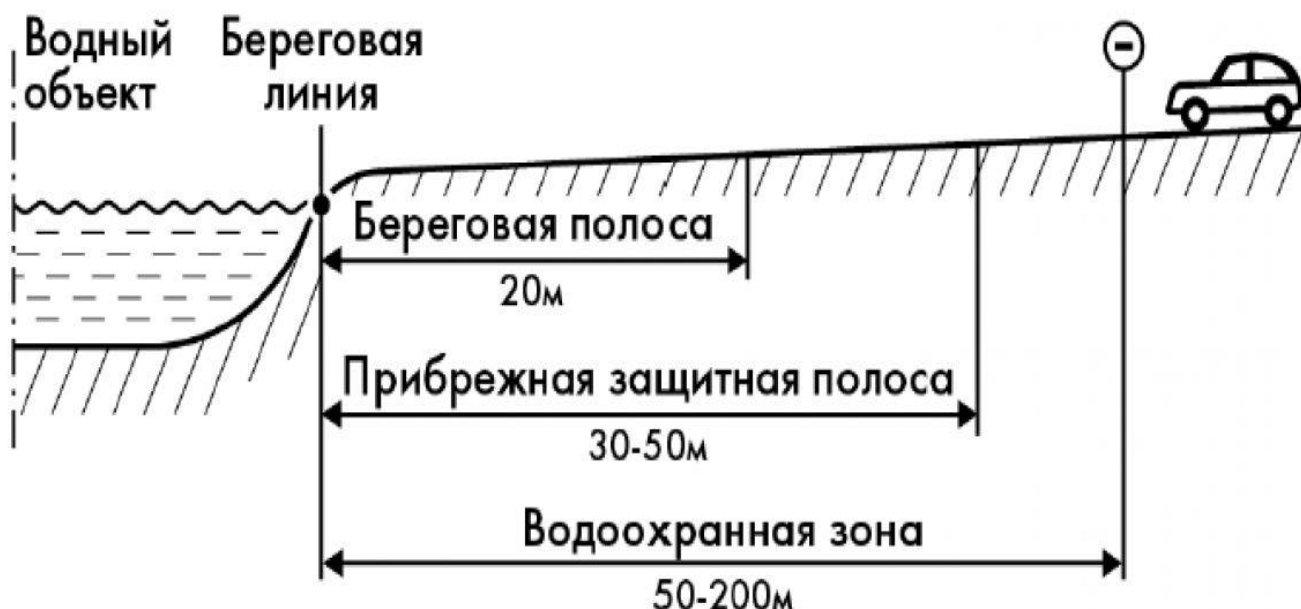


Рисунок 13 – Водоохранная зона.

В проекте водоохранной зоны, состояние лесного фонда, а также интенсивность использования лесных ресурсов, определяется по данным лесоустроительных материалов. В проекте должно быть обоснование границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также других водоохранных защитных мероприятий.

В Водоохранной зоне запрещается строить или расширять предприятия, влияющие на санитарно-техническое состояние водохранилища.

Также в водоохранной зоне запрещается размещать склады для хранения горюче-смазочных материалов, размещать места захоронения бытовых отходов, применять авиаопыление лесных угодий ядохимикатами, а также разрушать грунтовый растительный покров в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища.

Распашка земель, складирование отвалов размываемых грунтов и движение автомобилей в пределах прибрежной защитной полосы, также запрещается.

11 НАДЕЖНОСТЬ

11.1 Коэффициент готовности

Данный коэффициент показывает вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в данный момент времени и будет работать в будущем, в течении заданного срока.

Для того что бы его определить необходимо воспользоваться формулой:

$$K_T = T_{cp} / (T_{cp} + T_B)$$

где T_{cp} - среднее время наработки на отказ, ч

T_B - среднее время на восстановление, ч

Определим коэффициент готовности для старой СТС.

$$K_T = 1440 / (1440 + 60) = 0,96 \quad (86)$$

В ГОСТ 5616-89 указывается, что для системы возбуждения коэффициент готовности не должен быть меньше 0,97. Из этого следует, что данная система возбуждения не отвечает требованиям. Что нельзя сказать о новой системе возбуждения предлагаемой в данной работе. По заверению производителей тиристорная система возбуждения СТС 425-2100-305 УХЛ4, с новой АРВ – 4М и версией программного обеспечения равной 40.01. имеет коэффициент готовности равный 0,99.

11.2 Коэффициент технического использования.

Коэффициент технического использования — это отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в

работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период.

$$K_{И} = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{рем}} + T_{\text{обсл}}}$$

где $T_{\text{раб}}$ – суммарное время работы

$T_{\text{рем}}$ - суммарное время ремонта

$T_{\text{обсл}}$ - суммарное время обслуживания

$$K_{И} = \frac{8760}{8760 + 360 + 3} = 0,96 \quad (87)$$

Согласно ГОСТ 5616-89 коэффициент технического использования не должен быть менее 0,94. В данном случае ничего не нарушено, система укладывается в норму.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

12.1 Стоимость оборудования и расчёт доходов станции

Показателем результата работы ГЭС, является электроэнергия и мощность. Между собой они взаимосвязаны балансом мощности и энергии энергосистемы.

Мощность, что вырабатывает станция, всегда равна установленной на ГЭС мощности. А её реализация на рынке, зависит от тарифной ставки, установленной для конкретного региона страны «Единым сценарным условием» ПАО «РусГидро».

На Бурейской ГЭС установлено 6 Гидроагрегатов мощностью 335 Мвт каждый, с радиально-осевыми турбинами РО140/0942-В-625. Модернизация тиристорной системы возбуждения позволит снизить вероятность сбоя в системе, а значит не поиметь колоссальных убытков.

Поставка оборудования рассчитывается для каждого ГА (ГА1-ГА6). Суммарная стоимость на производство и монтаж одного оборудования на 2020 год ориентировочно равняется 6,511 млн. руб.

Стоимость СВ для ГГ№1-6 представлена в таблице 10.1.

Таблица 25 – стоимость СВ для ГГ№1-6.

Монтаж и наладка системы возбуждения	6,511 млн. руб.
Суммарная стоимость 1 комплекта	15000 тыс. руб.
Стоимость СВ для ГГ№1-6	39,156 млн. руб.

На графике показана средняя величина стоимости электроэнергии на рынке. Для каждого региона определяется своя ценовая зона. Бурейская ГЭС является частью ОЭС Востока. На рисунке 14 представлены зависимости ИБР (индекса балансирующего рынка) и цены РСВ (Рынок на сутки вперёд) от времени.

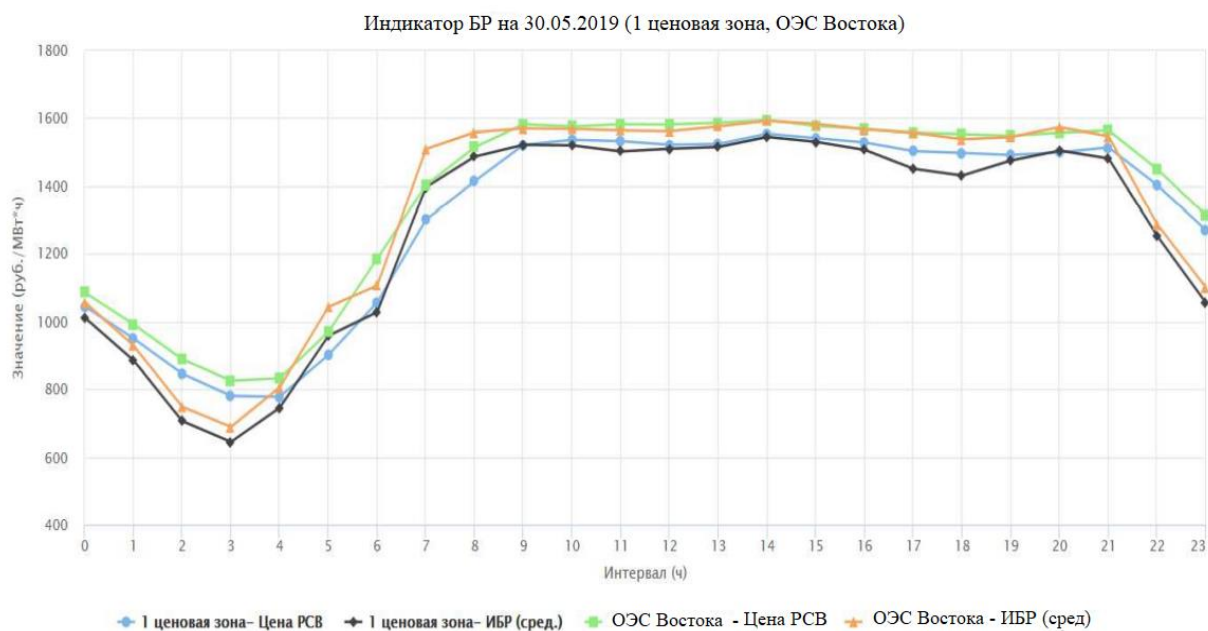


Рисунок 14 – Зависимость ИБР и цены РСВ от времени.

Значения величин ИБР и РСВ на интервал времени приведены на рисунке 15. Опираясь на таблицу можно определить наименьшую и наибольшую величину стоимости электроэнергии за сутки.

Интервал(ч)	ИБР (сред.) (руб./МВт*ч)	Цена РСВ (руб./МВт*ч)
0	1057.44	1086.22
1	929.50	992.21
2	748.12	888.86
3	689.12	825.49
4	805.93	832.46
5	1043.47	969.77
6	1106.38	1185.86
7	1509.79	1403.43
8	1558.80	1515.17
9	1570.03	1582.21
10	1568.67	1575.70
11	1564.23	1582.36
12	1561.75	1581.52
13	1576.12	1586.58
14	1592.24	1594.83
15	1583.52	1577.12
16	1567.00	1568.91
17	1557.32	1557.37
18	1538.68	1553.12
19	1544.77	1548.84
20	1573.79	1557.32
21	1547.00	1564.37
22	1286.83	1450.24
23	1100.18	1313.68

Рисунок 15 – Величины ИБР и РСВ на интервал времени.

$$N_{\text{уст}}=2010 \text{ МВт}$$

Для определения энергии вырабатываемой станцией, необходимо мощность умножить на количество часов в сутки:

$$E=N_{\text{уст}} \cdot 24\text{ч}=2010 \cdot 24=48240 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (88)$$

Полученное значение не может являться полностью достоверным. И причина тому то, что ни одна станция не может работать на полную мощность в течении всех суток. Исключением может являться пропуск половодья.

Опираясь на предоставленные данные по стоимости электроэнергии, произведём расчёт стоимости 1 МВт электроэнергии за сутки.

$$Q_{\text{ночь}}=Q_{\text{ночь}} \cdot 8\text{ч}=700 \cdot 8=5600 \text{ руб.} \quad (89)$$

$$Q_{\text{день}}=Q_{\text{день}} \cdot 8\text{ч}=1600 \cdot 16=25600 \text{ руб.} \quad (90)$$

$$Q_{\text{сумм}}=Q_{\text{ночь}} + Q_{\text{день}}=5600+25600=31200 \text{ руб.} \quad (91)$$

где $Q_{\text{ночь}}$ – стоимость электроэнергии за ночное время

$Q_{\text{день}}$ – стоимость электроэнергии за дневное время

$Q_{\text{сумм}}$ – суммарная стоимость 1 Мвт электроэнергии за день.

Рассчитаем суточный доход станции:

$$N_1=N_{\text{ст}} \cdot Q_{\text{сумм}}=2010 \cdot 31200=62,712 \text{ млн} \quad (92)$$

12.2 Расчет амортизационных отчислений

Для расчёта воспользуемся формулой:

$$C_a = \frac{N_a \cdot k}{100}$$

где N_a – норма амортизационных отчислений

k – стоимость объекта, руб.

Амортизационная норма отчислений равняется 8%.

Отсюда, амортизационные отчисления установленного оборудования составят:

$$C_a = \frac{8 \cdot 39,116 \text{ млн}}{100} = 3,129 \text{ млн.} \quad (93)$$

12.3 Расчет технико-экономических показателей

По имеющимся данным, из-за аномальных режимом, работа генератора нарушается трижды в год. Благодаря новой СТС возможно будет исключить 50% отключений, так как в ней учитываются все подобные аномальные режимы, а значит можно будет избежать 1,5 отключений в год.

Время необходимое для восстановления в таких случаях обычно занимает от 4 до 8 часов, из этого следует что время простоя в год равняется 9 часам. Исходя из этих данных можно выяснить, что недоотпуск электроэнергии генератора мощностью 335 МВт, работающим с коэффициентом использования 0,9, по активной мощности составит:

$$\Delta W = P \cdot k_{\text{и}} \cdot t_{\text{пр}} = 335000 \cdot 0,9 \cdot 9 = 2713500 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (94)$$

Учитывая, что номинальная мощность генератора 335 Мвт, а коэффициент использования полной мощности генератора $k_{\text{и}}=0,9$, увеличение КПД на 0,18 % повлечёт за собой уменьшение потерь мощности генератора на:

$$\Delta P = P \cdot k_{\text{и}} \cdot n$$

$$\Delta P = 335000 \cdot 0,9 \cdot 0,0018 = 542,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (95)$$

За год, при средне годовом времени работы генератора, равняющимся 8000 ч, потери энергии составят:

$$\Delta W = 542,7 \cdot 8000 = 4341600 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (96)$$

С учётом дополнительных расходов, включающих в себя время на проведение работ для каждого из 6 гидроагрегатов, среднюю заработную плату, командировочные расходы и профконтроль, составят около 200 тыс. руб. Если учесть, то что профконтроль будет проводится один раз в три года, издержки в год составят:

$$C_{\text{пк}} = \frac{200}{3} = 66,6 \text{ тыс.руб} \quad (97)$$

Опираясь на вышеуказанные данные, рассчитаем экономический эффект от внедрения нового оборудования – СТС с новой системой управления и регулирования на базе АРВ-4М.

Из расчёта (104) видно, что благодаря новой СТС простой генераторов сократится вдвое, что позволит сэкономить $\Delta W = 2713500$ кВт·ч.

Из расчёта (106) понятно, что экономия от внедрения поможет сэкономить $\Delta W = 4341600$ кВт·ч.

Таким образом суммарная экономия электроэнергии за 1 год составит:

$$\Delta W = 2713500 + 4341600 = 7055,100 \text{ МВт}\cdot\text{ч}. \quad (98)$$

Таким образом суммарно можно будет сэкономить 7055 МВт в год. А значит в год можно будит дополнительно получить:

$$N_2 = N_{\text{ст.доп.}} \cdot Q_{\text{сумм}} = 7055 \cdot 31200 = 220,116 \text{ млн. руб.} \quad (99)$$

А значит в месяц соответственно можно будет дополнительно заработать:

$$N_{\text{м}} = \frac{22011600}{12} = 18,343 \text{ млн.руб.} \quad (100)$$

Исходя из расчётов, предоставленных ранее можно посчитать срок окупаемости проекта по реконструкции систем возбуждения гидроагрегатов Бурейской ГЭС:

$$T_{\text{ок}} = 31156000 / 18343000 \approx 2 \text{ мес.} \quad (101)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Бурейской ГЭС желательно заменить тиристорная систему возбуждения генераторов, так как существующая система не в полной мере удовлетворяет требованиям и не является абсолютно надёжной.

Мною было проведено обследование электромагнитной обстановки в машинном зале Бурейской ГЭС, и выявлено не полное соответствие существующей системы возбуждения, по электромагнитной устойчивости.

Так же мною были рассмотрены лидирующие отечественные и зарубежные компании, способные предоставить необходимое оборудование. Из всех компаний был выбран наш отечественный концерн «Силовые Машины», способный сделать качественное и надёжное оборудование на заказ, со всеми пожеланиями от заказчика, специально под конкретные параметры, конкретной станции.

Мною так же была выбрана новая система возбуждения, которая в полной мере удовлетворяла бы всем необходимым параметрам и ГОСТам.

Для решения поставленных задач в данном проекте, были взяты данные предоставленные Филиалом ПАО «РусГидро» — «Бурейская ГЭС», об параметрах существующей системы возбуждения, а также данных по электромагнитной обстановке. Так же для выполнения данной работы был заимствован опыт модернизации систем возбуждения на других станциях Российской Федерации.

Результатом моей работы является расчёт электромагнитной обстановки по данным измерений, предоставленных Бурейской ГЭС, выявления не соответствий и замены старого оборудования на новый вариант. А так же выбор оборудования и расчёт необходимых для него параметров. В конце произвёл технико-экономическое обоснование и выяснил, что при всех затратах на производство реконструкции систем возбуждения, весь проект окупится спустя чуть меньше чем два месяца.

Таким образом считаю, что предложение по реконструкции систем возбуждения гидроагрегатов Бурейской ГЭС, является возможным и экономически выгодным проектом.

БИБЛИОГРОФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Научно-исследовательское производственное объединение РУСЭНЕРГО // nipo-rusenergo.ru: офиц. сайт. 25.10.2012. URL: <https://nipo-rusenergo.ru/silovye-transformatory/tszp-3150-kva> (Дата обращения 10.04.21)
- 2 Трансформаторы преобразовательные для систем возбуждения синхронных генераторов // uetm.ru: офиц. сайт. 13.05.2015. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/transformatoryprejbrazovatelnyedlyasistemvozbujdeniyasinhronnyhgeneratorov/> (Дата обращения 10.04.21)
- 3 Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов // <https://docs.cntd.ru>: офиц. сайт. 14.12.2008. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034842> (Дата обращения 10.04.21)
- 4 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия // <https://ohranatruda.ru>: офиц. сайт. 21.08.2009. URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/386765/ (Дата обращения 20.04.21)
- 5 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593)
- 6 ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов // М.: Стандартинформ, 2000.
- 7 Физические факторы производственной среды. Электромагнитные поля в производственных условиях. СанПиН 2.2.4.1191-03 // М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003
- 8 ГОСТ Р 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

- 9 РусГидро. Производство электроэнергии. // rushydro.ru: офиц. сайт. 14.12.2001. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034842> (Дата обращения 1.05.21)
- 10 Официальный сайт Филиала ПАО «РусГидро» — «Бурейская ГЭС». // rushydro.ru: офиц. сайт. 14.12.2001. URL: <http://www.burges.rushydro.ru> (Дата обращения 3.05.21)
- 11 ГОСТ Р 50571.18-2000 (МЭК 60364-4-442-93) Электроустановки зданий. Требования по обеспечению безопасности. Защита от перенапряжений. Защита электроустановок до 1кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1кВ, М.: ИПК Издательство стандартов, 2001
- 12 Тимощенко, К.П. Ключевые особенности проектирования систем управления возбуждением синхронных машин. / К.П. Тимощенко, А.А. Юрганов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2014.
- 13 Забудский, Е.И. Электрические машины. Ч. 3. Синхронные машины / Е.И. Забудский // Учебное пособие для вузов. – Москва: МГАУ, 2008.
- 14 Гессе, Б.А. Эксплуатация тиристорных систем возбуждения генераторов.
- 15 Глебов, И.А. Системы возбуждения мощных синхронных машин / И.А. Глебов. – Л.: Наука, 1979. – 316 с.
- 16 Электротехнический справочник. Том 2. – М.:МЭИ, 2007.
- 17 Тимощенко, К.П. Ключевые особенности проектирования систем управления возбуждением синхронных машин. / К.П. Тимощенко, А.А. Юрганов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2014.
- 18 Тузельбаев, А.Е. Исследование системы возбуждения гидрогенераторов Капчагайской ГЭС. / А.Е. Тузельбаев // Сборник трудов научно-практической конференции магистрантов «Энергетика, радиотехника, электроника и связь». – Алматы: АУЭС, 2013.
- 19 . Извеков, В.И. Проектирование турбогенераторов / В.И. Извеков, Н.А. Серихин, А.И. Абрамов. –М.: Высшая школа, 2006.

- 20 Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники :
Электромагнитное поле. Учебник / Л.А. Бессонов.– М.: Гардарики, 2014.
- 21 Абрамов, А.И. Проектирование гидрогенераторов и синхронных
компенсаторов : Учеб. пособие для вузов / А.И. Абрамов, А.В.
ИвановСмоленский. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2001. – 389 с
- 22 Абрамов, А.И. Проектирование гидрогенераторов и синхронных
компенсаторов : Учеб. пособие для вузов / А.И. Абрамов, А.В.
ИвановСмоленский. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2001. – 389 с

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Методика измерения потенциалов в экране наиболее протяженного контрольного кабеля при имитации КЗ на землю

1. Имитацию КЗ проводят при помощи генератора синусоидального тока Промышленной частоты. 1 полюс ГПЧ с помощью гибкого изолированного провода подключается к контуру заземления, а другой полюс, с помощью гибкого изолированного провода подключается к точке заземления шкафа системы возбуждения, к которому подключён контрольный кабель.
2. К точке заземления шкафа системы возбуждения, с которым соединён один полюс ГПЧ, подключаем один из зажимов цифрового вольтметра, а второй зажим цифрового вольтметра подключаем к корпусу гидроагрегата. Схема подключения цифрового вольтметра и ГПЧ приведена на рисунке 1.
3. Включаем ГПЧ и медленно увеличиваем силу тока ГПЧ до 1-3 А, при этом напряжение на выходе ГПЧ не должно превышать 36 вольт, что обеспечивает требуемое условие электробезопасности. С помощью цифрового вольтметра определяем разность потенциалов на экране контрольного кабеля.
4. Отключаем ГПЧ и измеряем естественную разность потенциалов на экране контрольного кабеля.
5. Определяем прирост разности потенциалов в экране контрольного кабеля на 1 ампер по формуле:

$$\Delta U = \frac{U_{\text{изм}} - U_{\text{ест}}}{I_{\text{ген}}} \quad (1)$$

где $I_{\text{ген}}$ = ток ГПЧ

Продолжение приложения А

Методика измерения потенциалов в экране наиболее протяженного контрольного кабеля при имитации КЗ на землю

Значение ΔU в дальнейшем позволит определять значение разности потенциалов в контрольном кабеле в случае возникновения реального КЗ через землю и оценить термическую устойчивость контрольного кабеля к режиму КЗ по формулам:

$$U_{\text{кл}} = \Delta U \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} \quad (2)$$

$$I_{\text{брон.кл}} = \frac{U_{\text{кл}}}{Z_{\text{экр.кл}}} \quad (3)$$

где $Z_{\text{экр.кл}}$ – полное сопротивление экрана контрольного кабеля.

6. Разобрать измерительную схему
7. Выполнение измерения при имитации КЗ не требует отключения системы возбуждения ГА.

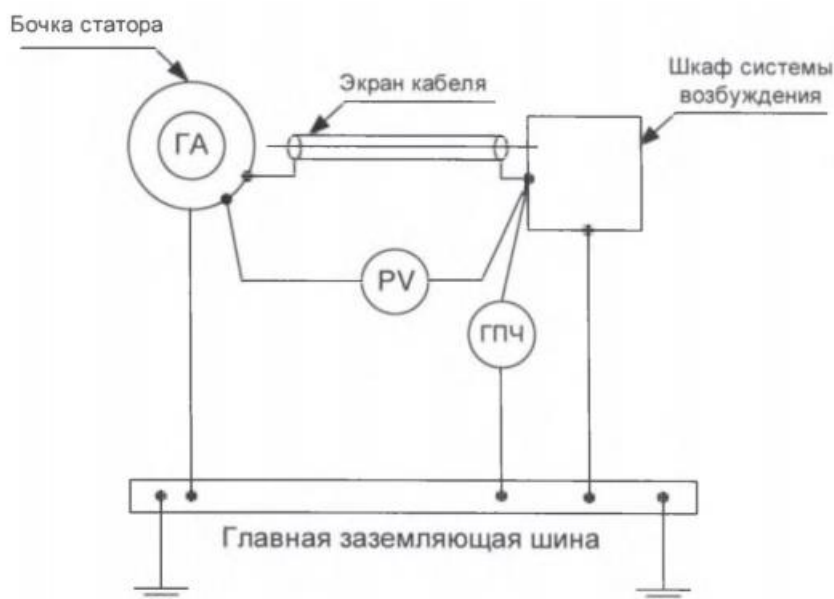


Рисунок 1 – Схема измерения разности потенциалов в контрольном кабеле при имитации КЗ на землю.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Методика измерения сопротивления металlosвязи.



Рисунок 1 – Схема измерения сопротивления металlosвязи

1. Сопротивление металlosвязи определяется по методу " амперметр-вольтметр" Согласно схеме, приведенный на рисунке 1 и рассчитывается по формуле: $(U_{\text{изм}} - U_{\text{xx}}) / I_{\text{изм}}$, где $U_{\text{изм}}$ и U_{xx} - напряжение, измеренное вольтметром соответственно при включенном и выключенном генераторе промышленной частоты (ГПЧ).
2. При измерение сопротивления металlosвязи в качестве опорной точки выбирается хорошо заземленное оборудование.
3. Подключение приборов и ГПЧ между опорной точкой и проверяемым оборудованием производится с помощью трубочин к зачищенным до металлического блеска местам.

ПРИЛОЖЕНИЕ С

Методика измерения напряжения прикосновения

При измерении напряжения прикосновения отключение системы возбуждения ГА не требуется.

1. для измерения Напряжения прикосновения подготавливается схема, изображенная на рисунке 1.

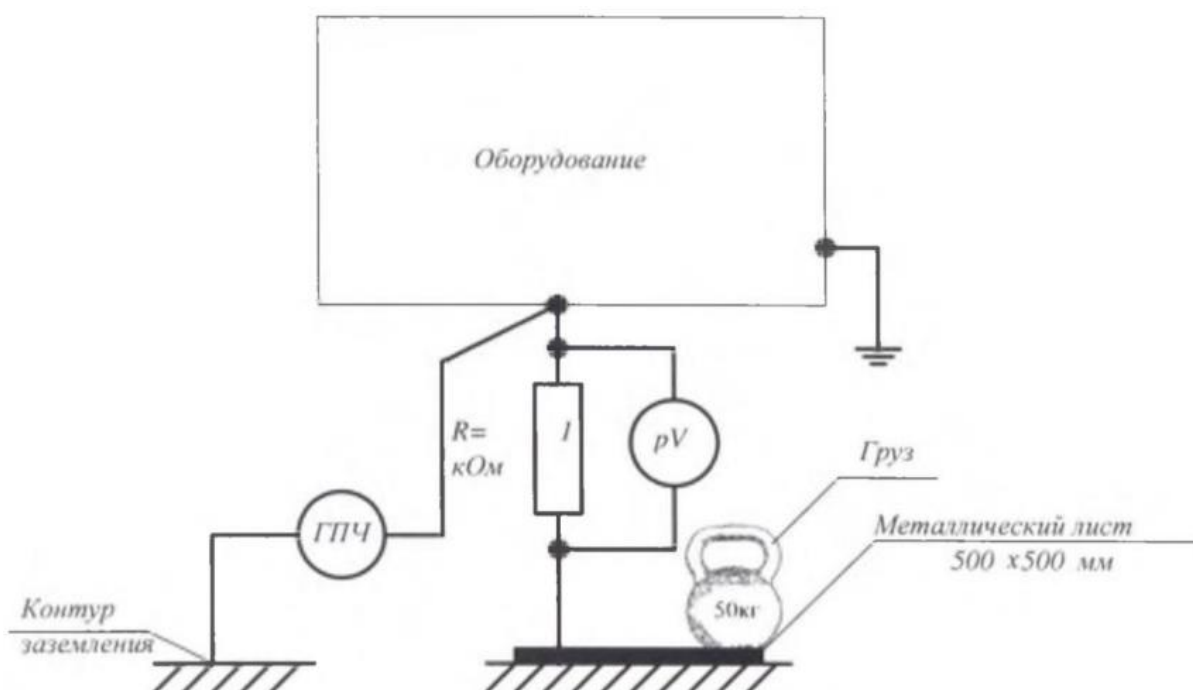


Рисунок 1 – Схема измерения напряжения прикосновения

2. С помощью генератора Промышленной частоты по контуру заземления пропускается ток 1-4 Ампера.
3. Цифровым вольтметром фиксируются напряжение на резисторе сопротивлением 1 ком.
4. Реальное напряжение прикосновения находится по формуле:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{изм}} \cdot \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ГПЧ}}}$$

где $U_{\text{изм}}$ - измеренное напряжение на резисторе 1,

Продолжение приложения С

Методика измерения напряжения прикосновения

$I_{кз}^{(2)}$ - максимальное значение тока короткого замыкания через землю в сети до и свыше 1000 вольт.

$I_{гпч}$ - ток генератора Промышленной частоты.

ПРИЛОЖЕНИЕ D

Методика измерения электромагнитных полей радиочастотного диапазона и магнитных полей Промышленной частоты

1. Проводят измерения напряженности полей радиочастотного диапазона от 1 до 1000 МГц и напряженности полей промышленные частоты в местах установки микропроцессорных устройств, согласно схеме, приведённой на рисунке 1.

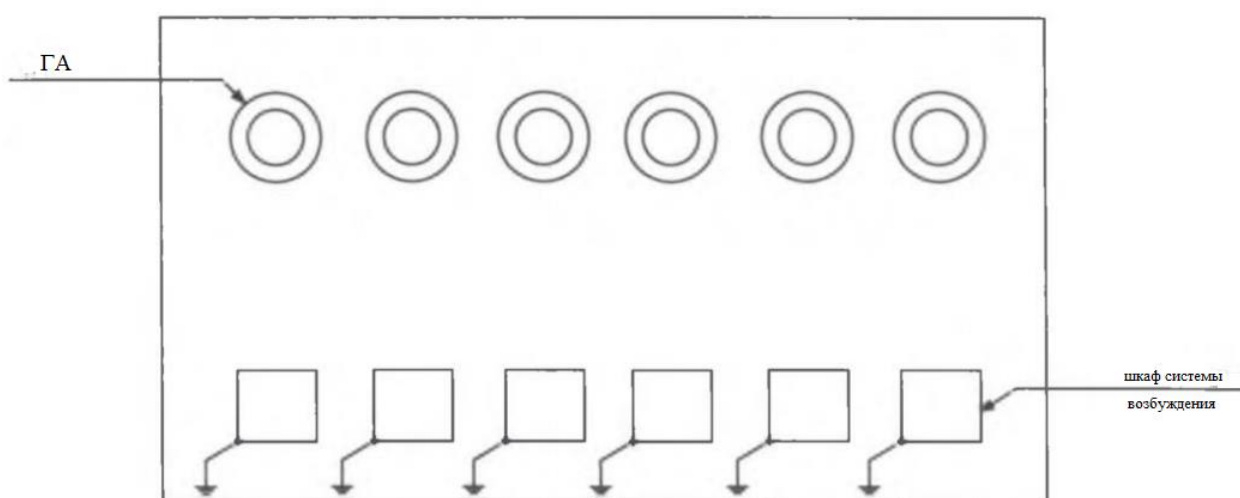


Рисунок 1 – Схема измерения напряжённости электромагнитных полей на территории и в зданиях ОРУ

2. Измеряют в режиме мониторинга напряжённости от источников Промышленной частоты (ЛЭП, трансформаторы, технологическое оборудование) и от работающих переносных и стационарных радиостанций.
3. Напряжённость Электромагнитных полей радиочастотного диапазона измеряет с помощью прибора АТТ- 2593, а для измерения напряженности магнитного поля промышленные частоты используется прибор ВЕ – 50. Используемые приборы портативные и не требуют внешних источников питания.

Продолжение приложения D

Методика измерения электромагнитных полей радиочастотного диапазона и магнитных полей Промышленной частоты

4. Соприкосновение и подключение измерительных приборов к токоведущим частям оборудования и контрольных кабелей не требуется.
5. При выполнении измерений отключение систем возбуждения ГА не требуется.