

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.1.1

Том 7

Изм.	№ док.	Подпись	Дата

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.1.1

Том 7

Генеральный директор

Д. С. Фомичев

Главный инженер проекта

В. О. Мансуров

Изм.	№ док.	Подпись	Дата

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»**Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.1.1

Том 7

Изм.	№ док.	Подпись	Дата

Заказчик – Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Книга 1. Пояснительная записка

П1200-81-ИОС 5.1.1.1

Том 7

Технический директор



С. В. Иванов

Главный инженер проекта



А. В. Евдокимов

Изм.	№док.	Подпись	Дата
1	03-28		27.03.23
2	03-34		22.06.23

**Список исполнителей**

ГИП	Евдокимов А.В.		02.2023
Руководитель проекта	Могонов А. А.		02.2023
Заведующий отделом	Умаров Р. А.		02.2023
Ведущий инженер	Коршунов А. В.		02.2023
Ведущий инженер	Лебедев С.В.		02.2023
Ведущий инженер	Гусев Ю.В.		02.2023
Нормоконтроль	Евдокимов А.В.		02.2023



Состав проектной документации

Титул: «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС». Состав проектной документации приведён в томе П1200-81-СП «Состав проектной документации».



Содержание

Общие сведения	6
1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	8
2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения	9
2.1 Агрегатные СН (щиты ВГ4Н, ВГ6Н).....	9
2.2 ГРУ-6,3 кВ (щиты ВВ1Р, ВВ2Р)	9
2.3 КРУН-6,3 кВ (щиты ВВ3Р, ВВ4Р)	10
2.4 Производственные СН ОСН-1 и ОСН-2 (щиты ВВ1.1(1.2)Н, ВВ2.1(2.2)Н)	10
2.5 Производственные СН ОСН-3 (щиты ВВ3.1(3.2)Н)	11
2.6 Электроснабжение площадки ГЭС	11
2.7 Временное электроснабжение потребителей 3 кВ	12
2.8 Демонтируемое оборудование	12
3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности	13
4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	17
5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	19
6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	20
7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии.....	21
8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	22
9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства.....	24
10 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите.....	25
10.1 Сведения о существующей системе заземления и молниезащиты	25
10.2 Мероприятия по заземлению.....	26
11 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства	28
12 Описание системы рабочего и аварийного освещения	30
13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии.....	32
14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	33
Приложение А. Выбор параметров основного электрооборудования.....	35
1. Проверка высоковольтного оборудования и проводников.....	36
1.1 Общие положения.....	36



1.2 Проверка силовых трансформаторов ТВ1, ТВ2.....	37
1.3 Проверка высоковольтных выключателей 6,3 кВ.....	38
1.4 Проверка трансформаторов тока.....	40
1.5 Проверка трансформаторов напряжения.....	42
1.6 Выбор и проверка кабелей.....	42
1.6.1 Выбор кабельных линий 13,8 кВ.....	42
1.6.2 Выбор кабельных линий 6 кВ.....	47
1.7 Выбор сечения экрана кабельных линий 13,8 кВ.....	51
1.8 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ.....	52
1.9 Расчет и выбор ДЭС 0,4 кВ.....	54
Приложение Б. Расчет освещенности помещений РУ СН.....	57
Приложение В. Ведомость демонтируемого оборудования и материалов.....	74



Общие сведения

Проектная документация является собственностью филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС». Передача третьей стороне или иное разглашение проектной документации требует предварительного письменного согласования заказчика (филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»). Документация не может быть использована для техперевооружения без утверждения.

Основанием для проектирования являются:

- Программа ТПиР Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»;
- Договор №1200-81-2022 от 05.05.2022г. «Разработка проекта технического перевооружения собственных нужд Рыбинской ГЭС»;
- Техническое задание на разработку документации по титулу «Техническое перевооружение собственных нужд Рыбинской ГЭС»;
- Технические требования «Разработка проекта технического перевооружения собственных нужд Рыбинской ГЭС»

Перечень титулов, работ и программ, с которыми требуется координация решений разрабатываемой проектной документации:

- «Техническое перевооружение Рыбинской ГЭС. Пневмохозяйство ВД и НД». Шифр проекта 1867.01;
- «Техническое перевооружение Рыбинской ГЭС. Система осушения проточного тракта гидротурбин и дренажная насосная здания ГЭС». Шифр проекта 1867.02;
- «Верхний уровень автоматизированной системы управления технологическими процессами КВВГЭС - Рыбинская ГЭС». Шифр проекта 10996791.28.99.39.190.174.

Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации:

- Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Постановление правительства РФ №1044 от 21 декабря 2009 года «О внесении изменения в Положение о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию»;
- Постановление правительства РФ №235 от 13 апреля 2010 года «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Национальный стандарт Российской Федерации. «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации». ГОСТ Р 21.1101-2020;
- Правила Устройства Электроустановок 7-е издание;
- Техническая политика Группы РусГидро;
- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». СТО РусГидро 01.01.78-2012
- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Системы питания собственных нужд



ГЭС. Условия создания. Нормы и требования». СТО 17330282.27.140.020 -2008;

- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Системы питания собственных нужд

ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;

- Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения». СТО РусГидро 02.02.105-2013;

- Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003г. №285. СО 153-34.20.161-2003;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003г. №229. СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95);

- Ц-02-98(Э) «О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока короткого замыкания»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №97 от 13 февраля 2019 года «Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №546 от 10 июня 2020 года «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. №80, от 13 февраля 2019 г. №100, от 13 февраля 2019 г. №101»;

- Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100;

- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;

- ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».



1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

В качестве источников питания СН приняты шины генераторного напряжения 13,8 кВ блоков генератор-трансформатор и обмотки низкого напряжения 6,3 кВ автотрансформаторов связи АТ1 и АТ2, установленных на ОРУ-220/110/6,3 кВ.



2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения

2.1 Агрегатные СН (щиты BG4N, BG6N)

Для обеспечения питания токоприемников СН переменного тока 220/380 В гидроагрегатов предусматривается устройство двухсекционного РУ-0,4 кВ, секции которого питаются: одна от понижающего трансформатора мощностью 400 кВА, 13,8/0,4 кВ, подключенного кабелем 13,8 кВ непосредственно на шины генераторного напряжения 13,8 кВ, а вторая – от секций щита ОСН-2. Секции соединены нормально отключенным секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций. Питающие первую секцию трансформаторы 13,8/0,4 кВ выбраны сухие с литой изоляцией в металлическом кожухе, степень защиты не менее IP21.

Схему электрическую принципиальную питания собственных нужд ГЭС, а также расположение оборудования на отметке 96,500 помещения РУ 13,8 кВ СН ГА и отметке 101,000 помещения РУ 0,4 кВ СН ГА см. том П1200-81-ИОС 5.1.1.2.1 Книга 2.1 Графическая часть. Здание ГЭС.

2.2 ГРУ-6,3 кВ (щиты ВВ1Р, ВВ2Р)

Для распределения питания потребителей 6 кВ проектом предусматривается организация распределительного устройства 6,3 кВ. Оно представляет собой двухсекционный щит состоящие из 18 ячеек с вакуумными выключателями 630 А, 31,5 кА, блоками автоматики и защит.

Питание на секции подается через вводные ячейки от двух трансформаторов ТВ1 и ТВ2 мощностью 4000 кВА, 13,8/6,3 кВ с устройством РПН, подключенных на шины генераторного напряжения 13,8 кВ. Проектом предусматривается применение масляных трансформаторов, которые устанавливаются на трансформаторной площадке на отметке 96,500. Применение устройства РПН обусловлено заданными возможными колебаниями напряжения в сети 220 кВ.

От ячеек отходящих кабельных линий с выключателями запитаны: две секции щита ОСН-1 (через трансформаторы TN1.1 и TN1.2), две секции щита ОСН-3 (через трансформаторы TN3.1 и TN3.2), распределительный щит 0,4 кВ в здании трансформаторной мастерской (ТМХ) (через трансформатор TN5) и трансформатор (TN6) 6,3/0,4 кВ базы ОМТС, а также щит ОСН-4 (через трансформатор TN4) устанавливаемый в новом КТП.

Обе секции щита ГРУ-6,3 кВ соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций.

Распределительный щит состоит из шкафов двухстороннего обслуживания со степенью защиты не менее IP44.

Все ячейки предусматриваются с двигательными приводами выкатных элементов и заземляющих ножей. Щит устанавливается на отм. 96,50 м в помещении РУ 13,8 кВ.



2.3 КРУН-6,3 кВ (щиты ВВЗР, ВВ4Р)

КРУН 6,3 кВ устанавливается на ОРУ 220 кВ и выполняется по схеме «6-1». Секции КРУН-6,3 кВ соединены секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций. КРУН 6,3 кВ представляет собой блок высоковольтных шкафов с коридором управления. Блок КРУ – это смонтированный на жесткой раме металлический корпус, служащий защитной оболочкой, как высоковольтного оборудования, так и КРУ в целом. Блок разделен на высоковольтную часть и коридор управления.

Расположение КРУН 6,3 кВ на ОРУ см. том П1200-81-ИОС 5.1.1.2.2 Книга 2.2 Графическая часть. Открытая часть, здание трансформаторной мастерской, база ОМТС, КТП-630.

2.4 Производственные СН ОСН-1 и ОСН-2 (щиты ВВ1.1(1.2)N, ВВ2.1(2.2)N)

Для питания токоприемников СН переменного тока 220/380 В, обеспечивающих технологический процесс выработки электроэнергии ГЭС, предусматривается устройство двух двухсекционных РУ-0,4 кВ.

Щит ОСН-1 получает питание от ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN1.1 и TN1.2 мощностью 1600 кВА 6,3/0,4 кВ с ПБВ.

Кроме потребителей ГЭС от секций щита ОСН-1 предусмотрено:

- питание щита, установленного в здании РЗ ОРУ.
- организация связей резервного питания секций ОСН-1 от секций щита ОСН-2.

Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций.

Щит ОСН-2 получает основное питание от обмоток низшего напряжения автотрансформаторов, установленных на ОРУ 220/110 кВ, через понижающие трансформаторы TN2.1 и TN2.2 мощностью 1000 кВА 6,3/0,4 кВ с устройством РПН. Применение устройства РПН обусловлено заданными возможными колебаниями напряжения в сети 220 кВ.

Кроме потребителей, обеспечивающих технологический процесс выработки энергии, от щита ОСН-2 предусмотрено:

- питание вторых секций щитов АСН;
- подключение дизель-генераторной установки резервного питания.

Подключение выполнено с учетом взаимного распределения автотрансформаторов и блоков ГЭС по шинам 220 кВ в нормальном режиме.

Для обеспечения особой категории электроснабжения ОСН-2 и ОСН-1 предусматривается ДЭС, мощностью необходимой для питания СН ГЭС при полной потере СН. ДЭС подключается к щиту ОСН-2.

Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций. Также предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима (ВНР).



Щиты ОСН-1, ОСН-2 устанавливаются на отм. 101,000 м в помещении РУ 0,4 кВ СН ГА, а их трансформаторы на отм. 96,500 м в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА.

Все автоматические выключатели предусматриваются выкатного типа с микропроцессорными расцепителями, вводные и секционный — селективные.

Щиты состоят из шкафов одностороннего обслуживания со степенью защиты не менее IP44.

2.5 Производственные СН ОСН-3 (щиты ВВЗ.1(3.2)N)

Для обеспечения питания токоприемников оборудования, обеспечивающего работу вспомогательных систем ГЭС, а также вторичных сборок хозяйственных нужд ГЭС на напряжение 220/380 В в проекте предусматривается установка двухсекционного щита, питаемого от секций ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN3.1 и TN3.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ. Трансформаторы предусмотрены сухие с литой изоляцией в металлическом кожухе, степень защиты не менее IP21.

Щит снабжен устройством АВР, срабатывающим при исчезновении напряжения со степенью защиты не менее IP44. Также предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима (ВНР).

Распределительный щит 0,4 кВ состоит из шкафов одностороннего обслуживания со степенью защиты не менее IP44.

Щит ОСН-3 устанавливается на отм. 101,000 м в помещении РУ 0,4 кВ СН ГА, а его трансформаторы на отм. 96,500 м в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА.

Все автоматические выключатели предусматриваются выкатного типа с микропроцессорными расцепителями, вводные и секционный — селективные.

2.6 Электроснабжение площадки ГЭС

Для обеспечения электроснабжения оборудования, обеспечивающего работу вспомогательных систем ГЭС, а также сборок хозяйственных нужд ГЭС на напряжении 220/380 В, в проекте предусматривается установку односекционного щита ОСН-4, питаемого от ГРУ-6,3 кВ через понижающий трансформатор 6,3/0,4 кВ мощностью 630 кВА с устройством ПБВ. Все автоматические выключатели предусматриваются выкатного типа с микропроцессорными расцепителями.

Щит ОСН-4 выполняется в виде КТП, на месте здания РП 3/6 кВ. Для питания КТП от ГРУ-6,3 кВ используется существующий кабель 6 кВ питающий РП 3,15/6 кВ. Для подключения существующей кабельной линии к ГРУ-6,3 кВ от помещения РУ-3 кВ прокладывается участок нового кабеля 6 кВ по зданию ГЭС. От щита ОСН-4 предусматривается КЛ взаиморезервирования РУ 0,4 кВ базы ОМТС в ручном режиме.

Выполняется замена существующего масляного трансформатора в РУ 0,4 кВ ТМХ мощностью 560 кВА на сухой мощностью 630 кВА, а также замена существующего масляного трансформатора мощностью 630 кВА базы ОМТС на сухой аналогичной мощности.

План с расположением трансформаторов в ТМХ и ОМТС, а также расположение оборудования в КТП см. том П1200-81-ИОС 5.1.1.2.2 Книга 2.2 Графическая часть. Открытая часть, здание трансформаторной мастерской, база ОМТС, КТП-630.



2.7 Временное электроснабжение потребителей 3 кВ

Схема временного электроснабжения РУ 3 кВ ОСН остается без изменений. РУ 3 кВ получает питание от существующих ТСН-1, ТСН-2 13,8/3 кВ по существующим кабельным линиям.

2.8 Демонтируемое оборудование

Ведомость демонтируемого оборудования и материалов см. Приложение В.

3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Данные о электроприемниках приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Данные о электроприемниках

№ п/п	Наименование электроприемника	Номинальный ток нагрузки потребителя, А	Потребляемая мощность, кВт
1 секция шин 0,4 кВ «ВВ1.1N» ОСН-1			
1	ШУ КВД-1	196	110
2	ШУ КНД-1	160	90
3	ШУ КВД-3	196	110
4	ШУ КНД-3	160	90
5	Сборка питания пожарных насосов ПН 1, 2, 4 (ввод №1)	166	93
6	Сборка питания пожарных насосов ПН 5, 6, 7 (ввод №1)	166	93
7	Насос №1 осушения в потерне	286	160
8	Секция 1 ЦСН ~0,4 кВ в здании РЗ ОРУ	535	351
9	Насос ПН-3	7	3,7
10	Шкаф автоматики компрессоров (ввод №1)	2	1,6
11	Сборка питания АСУ, телемеханики и связи (отм. 96,5)	54	30
12	Шкаф автоматов обеспеченного питания ГРУ 6,3 кВ (Ввод №1)	10	2,2
13	Площадка трансформаторов. Трансформатор ТВ1. Питание привода РПН	1,8	1
14	ГРУ 6,3 кВ Шинки ~ЕАМ (1 секция)	4,5	1
15	АБП СТСУ на отм.101,5 (ввод №1)	25	15
16	Резервное питание дренажного насоса 2 сп	56	37
17	Сборка охлаждения №1	62	53,7
18	ШАВР-1 (ввод 1)	2,5	1,32
19	МЦС-1	129	103
20	ШАВР-2 (Ввод 1)	1,7	0,88
21	ШАВР-3 (Ввод 1)	1,7	0,88
22	ЩУ-ШУ. 1 секция	16,2	9
23	Шкаф управления насосом дренажа. Секция №1	49,5	25
24	ШО (отм.68,85)	3	2
25	Агрегат зарядно-подзарядный №1	110	60
26	Щит ЩР-ПХ 2 секция	216,3	128,1
2 секция шин 0,4 кВ «ВВ1.2N» ОСН-1			
27	Сборка №3	335,5	254,28
28	Сборка охлаждения №2	71,4	69,2



Таблица 3.1 (продолжение) – Данные о электроприемниках

№ п/п	Наименование электроприемника	Номинальный ток нагрузки потребителя, А	Потребляемая мощность, кВт
29	ШАВР-1 (Ввод 2)	2,5	1,32
30	МЩС-2	132	113
31	ШАВР-2 (Ввод 2)	1,7	0,88
32	ШАВР-3 (Ввод 2)	1,7	0,88
33	ЩУ-ШУ. 2 секция	16,2	9
34	Ремонтная сборка ЩРС		
35	Агрегат зарядно-подзарядный №2	110	60
36	Сборка №4	141,6	81,9
37	Насос ПН-3 (Ввод №2)	7	3,7
38	Шкаф автоматики компрессоров (Ввод №2)	2	1,6
39	Сборка питания АСУ, телемеханики и связи (отм.92,5)	54	30
40	Шкаф автоматов обеспеченного питания ГРУ 6,3 кВ (Ввод №2)	10	2,2
41	Площадка трансформаторов. Трансформатор ТВ2. Питание привода РПН	1,8	1
42	ГРУ 6,3 кВ Шинки ~ЕАМ (2 секция)	4,5	1
43	АБП СТСУ на отм.101,5 (ввод №2)	25	15
44	Компрессор водолазный	40	21
45	ШУ КВД-2	196	110
46	ШУ КНД-2	160	90
47	ШУ КВД-4	196	110
48	ШУ КНД-4	160	90
49	Сборка питания пожарных насосов ПН 1, 2, 4	166	93
50	Сборка питания пожарных насосов ПН 5, 6, 7 (ввод №2)	166	93
51	Шкаф управления насосом осушения. Секция №3.	285,2	152
52	Секция 2 ЩСН ~0,4 кВ в здании РЗ ОРУ	535	351
1 секция шин 0,4 кВ «ВВ2.1Н» ОСН-2			
53	Насос №2 осушения в потерне	286	152
54	Сборка №1	111,5	61
55	Агрегат зарядно-подзарядный №3	110	60
56	Трансформатор «ТН2.1». Питание привода РПН	1,5	1
2 секция шин 0,4 кВ «ВВ2.2Н» ОСН-2			
57	Сборка №2	161	86
58	Агрегат зарядно-подзарядный №4	110	60
59	Дренажный насос. Секция №2	49,5	25



Таблица 3.1 (продолжение) – Данные о электроприемниках

№ п/п	Наименование электроприемника	Номинальный ток нагрузки потребителя, А	Потребляемая мощность, кВт
60	Трансформатор «TN2.2». Питание привода РПН	1,5	1
61	Насос Н2.1 осушения в потерне	286	152
62	Щит ЩР-ПХ 3 секция	535	315
1 секция шин 0,4 кВ «ВВ3.1N» ОСН-3			
63	Сборка временных подключений (сб.№7)	190	100
64	Насос НТВ-7	196	110
65	Кран №1 машзала	188	100
66	Сборка хознужд ГА 1-3	125	65
67	РУ 0,4 кВ ввод №1 (отм.96,5)	153	85
68	РУ-1 потерны	296	155
69	Насос №3 осушения в потерне	286	160
70	Распределительный щит рабочего освещения ЗЛ	540	
71	Сборка №1	534	307
72	Сборка вентиляции и отопления машзала (отм.101)	90	47
73	Обогрев ливневок	23	15
74	Сборка компрессоров КХН №2 и КХН №3	137	90
75	Сборка хознужд РУ 3 кВ	89	47
76	Вентиляция аккумуляторов	21	11,5
77	Сборка переменного тока ЩПТ	31	20
78	Сборка приточной вентиляции потерны	18	9,5
79	Q1 питание кондиционеров фидер 1	36	20
80	Сборка хознужд мехмастерской	89	47
2 секция шин 0,4 кВ «ВВ3.2N» ОСН-3			
81	Сборка №2	510	282
82	Сборка вентиляции и отопления машзала (отм.128)	90	47
83	Отопление ЦПУ	38	25
84	Компрессор КХН №1	68,5	45
85	Дренажный насос. Секция №3	49,5	25
86	Вентиляция аккумуляторной	21	11,5
87	Насос откачки щитохранилища	36	19
88	Сборной вытяжной вентиляции потерны	18	9,5
89	Q2 питание кондиционеров фидер 2	36	20
90	Передвижная маслоочистительная установка	107	56
91	Сборка РУ 3 кВ ОСН	46	24
92	Сборка 0,4 кВт моста Н.Б.	152	100
93	НТВ-8	196	110

Таблица 3.1 (продолжение) – Данные о электроприемниках

№ п/п	Наименование электроприемника	Номинальный ток нагрузки потребителя, А	Потребляемая мощность, кВт
94	Кран №2 машзала	188	100
95	Сборка хознужд ГА 4-6	125	65
96	РУ 0,4 кВ ввод №2 (отм.96.5)	153	85
97	РУ-1 потерны	296	155
98	Насос НЗ.1 осушения в потерне	285,2	152
99	Распределительный щит рабочего освещения 4Л/2Л	420	
100	Распределительный щит рабочего освещения 1Л	400	210
1 секция шин 0,4 кВ «BG4.1N» АСН-4			
101	Шкаф управления МНУ 1	182,1	110
102	Маслонасос МНУ МН-3 (ввод №1)	124,1	75
103	Шкаф с АВР ШАВР (ввод №1)	110,6	66,33
2 секция шин 0,4 кВ «BG4.2N» АСН-4			
104	Шкаф управления МНУ 2	182,1	110
105	Маслонасос МНУ МН-3 (ввод №2)	124,1	75
106	Шкаф с АВР ШАВР (ввод №2)	110,6	66,33
107	НТВ-4	182,1	110
108	Б/п щит 4	289	162
109	ВВН-4Г	28	18,5
1 секция шин 0,4 кВ «BG6.1N» АСН-6			
110	Шкаф управления МНУ 1	182,1	110
111	Маслонасос МНУ МН-3	124,1	75
112	Шкаф с АВР ШАВР	110,6	66,33
2 секция шин 0,4 кВ «BG4.1N» АСН-6			
113	Шкаф управления МНУ 2	182,1	110
114	Маслонасос МНУ МН-3	124,1	75
115	Шкаф с АВР ШАВР	110,6	66,3
116	НТВ-6	182,1	110
117	Б/п щит 6	289	162
118	ВВН-6Г	28	18,5
1 секция шин 0,4 кВ «BB4N» ОСН-4			
119	База ОМТС	200	110
120	База дирекции	150	85
121	Здание управления	370	210
122	Ящик подключения переносного оборудования	80	45
123	Сборка освещения	55	30



4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Предварительный расчет величин напряжения за обмотками низшего напряжения автотрансформатора, выполненный на основании данных о пределах колебания напряжения на шинах 220 кВ за предыдущие периоды эксплуатации показывает, что на шинах РУ-6 кВ напряжение может меняться в пределах от $0,96U_{ном}$ до $1,1U_{ном}$. Для обеспечения потребителей КРУН 6,3 кВ напряжением в пределах не более $1,05U_{ном}$ в максимальном режиме и не ниже $1,0U_{ном}$ в минимальном, проектом предусматривается установка понижающих сухих трансформаторов TN2.1 и TN2.2 мощностью 1000 кВА, 6,3/0,4 кВ с литой изоляцией и устройством РПН.

Применение устройства РПН для двух силовых трансформаторов ТВ1 и ТВ2 мощностью 4000 кВА, 13,8/6,3 кВ обусловлено возможными колебаниями при работе генераторов ГЭС в режиме синхронных компенсаторов.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники здания ГЭС относятся к I и II категории надежности по классификации ПУЭ. Электроприемники вспомогательных зданий (ТМХ, ОМТС) относятся к III категории надежности по классификации ПУЭ.

Электроснабжение потребителей здания ГЭС отнесенных к I, II категории, осуществляется от двух независимых взаимно резервирующих источников:

- агрегатные СН выполнены в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ, секции которого питаются: одна от понижающего трансформатора мощностью 400 кВА, 13,8/0,4 кВ, а вторая – от секций щита ОСН-2. Секции соединены нормально отключенным секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций;
- общестанционный щит ОСН-1 выполнен в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ секции которого питаются от ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN1.1 и TN1.2 мощностью 1600 кВА 6,3/0,4 кВ с ПБВ. Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций. Общестанционный щит ОСН-2 выполнен в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ, основное питание которого выполнено от обмоток низшего напряжения автотрансформаторов связи, установленных на ОРУ 220/110 кВ, через понижающие трансформаторы TN2.1 и TN2.2 мощностью 1000 кВА 6,3/0,4 кВ с устройством РПН. Подключение выполнено с учетом взаимного распределения автотрансформаторов и блоков ГЭС по шинам 220 кВ в нормальном режиме.

Между щитами ОСН-1 и ОСН-2 выполняется кабельная перемычка. Взаиморезервирование щитов ОСН-1 и ОСН-2 происходит в ручном режиме и выполнено через нормально отключенный автоматический выключатель. Для обеспечения особой категории электроснабжения ОСН-2 и ОСН-1 предусматривается ДЭС, мощностью необходимой для питания СН ГЭС при полной потере СН. ДЭС подключается к щиту ОСН-2. Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций. Также предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима (ВНР).

- общестанционный щит ОСН-3 выполнен в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ



секции которого питаются от секций ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN3.1 и TN3.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ. Щит снабжен устройством АВР, срабатывающим при исчезновении напряжения.

Электроснабжение базы ОМТС осуществляется от существующего щита 0,4 кВ, который запитывается от вновь устанавливаемого трансформатора TN6 мощностью 630 кВА, 6,3/0,4 кВ. От щита ОСН-4, устанавливаемого в новом КТП, предусматривается КЛ взаиморезервирования РУ 0,4 кВ базы ОМТС в ручном режиме.



5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Основным ресурсом для обеспечения технологических нужд ГЭС является система собственных нужд 0,4 кВ, состоящая из:

- агрегатных собственных нужд;
- производственных (общестанционных) собственных нужд;
- собственных нужд вспомогательных систем ГЭС.

Для распределения питания потребителей 6 кВ проектом предусматривается организация распределительного устройства 6,3 кВ (ГРУ 6,3 кВ), а также КРУН 6,3 кВ, который устанавливается на ОРУ 220 кВ.

Схемные решения описаны в разделе 2 «Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения» данного тома.

Электрическая энергия должна соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Подача электроэнергии осуществляется непрерывно. Допускаются перерывы в электроснабжении, длительностью соответствующей категории надежности электроснабжения потребителей.

Нормально и предельно допустимые уровни напряжения ± 5 и ± 10 % от номинального значения соответственно поддерживаются с помощью регулирующих устройств трансформаторов и регулирующих устройств ТСН.

Система электроснабжения потребителей собственных нужд ГЭС переменного тока 220 (380) В рассмотрена в томе П1200-81-ИОС 5.1.2.1 «Собственные нужды переменного тока».



6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Решения по релейной защите, управлению и автоматизации см. том П1200-81-ИОС 5.1.4.1 «Релейная защита и автоматика».



7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

В соответствии с Федеральным законом № 261-ФЗ от 23.11.09 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности ...» настоящая проектная документация содержит следующие мероприятия по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности:

Мероприятия в системах собственных нужд переменного:

- использование энергоэффективного оборудования. Замена физически и морально устаревших трансформаторов СН на современные с литой изоляцией, что приводит к значительной экономии мощности за счет уменьшения потерь в трансформаторе. Замена силовых кабелей, бывших в эксплуатации 20-30 лет, на новые с изоляцией из ПВХ пластика приведет к снижению потерь мощности за счет исключения токов утечки;
- оптимизация работы распределительных сетей: исключение перегрузок и перетоков реактивной мощности, номинальная нагрузка оборудования и кабелей, симметрирование нагрузок по фазам;
- оптимальное построение распределительной сети: максимальное снижение протяженности кабельных трасс с учетом компоновочных решений по ГЭС;

Мероприятия в системе освещения:

- использование энергосберегающих источников света (светодиодные лампы в системах рабочего и аварийного освещения зданий);
- использование светильников с высокими светотехническими характеристиками (пониженный показатель рассеивания, повышенная полезная световая отдача и др.) и ПРА с пониженными потерями;
- повышение эффективности распределения освещенности путем оптимального размещения осветительных приборов с учетом особенностей планировки помещений и освещаемых объектов. Нормирование освещенности в соответствии с СП 52.13330.2016;
- соответствующее обслуживание с целью поддержания полного срока службы, а также номинальных светотехнических и экономических характеристик осветительных приборов, применяемых на объекте капитального строительства

Для обеспечения энергоэффективности в части потребления электроэнергии в проекте выполняется разработка и выбор системы измерения и учета потребления электроэнергии с возможностью интеграции её в действующую АИИС КТУЭ (подробнее см. том П1200-81-ИОС 5.1.6 «АСУ ТП» и том П1200-81-ИОС 5.1.7 «АИИС ТУЭ»).



8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

В настоящее время на Рыбинской ГЭС установлены 6 генераторов напряжением 13,8 кВ общей мощностью 386,4 МВт. Генераторы в блоках с двухобмоточными трехфазными трансформаторами типа ТД-80000/220-У1 выдают мощность на шины ОРУ 220 кВ. Здание гидроэлектростанции с закрытым машинным залом и отделением затворов верхнего бьефа. Длина здания 216 м. К зданию примыкает трансформаторная площадка, на которой расположены блочные двухобмоточные трехфазные трансформаторы напряжением 13,8/220 кВ (отм. 96,500 м).

Электрическая мощность от трансформаторов, присоединенных без коммутационных аппаратов, по шести воздушным переходам 220 кВ через р. Шексну передается на ОРУ 220 кВ. Схема ОРУ 220 кВ – «две системы шин» с одним выключателем на присоединение без обходной системы шин. ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ соединяются автотрансформаторами связи 220/110 кВ, мощностью 63 МВА каждый.

По данному проекту устанавливаются следующие трансформаторы:

- на трансформаторной площадке два трансформатора ТВ1 и ТВ2 мощностью 4000 кВА, 13,8/6,3 кВ с устройством РПН, подключенных на шины генераторного напряжения 13,8 кВ. Трансформаторы ТВ1 и ТВ2 предназначены для питания секций ГРУ 6,3 кВ;

- два сухих трансформатора ТГ4 и ТГ6 мощностью 400 кВА, 13,8/0,4 с устройством ПБВ, подключенных на шины генераторного напряжения 13,8 кВ. с литой изоляцией в металлическом кожухе, питающие первые секции агрегатных СН (щиты ВГ4Н, ВГ6Н). Трансформаторы устанавливаются на отметке 96,500 в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА;

- два сухих трансформатора ТН1.1 и ТН1.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ, подключенные к секциям ГРУ 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе, питающие секции ОСН-1 (щит ВВ1Н). Трансформаторы устанавливаются на отметке 96,500 в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА;

- два сухих трансформатора ТН2.1 и ТН2.2 мощностью 1000 кВА. 6,3/0,4 кВ с устройством РПН, подключенные к секциям КРУН 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе, питающие секции ОСН-2 (щит ВВ2Н). Трансформаторы устанавливаются на отметке 96,500 в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА;

- два сухих трансформатора ТН3.1 и ТН3.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ, подключенные к секциям ГРУ 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе, питающие секции ОСН-3 (щит ВВ3Н). Трансформаторы устанавливаются на отметке 96,500 в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА;

- в новом КТП (на месте здания РП 3/6 кВ) один сухой трансформатор ТН4 мощностью 630 кВА, 6,3/0,4 кВА с устройством ПБВ, подключенные к секции ГРУ 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе, питающий секции ОСН-4 (щит ВВ4Н);

- в ТМХ трансформатор ТН5 мощностью 630 кВА, 6,3/0,4 кВА с устройством ПБВ, подключенные к секции ГРУ 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе;



- на базе ОМТС трансформатор ТН6 мощностью 630 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ, подключенные к секции ГРУ 6,3 кВ, с литой изоляцией в металлическом кожухе;



9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

В соответствии с техническим заданием в отношении системы водоотведения разрабатывается раздел в объеме достаточном для обеспечения работы системы маслоудаления трансформаторов ТСН-1 (ТВ1) и ТСН-2 (ТВ2). Решения по водоотведению и маслоудалению см. том П1200-81-ИОС 5.3 «Система водоотведения. Система маслоудаления трансформаторов ТСН-1 и ТСН-2».



10 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

10.1 Сведения о существующей системы заземления и молниезащиты

Существующее устройство здания РП 3/6 кВ (трансформаторного пункта) состоит из:

- наружного заземлителя;
- внутреннего контура заземления.

Заземлитель представляет собой 16 вертикальных электродов $\varnothing$ 12 мм и длиной 5 м, соединенных на глубине 0,7 м от поверхности земли горизонтальным электродом их полосовой стали 4х40 мм, проложенному по контуру здания.

Внутренний контур состоит из соединенных между собой закладных уголков и присоединяется в двух точках к наружному контуру заземления.

Заземляющее устройство ТМХ состоит из наружного заземлителя и внутренней системы уравнивания потенциалов.

Наружный заземлитель выполнен из стальной оцинкованной полосы сечением 40х4 мм, проложенный по контуру здания ТМХ на расстоянии 1 м от фундамента и на глубине 0.5 м от поверхности земли, и вертикально забитых в грунт и приваренных к полосе через каждые 8-10 м стальных оцинкованных труб $\varnothing$ 2" и длиной 2,5 м. К наружному контуру заземления ТМХ присоединены 4 дивертора (молниеприемника), выполненные из стальной трубы $\varnothing$ 32 мм, расположенные в углах здания.

Внутренняя система уравнивания электрических потенциалов выполнена стальной полосой сечением 25х4 мм и соединена с металлическими технологическими трубопроводами на вводе последних в здание.

Наружный контур заземления здания ТМХ соединен с контуром заземления ОРУ-220/110 кВ стальной полосой сечением 40х4 мм с приваренными вертикальными электродами из стальной трубы $\varnothing$ 2" и длиной 2,5 м, проложенной на глубине 0,5 м от поверхности земли.

Система заземления ОРУ-220/110 кВ представляет собой сетку из взаимно перпендикулярных отрезков стальной оцинкованной полосы сечением 40х4 мм, уложенных на глубине 0,5 м от поверхности земли параллельно внешнему контуру ОРУ. Вдоль ограды подстанции на глубине 0,5 м проложен заземлитель, состоящий из стальной оцинкованной полосы сечением 40х4 мм и приваренных к ней вертикальных электродов из стальной оцинкованной трубы $\varnothing$ 2" и длиной 2,5 м с шагом 10 м, замыкающий заземляющую сетку по периметру ОРУ. Все стыки и примыкания отрезков полосы соединены сваркой.

Молниезащита площадки ОРУ осуществляется с помощью диверторов из стальной трубы $\varnothing$ 32 мм и высотой 1,5-2 м, установленных на порталах, и тросов, соединенных через конструкции порталов с общей системой заземления.

Система заземления ОРУ-220/110 кВ соединена с контуром заземления здания ГЭС параллельно полосами (4 шт.) из стали сечением 50х5 мм.

Внешний заземляющий контур здания гидростанции представляет собой сетку из круглого железа $\varnothing$ 25 мм, уложенную в земле вдоль всего подводного массива ГЭС на



отметках от 64,500 до 68,000. Приваренные к внешнему контуру стержни Ø25 мм (2 шт. на агрегат), в средних раздельных бычках отсасывающих труб по шитовым пазам каждого агрегата поднимаются до отм.82,0 м. Подойдя к массивам спиральных камер на отм.82,500 м, стержни попарно объединяются шиной 40x8 мм. Далее шина подходит к кабельной шахте соответствующего агрегата и поднимается вверх до отм.130,000 м. Стояки в кабельных шахтах по оси «Б» у колонн 9, 12, 16, 19, 23, и 26 являются основными стояками заземления, связывающими магистрали заземления здания ГЭС с внешним контуром. Магистрали заземления здания гидростанции выполнены сталью полосовой сечением 40x4 мм. На трансформаторной площадке в систему заземления включены железнодорожные пути, проходящие вдоль здания ГЭС со стороны нижнего бьефа и рельсы, на которых установлены блочные трансформаторы.

Молниезащита трансформаторной площадки обеспечивается защитными тросами переходом 220 кВ, протянутыми от стены ГЭС со стороны нижнего бьефа к ОРУ-220 кВ. Стальная полоса сечением 40x4 мм соединяет защитные тросы с системой заземления ГЭС

10.2 Мероприятия по заземлению

В соответствии с п.1.7.51 ПУЭ (издание 7) для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции в помещениях, в которых устанавливается новое оборудование проектом предусмотрено:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

В соответствии с п.1.7.98 ПУЭ (издание 7) для распределительного устройства 6-13,8/0,4 кВ предусмотрено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтрали трансформаторов на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпуса трансформаторов;
- 3) металлические оболочки и броня кабеля напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Соппротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали трансформатора, должно быть не более 30 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока.

При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью и выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока (п.п.1.7.97, 1.7.101).

На стороне 0,4 кВ трансформаторов СН в сети с глухозаземленной нейтралью принята система TN-C-S. Все открытые проводящие части присоединяются к глухозаземленной нейтрали трансформаторов посредством PEN проводника во всех устанавливаемых по



проекту распределительных щитах 0,4 кВ. Разделение нулевого рабочего N и нулевого защитного проводников PE происходит во вторичных сборках и главном щите освещения.

В соответствии с п.1.7.79 ПУЭ в системе TN время автоматического отключения питания в сети 380 В не превышает 0,2 сек.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов (п.1.7.78 ПУЭ).

В соответствии с п.1.7.82 ПУЭ (издание 7) основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ соединяет между собой следующие проводящие части:

- 1) нулевой защитный РЕ- или PEN-проводник питающей линии в системе TN;
- 2) металлические части каркаса здания;
- 3) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

Все указанные части должны быть присоединены к стоякам заземления, проложенным в кабельных шахтах по оси «Б» у колонн 9, 12, 16, 19, 23 и 26 посредством проводников системы уравнивания потенциалов.

К системе уравнивания потенциалов подключается также:

- 1) заземляющие проводники электроустановок 6-13,8 кВ;
- 2) рельсы железной дороги, проложенной вдоль Здания ЗРУ СН со стороны нижнего бьефа;
- 3) металлические части каркаса защитного строения для трансформаторов СН на трансформаторной площадке;
- 4) металлические балки, на которые устанавливаются трансформаторы СН на трансформаторной площадке.

В соответствии с п.1.7.83 ПУЭ (издание 7) система дополнительного уравнивания потенциалов соединяет между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе TN.

Для основной системы уравнивания потенциалов использованы специально предусмотренные проводники – стальная полоса 40х4 мм, прокладываемая по периметру помещений по стенам на уровне 0,5 м от отметки чистого пола.

Для дополнительной системы уравнивания потенциалов использованы специально предусмотренные проводники – стальная полоса 40х4 мм, прокладываемая по периметру помещений по стенам на уровне 0,5 м от отметки чистого пола.

Для дополнительной системы уравнивания потенциалов также прокладываются специальные проводники – стальная полоса сечением 25х5.



11 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Электрические связи на напряжение 13,8 кВ выполняются одножильными кабелями 13,8 кВ, а также медными шинами.

Электрические связи на напряжение 13,8 кВ выполняются одножильными кабелями типа ПвВнг(А)-LS с изоляцией из сшитого полиэтилена с медными жилами на следующих участках:

- питание двух трансформаторов TG4 и TG6 мощностью 400 кВА, 13,8/0,4 кВ агрегатных собственных нужд осуществляется кабелями 13,8 кВ, подключенных непосредственно на шины генераторного напряжения 13,8 кВ;

- участок от генераторных шин генератора ГА5 до разъединителя QS1-TB2 (трансформатора TB2)

Электрические связи на напряжение 13,8 кВ выполняются медными шинами ШМТ-60х10 на следующих участках:

- питание трансформатора ТВ1 мощностью 4000 кВА, 13,8/6,3 кВ с устройством РПН, подключенного на шины генераторного напряжения 13,8 кВ через разъединители 13,8 кВ.

- питание трансформаторов ТВ2 мощностью 4000 кВА, 13,8/6,3 кВ с устройством РПН – на участке от разъединителя QS1-TB2 до трансформатора ТВ2.

Электрические связи на напряжение 6,3 кВ выполняются трехжильными кабелями ВВГнг(А)-LS с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожарной опасности с медными жилами:

- питание ГРУ 6,3 кВ от трансформаторов ТВ1, ТВ2;
- питание трансформаторов TN1,1, TN1,2, TN3,1, TN3,2, TN5, TN6 от ГРУ 6,3 кВ;
- питание трансформатора TN4. Для питания КТП (трансформатора TN4) от ГРУ-6,3 кВ используется существующий кабель 6 кВ питающий РП 3,15/6 кВ. Для подключения существующей кабельной линии к ГРУ-6,3 кВ от помещения РУ-3 кВ прокладывается участок нового кабеля 6 кВ по зданию ГЭС;
- питание КРУН 6,3 кВ от автотрансформаторов АТ1 и АТ2;
- питание трансформаторов TN2,1, TN2,2 от КРУН 6,3 кВ;

Прокладка кабельных линий 6 кВ предусматривается:

- по территории ОРУ – по вновь проектируемым кабельным ж.б. лоткам (от выводов 6,3 кВ автотрансформаторов связи АТ1 и АТ2 до КРУН 6,3 кВ, от КРУН 6,3 кВ до сетчатого ограждения ОРУ, а также участок трассы идущей от здания ГЭС к трансформатору «TN5» ТМХ);
- от ОРУ до Здания ГЭС – по вновь проектируемым кабельным ж.б. лоткам до кабельного туннеля, далее - в кабельном туннеле по существующим кабельным конструкциям;
- от Здания ГЭС до базы ОМТС – в траншее на глубине 0,7 м вдоль существующих трасс 6 кВ.

Кабели связи 0,4 кВ между агрегатными и общестанционными распределительными щитами СН предусматривается выполнять кабелем типа ВВГнг-LS, с оболочкой из ПВХ



композиции нераспространяющей горение с пониженным дымо- и газовыделением. Кабели прокладываются по существующим и устанавливаемым кабельным конструкциям, и по кабельным каналам в полах здания.

Прокладка кабельных линий на напряжение 0,4 кВ, связывающих новое КТП 6/0,4 кВ и базу ОМТС, предусматривается в траншее на глубине 0,7 м вдоль существующих кабельных трасс.

12 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Проект электроосвещения помещений РУ 13,8 кВ СН ГА (отм. 96,500) и РУ 0,4 кВ СН ГА (отм. 101,000) здания ГЭС предусматривается современное светодиодное освещение, обеспечивающее нормированные значения освещенности.

Проект разработан в соответствии с нормативными документами Российской Федерации:

- ПУЭ, издание 6, 7 «Правила устройства электроустановок»;
- СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Настоящим проектом предусмотрена полная замена существующей системы электроосвещения реконструируемых помещений с учетом изменения строительной части и расположения вновь устанавливаемого оборудования. В помещениях РУ СН предусматривается рабочее и аварийное (резервное, эвакуационное) и ремонтное освещение.

Освещение помещений здания предусматривается светильниками, соответствующими назначению помещений. Нормы освещенности помещений приняты в соответствии с СП 52.13330.2016 и приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Нормы освещенности помещений

Наименование помещения	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Нормированная освещенность, Лк
Помещение РУ 13,8 кВ СН ГА отм.96,500	V	6	200
Помещение РУ 0,4 кВ СН ГА отм.101,000	V	6	200

Аварийное освещение (безопасности) принимается на уровне не менее 5% от нормируемой величины рабочего освещения.

В состав рабочего освещения входят переносное (ремонтное) и местное освещение. С этой целью в помещениях РУ 13,8 кВ СН ГА, РУ 0,4 кВ СН ГА выполняется стационарная сеть напряжением 12 В, питание которой осуществляется от понижающих трансформаторов 220/12 В.

Системой эвакуационного освещения предусматривается освещение путей эвакуации. Знаки управления эвакуацией людей предусмотрены в разделе противопожарных мероприятий.

Для подключения светильников системы рабочего освещения в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА на отм. 96,500 устанавливаются два щитка рабочего освещения ЩО1 и ЩО2. Щитки ЩО1 и ЩО2 подключаются к существующим щитам рабочего освещения 3Л и 4Л/2Л соответственно, запитанным от разных секций проектируемого общестанционного щита собственных нужд ОСН-3. Проектом предусмотрена «коридорная схема управления», обеспечивающая управление освещением сразу от нескольких входов в помещение.

Для подключения светильников системы аварийного освещения в помещении РУ 13,8 кВ СН ГА на отм. 96,500 устанавливаются два щитка аварийного освещения ЩАО1 и ЩАО2.



Нормально сеть аварийного освещения питается от существующего щита аварийного освещения ~ 0,4 кВ 1А/2А, и используется как рабочее освещение. Это позволяет полнее использовать мощности осветительных установок и осуществлять постоянный контроль за исправностью сети аварийного освещения. При исчезновении переменного тока, сеть переключается на питание постоянным током от щита постоянного тока.

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения специально нанесенной буквой А красного цвета.

Управление освещением предусматривается выключателями и переключателями, установленными по месту.

Сеть внутреннего освещения прокладывается открыто в гофрированных трубах, по металлическим лоткам и в пластиковых кабельных каналах. Возможна прокладка сети освещения совместно с силовой сетью.

Сеть аварийного освещения выполняется огнестойкими кабелями с медными жилами, не распространяющими горение с низким дымо- и газовыделением (ВВГнг(А)-FRLS). Не допускается совместная прокладка сетей аварийного освещения с другими кабелями в одном коробе, трубе, замкнутом канале строительной конструкции или на одном лотке.

Сеть внутреннего освещения выполняются кабелями с медными жилами типа ВВГнг(А)-LS. Распределительная сеть освещения выполняется пятипроводной (3 фазы, нулевой рабочий и нулевой защитный проводник), групповые сети – трехпроводными.

Питание штепсельной сети 220 В и понизительных трансформаторов 220/12 В выполняется от распределительных шкафов освещения.

К другим предусмотренным в проекте мероприятиям для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции следует отнести защитное заземление, систему уравнивания потенциалов, класс защиты светильников в соответствии с категорией помещений по взрыво- и пожароопасности, напряжение переносных ремонтных светильников.

План рабочего и аварийного освещения помещений РУ 13,8 кВ СН ГА (отм. 96,500) и РУ 0,4 кВ СН ГА (отм. 101,000), а также щиты рабочего (ЩО1 (DS1), ЩО2 (DS2)) и аварийного (ЩАО1 (DX1), ЩАО2 (DX2)) освещения см. том П1200-81-ИОС 5.1.1.2.1 Книга 2.1 Графическая часть. Здание ГЭС.



13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

Для обеспечения особой категории электроснабжения ОСН-2 и ОСН-1 предусматривается ДЭС, мощностью 400 кВт для питания СН ГЭС при полной потере СН. ДЭС подключается к щиту ОСН-2. Расчет и выбор ДЭС 0,4 кВ см. Приложение А.



14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

В рамках данного проекта выполнены следующие мероприятия по резервированию электроэнергии:

- установка двух трансформаторов 13,8/6,3 кВ ТВ1 и ТВ2, подключенных на шины генераторного напряжения 13,8 кВ генераторов ГА4 и ГА5 соответственно. От трансформаторов ТВ1, ТВ2 запитываются первая и вторая секция шин ГРУ 6,3 кВ. Секции ГРУ-6,3 кВ соединены секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций;
- установка КРУН 6,3 кВ, подключенного на обмотки 6,3 кВ автотрансформаторов АТ1, АТ2. КРУН 6,3 кВ выполняется по схеме «6-1». Секции КРУН-6,3 кВ соединены секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций КРУН 6,3 кВ;
- установка агрегатных СН (АСН-4, АСН-6), выполненных в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ, секции которого питаются: одна от понижающего трансформатора мощностью 400 кВА, 13,8/0,4 кВ, а вторая – от секций щита ОСН-2. Секции соединены нормально отключенным секционным выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций;
- установка общестанционного щита ОСН-1, выполненного в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ секции которого питаются от ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN1.1 и TN1.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с ПБВ. Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций.
- установка общестанционного щита ОСН-2, выполненного в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ, основное питание которого выполнено от обмоток низшего напряжения автотрансформаторов связи, установленных на ОРУ 220/110 кВ, через КРУН 6,3 кВ и через понижающие трансформаторы TN2.1 и TN2.2 мощностью 1000 кВА 6,3/0,4 кВ с устройством РПН. Подключение выполнено с учетом взаимного распределения автотрансформаторов и блоков ГЭС по шинам 220 кВ в нормальном режиме.
- между щитами ОСН-1 и ОСН-2 выполняется кабельная перемычка. Взаиморезервирование щитов ОСН-1 и ОСН-2 происходит в ручном режиме и выполнено через нормально отключенный автоматический выключатель. Для обеспечения особой категории электроснабжения ОСН-2 и ОСН-1 предусматривается ДЭС, мощностью необходимой для питания СН ГЭС при полной потере СН. ДЭС подключается к щиту ОСН-2. Секции щита соединены секционным автоматическим выключателем с устройством АВР, который срабатывает при исчезновении напряжения на одной из секций. Также предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима (ВНР).
- установка общестанционного щита ОСН-3, выполненного в виде двухсекционного РУ-0,4 кВ, секции которого питаются от секций ГРУ-6,3 кВ через понижающие трансформаторы TN3.1 и TN3.2 мощностью 1600 кВА, 6,3/0,4 кВ с устройством ПБВ. Щит снабжен устройством АВР, срабатывающим



при исчезновении напряжения. Также предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима (ВНР).



ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбор параметров основного оборудования

1. Проверка высоковольтного оборудования и проводников

1.1 Общие положения

В соответствии с [1] технические характеристики оборудования должны удовлетворять условиям выбора:

1.1.1 По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

1.1.2 По номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

где $I_{\text{ном.расч.}}$ – номинальный расчетный ток, кА;

1.1.3 По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{по.}}$$

1.1.4 По току динамической стойкости:

$$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

Значение ударного тока КЗ $i_{\text{уд.}}$, кА, определяется по формуле:

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot k_y,$$

где $i_{\text{уд.}}$ – ударный ток, кА;

k_y – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяем по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

Где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к.доп}} \geq B_{\text{к.расч}}$$

где $B_{\text{к.расч}}$ – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а.с}})$$

Время отключения КЗ, с, определяем по формуле:

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{пво}}$$

где $t_{\text{рз.макс}}$ – максимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{пво}}$ – полное время отключения выключателя, с

Допустимый тепловой импульс выключателя, $\text{кА}^2\text{с}$, определяем по формуле:

$$B_{\text{к,доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{пво}}$ – время термической стойкости, с.

Токи КЗ в максимальном режиме работы сети на шинах 13,8 кВ генераторов 4Г и 5Г, на шинах ГРУ-6,3 кВ и на шинах КРУН-6,3 кВ приведены в таблице А.1 в соответствии с П1200-81-ИОС 5.1.5 «Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 5. Расчет уставок». В качестве максимального выбран режим питания от внешней сети и от шести генераторов Рыбинской ГЭС (РГЭС).

Таблица А.1–Значения токов короткого замыкания в максимальном режиме на РГЭС

Место КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с
Шины 13,8 кВ 4Г	40,406	0,08
Шины 13,8 кВ 5Г	40,406	0,08
1 с.ш. ГРУ-6,3 кВ	4,593	0,63
2 с.ш. ГРУ-6,3 кВ	4,583	0,63
1 с.ш. КРУН-6,3 кВ	20,428	0,04
2 с.ш. КРУН-6,3 кВ	20,143	0,04

1.2 Проверка силовых трансформаторов ТВ1, ТВ2

Для питания секций ГРУ 6,3 кВ приняты два двухобмоточных масляных трансформатора 13,8/6,3 кВ мощностью 4000 кВА каждый.

Выбор мощности произведен исходя из суммарной расчетной мощности потребителей ГРУ 6,3 кВ в аварийном/ремонтном режиме, когда один из оставшихся в работе трансформаторов берет на себя нагрузку. А также с учетом коэффициента максимума ($k_{\text{max}}=1,07$) и активных и реактивных потерь в трансформаторах 6,3/0,4 кВ ($k_{\text{потерь}}=1,08$).

Расчетную мощность потребителей ГРУ 6,3 кВ, а также выбор трансформаторов TG4, TG6, питающих щиты агрегатных СН BG4N, BG6N и трансформаторов TN1.1, TN1.2, TN2.1, TN2.2, TN3.1, TN3.2, TN4, питающих щиты общестанционных СН BB1N, BB2N, BB3N, BB4N см. П1200-81-ИОС 5.1.2.1 «Собственные нужды переменного тока».

Таблица А.2 – Выбор силовых трансформаторов ТВ1, ТВ2.

Наименование электроприемника	Расчетная мощность, кВА		
	Нормальный режим 1 сш.	Нормальный режим 2 сш.	Аварийный/ремонтный режим
Щит ОСН-1	845,89	660,12	1240,45
Щит ОСН-3	719,78	783,9	1356,17
Щит ОСН-4	404		404
База ОМТС		300	300
Трансформаторная мастерская ТМ	290		290
Суммарная мощность, кВА	2259,67	1744,02	3590,62
$k_{\max}=1,07$			
$k_{\text{потерь}}=1,08$			
Суммарная расчетная мощность, кВА	2611,27	2015,39	4149,32
Коэффициент загрузки трансформатора 4000 кВа	0,65	0,5	1,037

Т.о. согласно «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов допускается продолжительная нагрузка, превышающая номинальную на 5 %.

1.3 Проверка высоковольтных выключателей 6,3 кВ

Пример расчета приведен для вакуумного выключателя ISM15_LD_8, номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током $I_{\text{ном.выкл}}=1000$ А, с током отключения $I_{\text{ном.откл}}=20$ кА, собственным временем отключения $t_{\text{с.отк}}=0,01$ с.

1.3.1 По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

1.3.2 По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 366,57 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

1.3.3 По отключающей способности:

Согласно ПУЭ, выбор аппаратов по коммутационной способности следует выполнять по большему из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ на землю. Значения токов короткого замыкания на шинах см. таблицу А.1.

$$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}; I_{\text{по}} = 4,593 \text{ кА}$$

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{по.}}$$

1.3.4 По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,593 \cdot 1,98 = 12,89 \text{ кА},$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,63}} = 1,98$$

$$I_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА} \geq i_{\text{уд.}} = 12,89 \text{ кА}$$

1.3.5 По току термической стойкости:

$$B_{\text{к.доп}} \geq B_{\text{к.расч}}$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{с.отк}} = 1,5 + 0,01 = 1,51 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,593^2 \cdot (1,51 + 0,63) = 45,14 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$B_{\text{к.доп}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{к.расч}} = 45,14 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты проверки силовых выключателей сведены в таблицу А.4

Таблица А.4 – Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	I _{п0} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² с	U _{н.с} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	B _{к.расч} кА ² с
Ввод от ТВ1	6,3	366,57	4,593	12,89	45,14	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN1.1	6,3	146,63	4,593	12,89	45,14	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN3.1	6,3	146,63	4,593	12,89	45,14	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN4	6,3	57,74	4,593	12,89	45,14	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN5	6,3	57,74	4,593	12,89	45,14	10	1000	20	51	1200
Ввод от ТВ2	6,3	366,57	4,583	12,86	44,95	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN1.2	6,3	146,63	4,583	12,86	44,95	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN3.2	6,3	146,63	4,583	12,86	44,95	10	1000	20	51	1200
КЛ к т-ру TN6	6,3	57,74	4,583	12,86	44,95	10	1000	20	51	1200
Ввод от АТ1	6,3	91,64	20,428	51,39	646,82	10	1250	31,5	80	2977
КЛ к т-ру TN2.1	6,3	91,64	20,428	51,39	646,82	10	1250	31,5	80	2977
Ввод от АТ2	6,3	91,64	20,143	50,67	628,90	10	1250	31,5	80	2977

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с} , кВ	I _{нр} , А	I _{п0} , кА	i _{уд} , кА	B _к , кА ² с	U _{н.с} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	B _{к.расч} , кА ² с
КЛ к т-ру TN2.2	6,3	91,64	20,143	50,67	628,90	10	1250	31,5	80	2977

1.4 Проверка трансформаторов тока

Пример расчета приведен для трансформатора тока 20 кВ ТШЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2.

1.4.1 По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 13,8 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

1.4.2 По номинальному току:

$$I_{ном.расч} = \frac{4000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 167,35 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

1.4.3 По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 40,406 \cdot 1,88 = 107,57 \text{ кА},$$

$$I_{дин} = 160 \text{ кА}; I_{дин.} \geq i_{уд.}$$

1.4.4 По току термической стойкости:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.расч}$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{с.отк} = 0,7 + 0,035 = 0,735 \text{ с}$$

$$B_{к.расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 40,406^2 \cdot (0,735 + 0,08) = 1330,61 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_{к.доп} = 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2\text{с} > B_{к.расч} = 1330,61 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты проверки трансформаторов тока сведены в таблицу А.5



Таблица А.5 – Проверка трансформаторов тока

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	I _{п0} , кА	i _{уд.} , кА	В _{к.} , кА ² с	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I _{откл.} , кА	i _{дин.} , кА	В _{к.расч.} кА ² с
3ТА-ТВ1, 3ТА-ТВ2	13,8	167,35	40,406	107,57	1330,61	20	1000	63	160	3969
2ТА-ТВ1, 2ТА-ТВ2	13,8	167,35	40,406	107,57	1330,61	20	1500	63	160	3969
1ТА-ТВ1, 1ТА-ТВ2	13,8	167,35	40,406	107,57	1330,61	20	200	63	160	3969
2ТА-ТГ4, 2ТА-ТГ6	13,8	16,73	40,406	107,57	1330,61	20	400	63	160	3969
1ТА-ТГ4, 1ТА-ТГ6	13,8	16,73	40,406	107,57	1330,61	20	30	63	160	3969
1ТА Ввод от ТВ1	6,3	366,57	4,593	12,89	45,14	10	600	40	102	1600
2ТА Ввод от ТВ1	6,3	366,57	4,593	12,89	45,14	10	600	40	102	1600
ТА TN1.1	6,3	146,63	4,593	12,89	45,14	10	200	40	102	1600
ТА TN3.1	6,3	146,63	4,593	12,89	45,14	10	200	40	102	1600
ТА TN4	6,3	57,74	4,593	12,89	45,14	10	100	20	51	400
ТА TN5	6,3	57,74	4,593	12,89	45,14	10	100	20	51	400
1ТА Ввод от ТВ2	6,3	366,57	4,583	12,86	44,95	10	600	40	102	1600
2ТА Ввод от ТВ2	6,3	366,57	4,583	12,86	44,95	10	600	40	102	1600
ТА TN1.2	6,3	146,63	4,583	12,86	44,95	10	200	40	102	1600
ТА TN3.2	6,3	146,63	4,583	12,86	44,95	10	200	40	102	1600
ТА TN6	6,3	57,74	4,583	12,86	44,95	10	100	20	51	400
ТА1 Ввод от АТ1	6,3	91,64	20,428	51,39	646,82	10	3000	40	102	1600
ТА1 Ввод от АТ2	6,3	91,64	20,428	51,39	646,82	10	300	40	102	1600
ТА TN2.1	6,3	91,64	20,428	51,39	646,82	10	150	31,5	80	992,25
ТА1 Ввод от АТ2	6,3	91,64	20,143	50,67	628,90	10	3000	40	102	1600
ТА1 Ввод от АТ3	6,3	91,64	20,143	50,67	628,90	10	300	40	102	1600
ТА TN2.2	6,3	91,64	20,143	50,67	628,90	10	150	31,5	80	992,25

1.5 Проверка трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструктивному исполнению;
- по классу точности;
- по нагрузке вторичных цепей

Результаты проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице А.6

Таблица А.6 – Проверка трансформаторов напряжения

Расчетные данные		Каталожные данные			
Усети, В	Snгр, ВА	Обмотка	Un, В	Sn, ВА	Класс точности
ТН ГРУ 6,3 кВ					
6,3			6300/√3		
	46,8	№1	100/√3	50	0,2
	7,9	№2	100/√3	10	0,2
	1,8	№3	100/3	10	3Р
ТН КРУН 6,3 кВ					
6,3			6300/√3		
	19,5	№1	100/√3	25	0,2
	4,9	№2	100/√3	10	0,2
	0,8	№3	100/3	10	3Р

1.6 Выбор и проверка кабелей

1.6.1 Выбор кабельных линий 13,8 кВ

Выбор кабельных линий производим по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима, току термической стойкости и по условию невозгорания по РД153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов К.З. и выбору электрооборудования».

Выбор сечения кабеля по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима по условию:

$$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{р.длит.доп.}}$$

где $I_{\text{раб.}}$ – расчетный рабочий ток ремонтного/послеаварийного режима, А;

$I_{\text{р.длит.доп.}}$ – расчетный длительно допустимый ток КЛ, А.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{тр}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 23,43 \text{ А} \text{ – для TG4, TG6}$$

где $S_{\text{тр.}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{\text{ген.}}$ – номинальная мощность генератора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\text{р.длит.доп.}} = I_{\text{к.длит.доп.}} \cdot k_1 \cdot k_2$$

где $I_{к,длит.доп.}$ – каталожное значение длительно допустимого тока для КЛ соответствующего сечения и материала проводящей жилы и способа прокладки, А;

k_1 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

k_2 – коэффициент, учитывающий расположение групп кабелей и расстояние между ними;

Коэффициенты для кабелей, принимаем в соответствии с каталожными данными завода изготовителя кабельной продукции.

Расчет занесем в таблицу А.7.

Таблица А.7 - Расчетный длительно допустимый ток КЛ

Сечение КЛ	$I_{к,длит.доп.}, А$	k_1	k_2	$I_{р,длит.доп.}, А$
ПвВнг(А)-LS-15	при прокладке на воздухе в плоскости, экраны заземлены с одной стороны			
50	290	1	1	290
70	360	1	1	360
95	448	1	1	448
120	513	1	1	513
150	573	1	1	573
185	652	1	1	652
240	760	1	1	760

Предварительно выбранные сечения КЛ по условию длительно допустимой пропускной способности:

Таблица А.8 - Выбор сечения кабеля по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима

КЛ 13,8 кВ			Марка и сечение КЛ
TG4-01a,b,c	секция 13,8 кВ ГА4	ТТ 2ТА-TG4	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х50)
TG4-02a,b,c	ТТ 2ТА-TG4	ТСН TG4	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х50)
TG6-01a,b,c	секция 13,8 кВ ГА6	ТТ 2ТА-TG6	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х50)
TG6-02a,b,c	ТТ 2ТА-TG6	ТСН TG6	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х50)

Выбор кабеля по термической стойкости при воздействии тока короткого замыкания по условиям РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов К.З. и выбору электрооборудования».

Выбор жил по термической стойкости проводится с учетом времени срабатывания основной защиты КЛ и времени отключения соответствующего выключателя, а по условию невозгорания с учетом времени срабатывания резервной защиты (согласно п. 8.1.1 РД 153-34.0-20.527-98)

- $I_{к.з.} = 40,406$ кА - ток к.з. на шинах 13,8 кВ;

- $t_{\text{осн.р.з.}} = 0,03$ сек - время срабатывания основной релейной защиты;
- $t_{\text{рез.р.з.}} = 0,7$ сек - время срабатывания резервной релейной защиты;
- $t_{\text{выкл.}} = 0,035$ сек - время срабатывания выключателя;
- $T_{\text{а.эк}} = 0,08$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока

КЗ

Минимальное сечение кабеля, отвечающее требованию термической стойкости при КЗ определяется по формуле:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{I_{\text{к.з.}} \times \sqrt{t_{\text{к.з.}}}}{C_T} = \frac{40,406 \times \sqrt{0,145}}{105} = 146,53 \text{ мм}^2$$

$t_{\text{к.з.}} = t_{\text{осн.р.з.}} + t_{\text{выкл.}} + T_{\text{а.эк}} = 0,03 + 0,035 + 0,08 = 0,145$ с - расчетное время короткого замыкания, сек;

$C_T = 105 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}/\text{мм}^2$ - параметр для кабелей с алюминиевыми жилами. (см. табл. 8.3 РД 153-34.0-20.527-98).

$$S_{\min} = 146,53 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

По термической стойкости при КЗ принимаем кабель ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х150).

Выбор кабеля по условию невозгорания.

В соответствии с ГОСТ Р 55025-2012 и МЭК 60502-2(2014) длительно допустимая температура проводника с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90°C , а предельно допустимая при КЗ $\theta_{\text{к.доп}} = 250^{\circ}\text{C}$.

Определяем температуру нагрева проводника при КЗ по формуле:

$$\theta_{\text{кн.а}} = (\theta_n + \beta) \exp \left[\frac{I_{\text{к.з.}}^{(3)2} t_{\text{откл}}}{K_1^2 S^2 \varepsilon^2} \right] - \beta$$

где $I_{\text{к.з.}} = 40,406 \text{ кА}$ - ток к.з. на шинах 13,8 кВ;

S - площадь поперечного сечения проводника, мм^2 ;

$K_1 = 226 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}/\text{мм}^2$ - постоянная, зависящая от материала проводника;

$\beta = 234,5 \text{ К}$ - величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления при 0°C ;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рез.р.з.}} + t_{\text{выкл.}} + T_{\text{а.эк}} = 0,7 + 0,035 + 0,08 = 0,815 \text{ с};$$

ε - коэффициент, учитывающий отвод тепла в изоляцию. Он определяется по формуле

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 \cdot B \left(\frac{t}{S} \right)},$$

где F - коэффициент, учитывающий неполный тепловой контакт между проводником и изоляцией. Он обычно принимается равным 0,7;

A, B - эмпирические постоянные (измеряемые соответственно в $(\text{мм}^2/\text{с})^{0,5}$ и в $\text{мм}^2/\text{с}$), определяющие термические характеристики окружающих или соседних неметаллических материалов:

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}}; \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left(\frac{\sigma_i}{\rho_i} \right),$$

где $C_1 = 2464 \text{ мм/м}$; $C_2 = 1,22 \text{ К} \cdot \text{мм}^2/\text{Дж}$;

$\sigma_c = 3,45 \cdot 10^6 \text{ Дж/Км}^3$ - удельная объемная теплоемкость токопроводящего элемента;

$\sigma_i = 1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж/Км}^3$ - удельная объемная теплоемкость окружающих или соседних неметаллических материалов;

$\rho_i = 6 \text{ Км/Вт}$ - удельное термическое сопротивление окружающих или соседних неметаллических материалов.

Температуру проводника до короткого замыкания рекомендуется определять по формуле

$$\vartheta_n = \left(\frac{I_{\text{норм.расч}}}{I_{\text{доп.прод}}} \right)^2 \cdot (\vartheta_{\text{доп.прод}} - \vartheta_{\text{окр.ном}}) + \vartheta_{\text{окр}}$$

где $I_{\text{норм.расч}}$ - расчетный ток нормального режима. А;

$I_{\text{доп.прод}}$ - допустимый ток продолжительного режима для проводника данного сечения, А;

$\vartheta_{\text{доп.прод}} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ - допустимая температура проводника в продолжительном режиме;

$\vartheta_{\text{окр.ном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ - нормированная температура окружающей среды;

$\vartheta_{\text{окр}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура окружающей среды.

Результаты расчета для каждой цепи занесем в таблицу А.9

Таблица А.9 - Выбор кабеля по условию невозгорания

КЛ 13,8 кВ			Марка и сечение КЛ	И _{н.расч} , А	И _{доп.прод}	ϑ_n	$\vartheta_{\text{кн.а}}$
TG4-01a,b,c	секция 13,8 кВ ГА4	ТТ 2ТА-TG4	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х240)	23,43	760	25,06	170,63
TG4-02a,b,c	ТТ 2ТА-TG4	ТСН TG4	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х240)	23,43	760	25,06	170,63
TG6-01a,b,c	секция 13,8 кВ ГА6	ТТ 2ТА-TG6	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х240)	23,43	760	25,06	170,63
TG6-02a,b,c	ТТ 2ТА-TG6	ТСН TG6	ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х240)	23,43	760	25,06	170,63

Кабели ПвВнг(А)-LS-15-3х(1х240) удовлетворяют требованию на невозгорание.

1.6.2 Выбор кабельных линий 6 кВ

Выбор кабельных линий производим по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима, по току термической стойкости и по условию невозгорания по РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов К.З. и выбору электрооборудования».

Выбор сечения кабеля по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима по условию:

$$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{р.длит.доп.}}$$

где $I_{\text{раб.}}$ – расчетный рабочий ток ремонтного/послеаварийного режима, А;

$I_{\text{р.д.д.}}$ – расчетный длительно допустимый ток КЛ, А.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где $S_{\text{тр.}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\text{р.д.д.}} = n \cdot I_{\text{к.д.д.}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{\text{пер}}$$

где n – количество параллельных КЛ;

$I_{\text{к.д.д.}}$ – каталожное значение длительно допустимого тока для КЛ соответствующего сечения и материала проводящей жилы и способа прокладки, А;

k_1 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

k_2 – коэффициент, учитывающий расположение групп кабелей и расстояние между ними;

Коэффициенты для кабелей, принимаем в соответствии с каталожными данными завода изготовителя кабельной продукции.

Таблица А.10 - Выбор сечения кабеля по рабочему току ремонтного/послеаварийного режима

КЛ 6 кВ			$I_{\text{раб}}, \text{А}$	Марка и сечение КЛ	$I_{\text{к.д.д.}}, \text{А}$	k_1	k_2	$I_{\text{р.д.д.}}$	Условия прокладки
ВВ1Р-01	ТСН ТВ1	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	366,57	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)	382	1	1	382	воздух
ВВ2Р-18	ТСН ТВ2	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	366,57	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)	382	1	1	382	воздух
ВВ1Р-03	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN1.1 (ОСН-1)	146,63	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)	161	1	1	161	воздух
ВВ1Р-04	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN3.1 (ОСН-3)	146,63	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)	161	1	1	161	воздух

КЛ 6 кВ			Ираб, А	Марка и сечение КЛ	$I_{к.д.д.}$ А	k_1	k_2	$I_{р.д.д.}$	Условия прокладки
BB1P-05	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	TCH TN4 (КТП)	57,74	АВБВнг(А)-LS-6 (3х185)	290	1	1	290	воздух
BB1P-06	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	TCH TN5 (ТМ)	57,74	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	175	1	0,85	148,75	земля
BB2P-14	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	TCH TN6 (ОМТС)	57,74	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	175	1	0,85	148,75	земля
BB2P-15	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	TCH TN1.2 (ОСН-1)	146,63	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	161	1	1	161	воздух
BB2P-16	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	TCH TN3.2 (ОСН-3)	146,63	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	161	1	1	161	воздух
BB3P-01	АТ1	КРУН-6,3 кВ 3 с.	91,64	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	161	1	1	161	воздух
BB3P-03	КРУН-6,3 кВ 3 с.	TCH TN2.1 (ОСН-2)	91,64	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	175	1	0,85	148,75	земля
BB4P-06	КРУН-6,3 кВ 4 с.	TCH TN2.2 (ОСН-2)	91,64	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	175	1	0,85	148,75	земля
BB4P-08	АТ2	КРУН-6,3 кВ 4 с.	91,64	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	161	1	1	161	воздух

Выбор кабеля по термической стойкости при воздействии тока короткого замыкания по условиям РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов К.З. и выбору электрооборудования».

Выбор сечения жил по термической стойкости проводится с учетом времени срабатывания основной защиты КЛ и времени отключения соответствующего выключателя, а на невозгораемость с учетом времени срабатывания резервной защиты (согласно п. 8.1.1 РД 153-34.0-20.527-98)

- $I_{к.з.}$ - ток к.з. на шинах 6 кВ;

- $t_{осн.р.з.} = 0,03$ сек - время срабатывания основной релейной защиты;

- $t_{рез.р.з.} = 1,5$ сек - время срабатывания резервной релейной защиты;

- $t_{выкл.} = 0,03$ сек - время срабатывания выключателя;

- $T_{а.эк} = 0,63$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока

КЗ

Минимальное сечение кабеля, отвечающее требованию термической стойкости при КЗ определяется по формуле:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{I_{к.з.}^{(3)} \times \sqrt{t_{к.з.}}}{C_T}$$

$t_{к.з.} = t_{осн.р.з.} + t_{выкл.} + T_{а.эк} = 0,03 + 0,03 + 0,63 = 0,69$ с - расчетное время короткого замыкания, сек;

$C_T = 140 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$ - параметр для кабелей с медными жилами. (см. табл. 8.3 РД 153-34.0-20.527-98).

Таблица А.11 - Выбор сечения кабеля по термической стойкости

КЛ 6 кВ			Ikз, кА	S _{min}	Марка и сечение КЛ
ВВ1Р-01	ТСН ТВ1	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	4,593	27,25	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)
ВВ2Р-18	ТСН ТВ2	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	4,583	27,19	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)
ВВ1Р-03	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN1.1 (ОСН-1)	4,593	27,25	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ1Р-04	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN3.1 (ОСН-3)	4,593	27,25	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ1Р-05	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN4 (КТП)	4,593	42,39	АВВБнг(А)-LS-6 (3x185)
ВВ1Р-06	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN5 (ТМ)	4,593	27,25	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ2Р-14	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN6 (ОМТС)	4,583	27,19	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ2Р-15	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN1.2 (ОСН-1)	4,583	27,19	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ2Р-16	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN3.2 (ОСН-3)	4,583	27,19	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)
ВВ3Р-01	АТ1	КРУН-6,3 кВ 3 с.	20,428	121,21	ВВГнг(А)-LS-6 (3x150)
ВВ3Р-03	КРУН-6,3 кВ 3 с.	ТСН TN2.1 (ОСН-2)	20,428	121,21	ВВГнг(А)-LS-6 (3x150)
ВВ4Р-06	КРУН-6,3 кВ 4 с.	ТСН TN2.2 (ОСН-2)	20,143	119,51	ВВГнг(А)-LS-6 (3x120)
ВВ4Р-08	АТ2	КРУН-6,3 кВ 4 с.	20,143	119,51	ВВГнг(А)-LS-6 (3x120)

Выбор кабеля по условию невозгорания

В соответствии с ГОСТ Р 55025-2012 и МЭК 60502-2(2014) длительно допустимая температура проводника с изоляцией из ПВХ композиций составляет 70° С, а предельно допустимая при КЗ $\theta_{к,доп} = 160^{\circ} \text{С}$.

Определяем температуру нагрева проводника при КЗ по формуле:

$$\theta_{кн.а} = (\theta_n + \beta) \exp \left[\frac{I_{к.з.}^2 t_{откл}}{K_1^2 S^2 \varepsilon^2} \right] - \beta$$

где $I_{к.з.}$ - ток к.з. на шинах 6 кВ;

S - площадь поперечного сечения проводника, мм²;

$K_1 = 226 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$ - постоянная, зависящая от материала проводника;

$\beta = 234,5 \text{ К}$ - величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления при 0°С;

$t_{откл} = t_{рез.р.з.} + t_{выкл.} + T_{а.э.к} = 1,5 + 0,03 + 0,63 = 2,16 \text{ с}$;

ε - коэффициент, учитывающий отвод тепла в изоляцию. Он определяется по формуле

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 \cdot B \left(\frac{t}{S} \right)}}$$

где F - коэффициент, учитывающий неполный тепловой контакт между проводником и изоляцией. Он обычно принимается равным 0,7;

A, B - эмпирические постоянные (измеряемые соответственно в $(\text{мм}^2/\text{с})^{0,5}$ и в $\text{мм}^2/\text{с}$), определяющие термические характеристики окружающих или соседних неметаллических материалов:

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}}; \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left(\frac{\sigma_i}{\rho_i} \right),$$

где $C_1 = 2464 \text{ мм/м}$; $C_2 = 1,22 \text{ К} \cdot \text{мм}^2/\text{Дж}$;

$\sigma_c = 3,45 \cdot 10^6 \text{ Дж/Км}^3$ - удельная объемная теплоемкость токопроводящего элемента;

$\sigma_i = 1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж/Км}^3$ - удельная объемная теплоемкость окружающих или соседних неметаллических материалов;

$\rho_i = 6 \text{ Км/Вт}$ - удельное термическое сопротивление окружающих или соседних неметаллических материалов.

Температуру проводника до короткого замыкания рекомендуется определять по формуле

$$\vartheta_n = \left(\frac{I_{\text{норм.расч}}}{I_{\text{доп.прод}}} \right)^2 \cdot (\vartheta_{\text{доп.прод}} - \vartheta_{\text{окр.ном}}) + \vartheta_{\text{окр}}$$

где $I_{\text{норм.расч}}$ - расчетный ток нормального режима. А;

$I_{\text{доп.прод}}$ - допустимый ток продолжительного режима для проводника данного сечения, А;

$\vartheta_{\text{доп.прод}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ - допустимая температура проводника в продолжительном режиме;

$\vartheta_{\text{окр.ном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ - нормированная температура окружающей среды;

$\vartheta_{\text{окр}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура окружающей среды.

Таблица А.12 - Выбор сечения кабеля по условию невозгорания

КЛ 6 кВ			Марка и сечение КЛ	Ин.расч, А	Идоп.прод	$I_{\text{к.з.}}^{(3)}$, кА	ϑ_n	$\vartheta_{\text{кн.а}}$
ВВ1Р-01	ТСН ТВ1	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)	366,57	382	4,593	84,86	93,05
ВВ2Р-18	ТСН ТВ2	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ВВГнг(А)-LS-6 (3x185)	366,57	382	4,583	84,86	93,01
ВВ1Р-03	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN1.1 (ОСН-1)	ВВГнг(А)-LS-6 (3x70)	146,63	210	4,593	56,69	111,94
ВВ1Р-04	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN3.1 (ОСН-3)	ВВГнг(А)-LS-6 (3x70)	146,63	210	4,593	56,69	111,94
ВВ1Р-05	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN4 (КТП)	АВБВнг(А)-LS-6 (3x185)	57,74	290	4,593	27,58	34,30
ВВ1Р-06	ГРУ-6,3 кВ 1 с.	ТСН TN5 (ТМ)	ВВГнг(А)-LS-6 (3x50)	57,74	148,75	4,593	34,79	142,98

КЛ 6 кВ			Марка и сечение КЛ	Ин.расч, А	Идоп.прод	$I_{к.з.}^{(3)}$, кА	Эн	Экн.а
ВВ2Р-14	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN6 (ОМТС)	ВВГнг(А)-LS-6 (3х50)	57,74	148,75	4,583	34,79	142,43
ВВ2Р-15	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN1.2 (ОСН-1)	ВВГнг(А)-LS-6 (3х70)	146,63	210	4,583	56,69	111,68
ВВ2Р-16	ГРУ-6,3 кВ 2 с.	ТСН TN3.2 (ОСН-3)	ВВГнг(А)-LS-6 (3х70)	146,63	210	4,583	56,69	111,68
ВВ3Р-01	АТ1	КРУН-6,3 кВ 3 с.	ВВГнг(А)-LS-6 (3х240)	91,64	462	20,428	27,56	118,77
ВВ3Р-03	КРУН- 6,3 кВ 3 с.	ТСН TN2.1 (ОСН-2)	ВВГнг(А)-LS-6 (3х240)	91,64	379,1	20,428	28,80	120,44
ВВ4Р-06	КРУН- 6,3 кВ 4 с.	ТСН TN2.2 (ОСН-2)	ВВГнг(А)-LS-6 (3х240)	91,64	379,1	20,143	28,80	117,52
ВВ4Р-08	АТ2	КРУН-6,3 кВ 4 с.	ВВГнг(А)-LS-6 (3х240)	91,64	462	20,143	27,56	115,86

Выбранные кабели удовлетворяет требованию на невозгорание

1.7 Выбор сечения экрана кабельных линий 13,8 кВ

При выборе сечения экрана кабеля и проверке его термической стойкости в сетях с изолированной нейтралью расчетным является двойное повреждение изоляции К(1,1). Так как экран заземлен, двухфазное без земли короткое замыкание К(2) внутри кабеля принципиально невозможно и в данном случае двухфазное КЗ на землю К(1,1) можно рассматривать как двухфазное КЗ К(2).

$$I_{1к.з.} \times k \geq I_{к.з.}^{(2)}$$

где $I_{к.з.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{к.з.}^{(3)}$ - двухфазный ток к.з. на шинах 10 кВ;

$I_{1к.з.}$ - допустимый односекундный ток КЗ в медном экране кабеля;

$k = \frac{1}{\sqrt{t_{кз}}}$ коэффициент, учитывающий продолжительность короткого замыкания, отличающейся от 1 сек;

$t_{к.з.} = t_{осн.р.з.} + t_{выкл.} + T_{а.эк} = 0,03 + 0,035 + 0,08 = 0,145$ с - расчетное время короткого замыкания, сек;

Таким образом:

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{к.з.}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 40,406 = 34,99 \text{ кА}$$

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{кз}}} = \frac{1}{\sqrt{0,145}} = 2,63$$

$$I_{1к.з.} = \frac{I_{к.з.}^{(2)}}{k} = \frac{34,99}{2,63} = 13,32 \text{ кА}$$

В соответствии с каталожными данными завода изготовителя кабельной продукции выбираем сечение медного экрана 95 мм² с допустимым односекундным током КЗ 18,1 кА

1.8 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения - $U_{нро}$:

$$U_{нро} \geq \frac{U_{сети}}{k_t} = \frac{6,3}{1,1} = 5,73 \text{ кВ}$$

где: k_t - коэффициент, равный отношению допустимого изготовителем повышения напряжения в течении времени t к наибольшему длительно допустимому рабочему (или номинальному) напряжению ограничителя. Значение k_t определяют для значения t_{033} по зависимости «допустимое повышение напряжения - время» для случая с предварительным нагружением нормируемым импульсом энергии, которую дает завод-изготовитель. Длительность существования ОЗЗ нормируется в зависимости от вида электрических сетей и в кабельных сетях 6 кВ составляет 2 ч.

Выбор класса энергоемкости ОПН 6 кВ:

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих свойств. При возможности возникновения переходного резонанса ОПН должен иметь энергоемкость не ниже 2,5-3,5 кДж/кВ при амплитуде тока 550-650 А длительностью 2000 мкс.

Выбор ОПН 6 кВ по условиям обеспечения взрывобезопасности:

Взрывобезопасность ОПН считается обеспеченной, если

$$I_{вб} \geq (1,1 \div 1,2) \cdot I_{кз} = (1,1 \div 1,2) \cdot 20,428 = 22,47 \div 24,51 \text{ кА}$$

где: $I_{кз} = 20,428 \text{ кА}$ - ток короткого замыкания на шинах КРУН-6,3 кВ.

Выбор номинального разрядного тока:

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН.

Для класса напряжения 6 кВ достаточным является значение $I_n = 10 \text{ кА}$

Определение защитного уровня ОПН 6 кВ при коммутационных перенапряжениях

Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе $U_{ост.30/60}$, кВ, которое должно быть при расчетном токе 500 А не менее, чем на 15–20% ниже испытательного напряжения U_k , кВ, коммутационным импульсом фронтом 30/60 мкс защищаемого оборудования: Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40%

$$U_{ост.30/60} \leq \frac{U_k}{1,4};$$

$$U_K = K_i \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1\text{мин}},$$

где: $K_i = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_K = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1\text{мин}}$ – одномоментное испытательное напряжение частотой 50 Гц для электрооборудования до 6 кВ (ГОСТ 1516.3-96);

1,4 – коэффициент, учитывающий износ оборудования.

$$U_{\text{ост.30/60}} = 17,9$$

$$17,9 \leq \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 32}{1,4};$$

$$17,9 \text{ кВ} \leq 39,27 \text{ кВ}.$$

Определение защитного уровня ОПН 6 кВ при грозовых перенапряжениях

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{\text{ост.8/20}}$ кВ с амплитудой 5 кА должно быть на 20÷40% ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 6 кВ $U_{\text{исп}} = 60$ (ГОСТ 1516.3-96).

$$U_{\text{ост.8/20}} \leq \frac{U_{\text{исп}}}{1,4};$$

$$U_{\text{ост.8/20}} = \frac{60}{1,4};$$

$$21,3 \leq 42,86$$

Выбор длины пути утечки ОПН:

Удельная длина пути утечки для ограничителей выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования подстанции:

$$L_{\text{у.опн}} \geq 1,2 \cdot L_{\text{у.обор}}$$

Согласно ГОСТ 9920-89 степень загрязнения внешней изоляции оборудования принимается не ниже класса II*:

$$L_{\text{у.обор}} = 2,25 \text{ кВ/см}$$

$$L_{\text{у.опн}} \geq 1,2 \cdot 2,25 = 2,7 \text{ кВ/см}$$

Таблица А.13 - Результаты выбора ОПН 6 кВ

Параметр	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Наибольшее длительно допустимое напряжение	$U_{нро} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{нрс} = 5,73 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нрс}$
Условие взрывобезопасности	$I_{вб} = 40 \text{ кА}$	$I_{кз} = 22,47 \div 24,51 \text{ кА}$	$I_{вб} \geq (1,1 \div 1,2) \cdot I_{кз}$
Класс энергоемкости	$W_{уд} = 4,2 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} = 2,5 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} \geq 2,5 \text{ кДж/кВ}$
Защитный коммутационный уровень	$U_{ост.30/60} = 17,9 \text{ кВ}$	$U_{доп.к} = 39,27 \text{ кВ}$	$U_{ост.30/60} \leq U_{доп.к}$
Защитный грозовой уровень	$U_{ост.8/20} = 21,3$	$U_{доп.г} = 42,86 \text{ кВ}$	$U_{ост.8/20} \leq U_{доп.г}$
Удельная длина пути утечки внешней изоляции	$L_{у.опн} = 3,1 \text{ кВ/см}$	$L_{у.опн} = 2,7 \text{ кВ/см}$	$L_{у.опн} \geq 2,7 \text{ кВ/см}$

1.9 Расчет и выбор ДЭС 0,4 кВ

Дизельная электростанция 0,4 кВ (ДЭС 0,4 кВ) предназначена для аварийного запуска одного гидроагрегата блока ГЭС. Данные потребителей агрегатных собственных нужд, необходимые для запуска одного гидроагрегата, а также выбор ДЭС 0,4 кВ сведены в таблицы А14, А15.



Таблица А14. Расчет мощности нагрузки ДЭС 0,4 кВ в аварийном режиме

№	Наименование электроприемника	Характеристика электроприемника											
		Номинальная мощность	Количество		Тип	КПД	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Коэффициент загрузки	Коэффициент использования	Потребляемая активная мощность, кВт	Средняя активная мощность, кВт	Средняя реактивная мощность, кВАр
			Установленное	Рабочее									
		P_n				η			K_z	K_i	$P_{пр}=P_n/\eta \cdot K_z$	$P_{ср}=P_{пр} \cdot K_i$	$Q_{ср}=P_{ср} \cdot \operatorname{tg}\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гидроагрегат №1													
1	Маслонасос МНУ 1	110	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,7	116,47	81,53	61,15
2	Маслонасос МНУ 2	110	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,7	116,47	81,53	61,15
3	Маслонасос МНУ 3	75	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,7	79,41	55,59	41,69
4	Шкаф с АВР ШАВР	98,3	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,5	104,08	52,04	39,03
5	НТВ	110	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,7	116,47	81,53	61,15
6	Компр. водоколь.	18,5	1	1		0,85	0,8	0,75	0,9	0,7	19,59	13,71	10,28
										Итого:	552,49	365,93	274,45



Таблица А15. Расчет и выбор ДЭС 0,4 кВ

№	Наименование электроприемника	Суммарная потребляемая активная мощность, кВт	Суммарная средняя активная мощность, кВт	Суммарная средняя реактивная мощность, кВАр	Групповой коэффициент использования	Корректирующий коэффициент	Средняя мощность		Максимальная расчетная мощность			Вывод
		$\Sigma P_{пр}$	$\Sigma P_{ср}$	$\Sigma Q_{ср}$			Средняя активная мощность, кВт	Средняя реактивная мощность, кВАр	Максимальная активная мощность, кВт	Максимальная реактивная мощность, кВАр	Максимальная полная мощность, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Потребители двух гидроагрегатов	552,49	365,93	274,45	0,66	0,9	365,93	274,45	329,34	247,00	411,67	Принимаем мощность ДЭС 0,4 кВ Р _{дэс} = 400 кВт

В соответствии с таблицей А14, А15 принимаем к установке ДЭС мощностью 400 кВт (500 кВА)



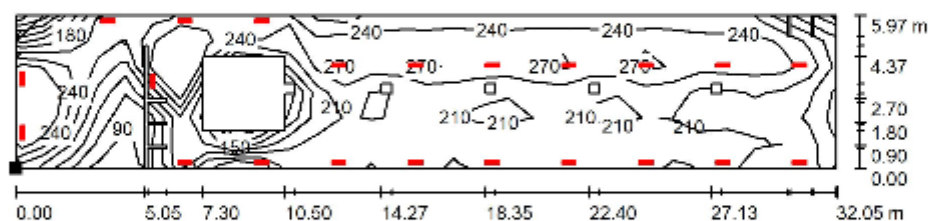
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет освещенности помещений РУ СН

Здание ГЭС ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм 96,500. Рабочее освещение. Оси 23-27 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)



Значения в Lux, Масштаб 1 : 230

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(-5.100 m, 0.000 m, 0.800 m)

Растр: 30 x 6 Точки

 E_{cp} [lx]
224 E_{min} [lx]
55 E_{max} [lx]
451 E_{min} / E_{cp}
0.247 E_{min} / E_{max}
0.123

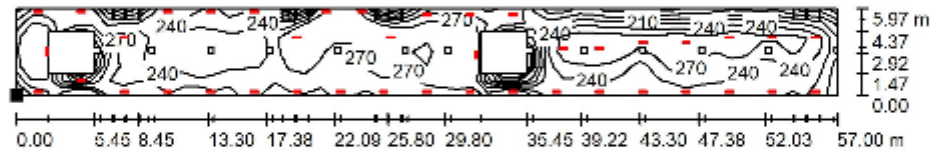
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Страна 1

Здание ГЭС ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Рабочее освещение. Оси 16-23 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 408

Растр: 54 x 6 Точки

 E_{cp} [lx]
251 E_{min} [lx]
125 E_{max} [lx]
451 E_{min} / E_{cp}
0.500 E_{min} / E_{max}
0.278

DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Страна 1

Здание ГЭС, ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022

Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Рабочее освещение. Оси 9-16 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)



Значения в Lux, Масштаб 1 : 408

Расположение поверхности в помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)



Растр: 54 x 6 Точки

E_{cp} [lx]
235

E_{mh} [k]
94

$$E_{\max} [\text{lx}]$$

387

$$E_{min} / E_{cp}$$

0.398

$$E_{\min} / E_{\max}$$

0.242

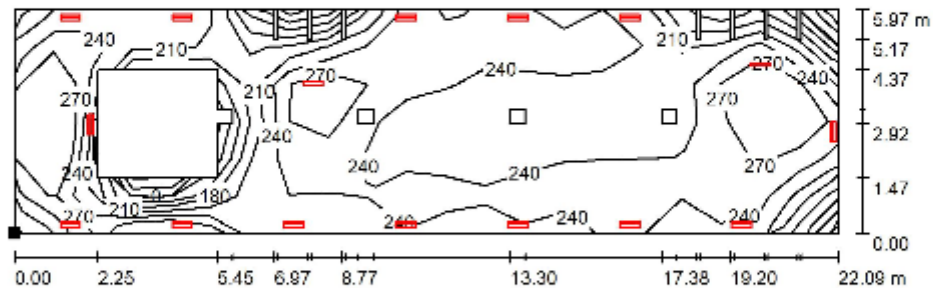
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Сторона 1

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Рабочее освещение. Оси 6-9 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)



Значения в Lux, Масштаб 1 : 158

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Растр: 21 x 6 Точки

 E_{cp} [lx]
240 E_{min} [lx]
68 E_{max} [lx]
411 E_{min} / E_{cp}
0.283 E_{min} / E_{max}
0.165

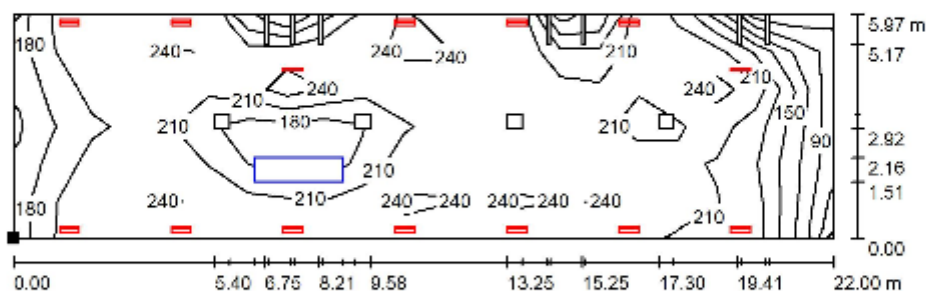
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Страна 1

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Рабочее освещение. Оси 23-26 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)



Значения в Lux, Масштаб 1 : 158

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Растр: 21 x 6 Точки

 $E_{\text{ср}}$ [lx]
208 E_{min} [lx]
36 E_{max} [lx]
289 $E_{\text{min}} / E_{\text{ср}}$
0.171 $E_{\text{min}} / E_{\text{max}}$
0.123

DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Сторона 1

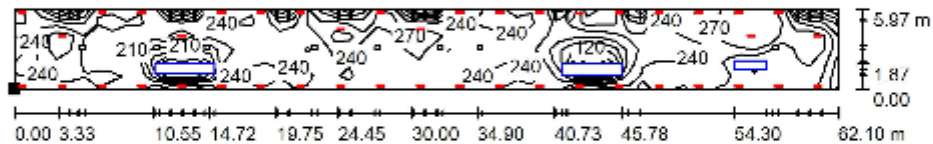
Здание ГЭС. ЗРУ СН



DIALux
15.12.2022

Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Рабочее освещение. Оси 16-23 / Рабочая плоскость / Изолинии (Е)



Расположение поверхности в помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 444

Растр: 59 x 6 Точки

E_{cp} [b _c]	E_{min} [b _c]	E_{max} [b _c]	E_{min} / E_{cp}	E_{min} / E_{max}
228	57	406	0.251	0.141

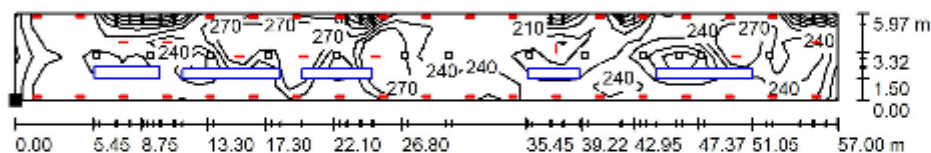
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Сторона 1

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм.101,00. Рабочее освещение. Оси 9-16 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 408

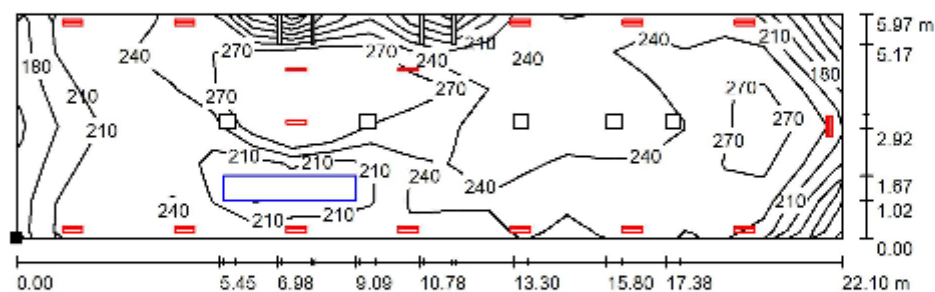
Растр: 54 x 6 Точки

 E_{cp} [lx]
227 E_{min} [lx]
48 E_{max} [lx]
369 E_{min} / E_{cp}
0.212 E_{min} / E_{max}
0.131

Здание ГЭС. ЗРУ СН


DIALux
15.12.202

 Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Рабочее освещение. Оси 6-9 / Рабочая плоскость / Изолинии (E)

 Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.000 m, 0.000 m, 0.800 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 158



Растр: 6 x 21 Точки

 E_{cp} [lx]
240

 E_{min} [lx]
81

 E_{max} [lx]
441

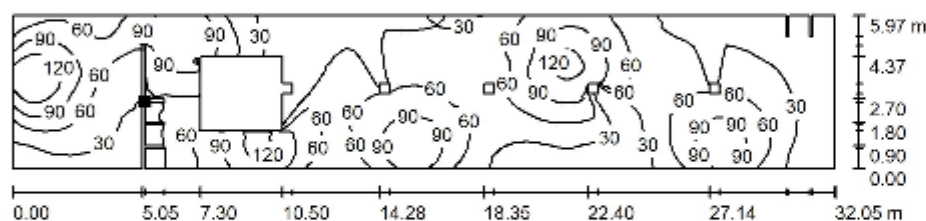
 E_{min} / E_{cp}
0.338

 E_{min} / E_{max}
0.184

Здание ГЭС. ЗРУ СН


DIALux
15.12.2022

 Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Аварийное освещение. Оси 23-27 / Полы / Изолинии (E)


Значения в Lux, Масштаб 1 : 230

 Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(0.050 m, 2.600 m, 0.000 m)


Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
56

 E_{min} [lx]
4.70

 E_{max} [lx]
147

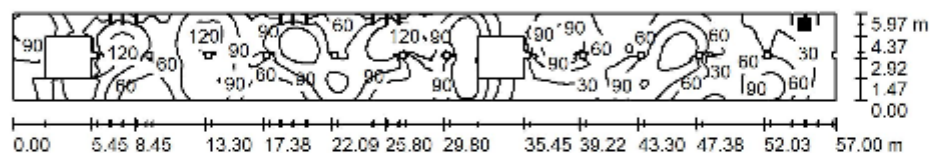
 E_{min} / E_{cp}
0.084

 E_{min} / E_{max}
0.032

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Аварийное освещение. Оси 16-23 / Полы / Изолинии (E)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(54.849 m, 5.170 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 408



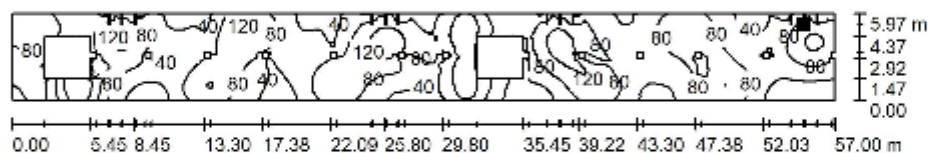
Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
78 E_{min} [lx]
6.57 E_{max} [lx]
148 E_{min} / E_{cp}
0.084 E_{min} / E_{max}
0.044

Здание ГЭС. ЗРУ СН


DIALux
15.12.2022

 Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Аварийное освещение. Оси 9-16 / Полы / Изолинии (E)

 Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(54.849 m, 5.170 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 408



Растр: 128 x 128 Точки

E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}	E_{min} / E_{max}
77	14	195	0.187	0.074

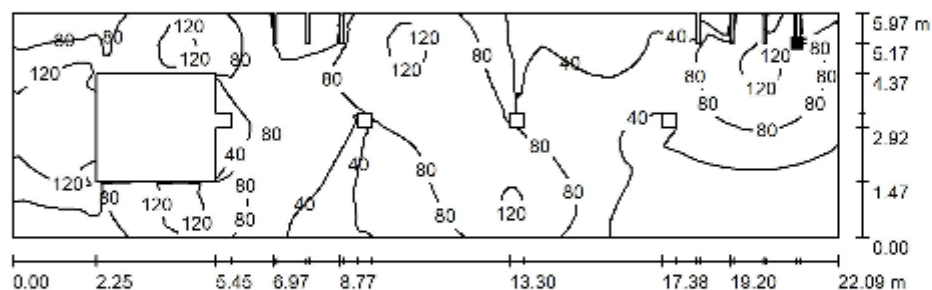
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Сторона 1

Здание ГЭС. ЗРУ СН


DIALux
15.12.2022

 Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 96,500. Аварийное освещение. Оси 6-9 / Полы / Изолинии (E)

 Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(21.000 m, 5.170 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 158



Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
73

 E_{min} [lx]
7.51

 E_{max} [lx]
160

 E_{min} / E_{cp}
0.103

 E_{min} / E_{max}
0.047

Здание ГЭС. ЗРУ СН

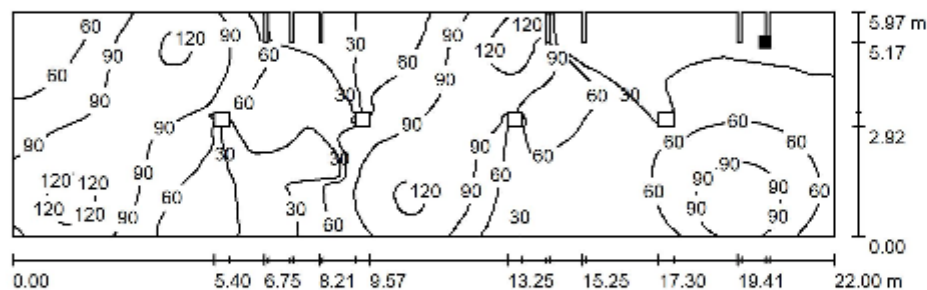


DIALux

15.12.2022

Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Аварийное освещение. Оси 23а-26 / Полы / Изолинии (E)



Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(20.155 m, 5.173 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 158



Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
66

 E_{min} [lx]
6.00

 E_{max} [lx]
129

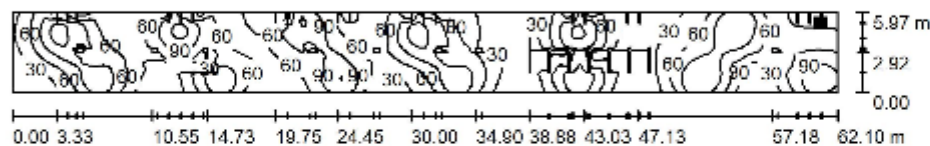
 E_{min} / E_{cp}
0.091

 E_{min} / E_{max}
0.046

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Аварийное освещение. Оси 16-23 / Полы / Изолинии (E)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(60.840 m, 5.170 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 44



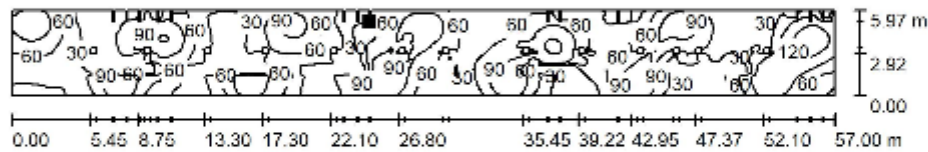
Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
60 E_{min} [lx]
3.28 E_{max} [lx]
140 E_{min} / E_{cp}
0.054 E_{min} / E_{max}
0.023

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
27.01.2023Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Аварийное освещение. Оси 9-16 / Полы / Изолинии (E)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(24.750 m, 5.170 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 408



Растр: 128 x 128 Точки

$E_{\text{ср}}$ [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{ср}}$	$E_{\text{min}} / E_{\text{max}}$
60	3.76	146	0.063	0.026

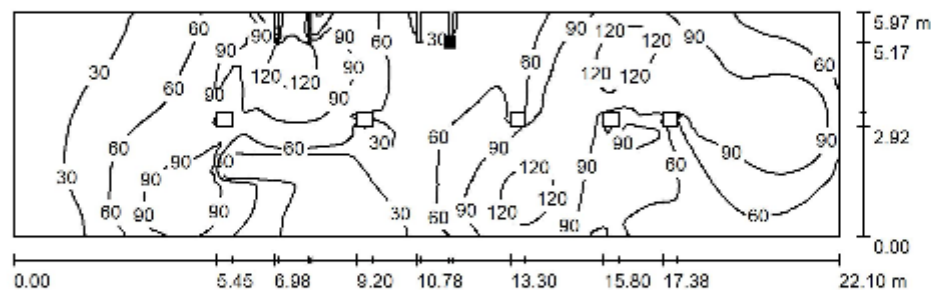
DIALux 4.13 by DIAL GmbH

Сторона 1

Здание ГЭС. ЗРУ СН

DIALux
15.12.2022Оператор
Телефон
Факс
Электронная почта

Отм. 101,00. Аварийное освещение. Оси 6-9 / Полы / Изолинии (Е)

Расположение поверхности в
помещении:
Выделенная точка:
(11.680 m, 5.173 m, 0.000 m)

Значения в Lux, Масштаб 1 : 158



Растр: 128 x 128 Точки

 E_{cp} [lx]
68 E_{min} [lx]
4.21 E_{max} [lx]
133 E_{min} / E_{cp}
0.062 E_{min} / E_{max}
0.032

Приложение В – Ведомость демонтируемого оборудования и материалов										74
№ п/п		Наименование	Ед. изм.	Кол.	Примечание					
Помещение РУ 13,8 кВ СН ГА										
1		Демонтаж разъединителя HAS-E 3р с одним заземляющим ножом,	шт	1	m=1000 кг переносимый см. п. 2					
		20 кВ, 8000 А, 63 кВ (переносимый разъединитель QS1-TB1)								
2		Шкаф управления разъединителем (для переносимого разъединителя QS1-TB1)	шт	1	m=50 кг переносимый см. п. 2					
3		Кабель силовой одножильный 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (QS1-TB1)	м	30	m=2,308 кг/м см. п. 1					
4		Муфта концевая PQL T-24E/1X1-H4-L 12 12./20 кВ для одножильного кабеля 20 кВ	шт.	6	m≈1 кг см. п. 1					
		сечением 240 мм ² с болтовым наконечником (QS1-TB1)								
5		Демонтаж разъединителя HAS-E 3р с одним заземляющим ножом,	шт	1	m=1000 кг переносимый см. п. 2					
		20 кВ, 8000 А, 63 кВ (переносимый разъединитель QS1-TB2)								
6		Шкаф управления разъединителем (для переносимого разъединителя QS1-TB2)	шт	1	m=50 кг переносимый см. п. 2					
7		Кабель силовой одножильный 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (QS1-TB2)	м	30	m=2,308 кг/м см. п. 1					
8		Муфта концевая PQL T-24E/1X1-H4-L 12 12./20 кВ для одножильного кабеля 20 кВ	шт.	6	m≈1 кг см. п. 1					
		сечением 240 мм ² с болтовым наконечником (QS1-TB2)								
9		Демонтаж сухого силового трансформатора TN-4, 630 кВА, 13,8/0,4 кВ	шт.	1	m≈2,170 кг см. п. 1					
10		Разъединитель 13,8 кВ с заземляющим ножом трансформатора TN-4	шт.	1	m≈30 кг см. п. 1					
11		Шина сечением 6х60 (TN-4)	м	12	m≈3,21 кг/м см. п. 1					
12		Проходной изолятор 13,8 кВ (TN-4)	шт.	6	m≈35 кг/м см. п. 1					
13		Опорный изолятор 13,8 кВ (TN-4)	шт.	9	m≈14,7 кг см. п. 1					
14		Демонтаж подвески потолочной, L=1200 мм	шт.	100	m=2,65 кг см. п. 1					
15		Демонтаж стойки кабельной, L=1200 мм	шт.	50	m=2,4 кг см. п. 1					
16		Демонтаж полки кабельная, L=450 мм	шт.	900	m=0,72 кг см. п. 1					
17		Светильник рабочего и аварийного освещения	шт.	94* 26*	Крепление на стене Крепление на потолке см. п. 1					
Помещение РУ 0,4 кВ СН ГА										
18		Демонтаж сухого силового трансформатора TG-4, 630 кВА, 13,8/0,4 кВ СН ГА6	шт.	1	m≈2,170 кг см. п. 1					
19		Кабель силовой одножильный 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	м	30	m=2,308 кг/м см. п. 1					
1. Демонтаж оборудования, не пригодного для дальнейшего использования (предназначено в лом), с разборкой и резкой на части. 2. Демонтаж оборудования, пригодного для дальнейшего использования, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой без надобности хранения (перемещается на другое место установки и т.п.) 3. Демонтаж оборудования, пригодного для дальнейшего использования, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервированием с целью длительного или кратковременного хранения, с разборкой для дальнейшего использования. 4. Объемы со "*" уточнить по месту.										
Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.						
П1200-81-ИОС 5.1.1.1						Лист 71				

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Примечание
29	Демонтаж кабелей 0,4 кВ ячеек РУ 0,4 кВ ОСН:			
29.1	Кабель СБ 3х150 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 1 – Резерв Л1Т)	м	20	см. п. 1
29.2	Кабель СБ 3х150 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 3 – Л1Т)	м	88	см. п. 1
29.3	Кабель СБ/ВВГнг-LS 3х185 / 5х185 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 4 – М7Т)	м	70	см. п. 1
29.4	Кабель СБ /ВВГнг / СБ 3х150/3х240+1х150/1х95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 5 – резерв п/п)	м	250	см. п. 1
29.5	Кабель ВВГнг-LS 4х150 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 6 – ПН 5-7 здания ТМХ)	м	210	см. п. 1
29.6	Кабель СБ 3х150 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 7 – Резерв М7Т от М11Т, М12Т)	м	10	см. п. 1
29.7	Кабель ВВГ 5х95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч.8 – РУ 0,4 кВ ОСН яч.17)	м	40	см. п. 1
29.8	Кабель СБС 3*120+3*95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 9 – М11Т)	м	65	см. п. 1
29.9	Кабель СБС 3*120+3*95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 16 – М12Т)	м	80	см. п. 1
29.10	Кабель ВВГнгLS 5х95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 17 – МЦС1)	м	80	см. п. 1
29.11	Кабель ВВГнгLS 5х120 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 17 – сборки временных подключений 1Б, 2Б, 3Б)	м	250	см. п. 1
29.12	Кабель ВВГнг-LS 5х6 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 17 – ШАВР 3Б ввод1)	м	150	см. п. 1
29.13	Кабель ВВГнг-LS 5х95 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 18 – МЦС2)	м	80	см. п. 1
29.14	Кабель ВВГнг-LS 5х6 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 18 – ШАВР 2Б ввод 2)	м	130	см. п. 1
29.15	Кабель ВВГнг-LS 3х25 (РУ 0,4 кВ ОСН яч. 19 – РУ 0,4 кВ ОСН п.9)	м	130	см. п. 1
30	Демонтаж кабелей 0,4 кВ панелей РУ 0,4 кВ ОСН:			
30.1	Кабель СБ 3х70 (РУ 0,4 кВ ОСН п. 10 – КВД №1 СК)	м	225	см. п. 1
30.2	Кабель АВВГнг-LS 4х185 (РУ 0,4 кВ ОСН п. 11 – трансформатор обогрева)	м	100	см. п. 1
30.3	Кабель АВВГнг-LS 2(4х185) (РУ 0,4 кВ ОСН п. 11 – ЩСН РЗ ОРУ ввод 1)	м	350	см. п. 1
30.4	Кабель АВВГнг-LS 2(4х185) (РУ 0,4 кВ ОСН п. 11 – ЩСН РЗ ОРУ ввод 2)	м	350	см. п. 1

Помещение ГЩУ

Взам. инв. №	31	Демонтаж шкафов защит и управления	шт.	5	повторная установка см. п. 2
	32	Демонтаж шкафов защит и управления	шт.	9	т≈300 кг см. п. 1
	33	Демонтаж панелей защит ТСН-1	шт.	5	т≈250 кг см. п. 1
	34	Демонтаж панелей защит ТСН-2	шт.	5	т≈250 кг см. п. 1
Подп. и дата	1. Демонтаж оборудования, не пригодного для дальнейшего использования (предназначено в лом), с разборкой и резкой на части. 2. Демонтаж оборудования, пригодного для дальнейшего использования, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т.п.) 3. Объемы со "*" уточнить по месту.				
Инв. № подл.	2	-	Зам.	03-34	Корн
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
П1200-81-ИОС 5.1.1.1					Лист
					72

Приложение В – Ведомость демонтируемого оборудования и материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Примечание
Демонтажные работы				
Здание трансформаторной мастерской				
35	Масляный трансформатор ТМ-560/3 (масса полная 3950 кг)	шт.	1	См. п. 1
36	Кабель СБС 3х120 – 3 кВ (~6,972 кг/м)	м	350	См. п. 1
Трансформаторный пункт на базе ОМТС				
37	Масляный трансформатор ТМ 630/6 (масса полная ~1895 кг)	шт.	1	См. п. 1
38	Кабель АВБВ 3х120 – 6 кВ (~3,25 кг/м)	м	225	См. п. 1
Здание РП 3/6 кВ				
39	Трансформатор масляный 320 кВА 6/0,4 кВ (масса полная 1920 кг)	шт.	1	См. п. 1
40	Трансформатор масляный 2500 кВА 6/3 кВ (масса полная 6395 кг)	шт.	1	См. п. 1
41	Разъединитель 6 кВ (масса ~112 кг)	шт.	1	См. п. 1
42	Разъединитель 3 кВ (масса ~70 кг)	шт.	1	См. п. 1
43	Ячейка РУ 6 кВ (масса ~1100 кг)	шт.	1	См. п. 1
44	Панель РУ 0,4 кВ (масса ~30 кг)	шт.	3	См. п. 1
45	Выключатель автоматический 0,4 кВ (масса ~2,5 кг)	шт.	4	См. п. 1
46	Шкаф навесной 0,4 кВ (масса ~30 кг)	шт.	4	См. п. 1
47	Светильник настенный (масса ~2,8 кг)	шт.	14 *	См. п. 3
48	Лоток металлический прямой 2000х300х60мм (масса ~4,82 кг)	шт.	7	См. п. 1
49	Кабель силовой 6 кВ 3х185 мм ² (~4,561 кг/м)	м	30	См. п. 1
50	Кабель силовой 6 кВ 3х185 мм ² (~4,561 кг/м)	м	30	См. п. 1
51	Кабель силовой 0,4 кВ 3х240 мм ² (~8,027 кг/м)	м	10	См. п. 1
52	Кабель силовой 0,4 кВ 3х95 мм ² (~3,471 кг/м)	м	50	См. п. 1
53	Кабель силовой 0,4 кВ 3х2,5 мм ² (~0,259 кг/м)	м	70	См. п. 1

1. Демонтаж оборудования, не пригодного для дальнейшего использования (предназначено в лом), с разборкой и резкой на части.
2. Демонтаж оборудования, пригодного для дальнейшего использования, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой без надобности хранения (перемещается на другое место установки и т.п.).
3. Демонтаж оборудования, пригодного для дальнейшего использования, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервированием с целью длительного или кратковременного хранения, с разборкой для дальнейшего использования.
4. Объемы со "*" уточнить по месту.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	03-34	Корн	23.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

П1200-81-ИОС 5.1.1.1

Лист

73

Формат А4

Таблица регистрации изменений

[illegible]