

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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И. В. Коваленко

« 5 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Проект сетевой солнечной электростанции

Руководитель  5.06.2017 проф., канд. техн. наук

Тремясов В. А.

Выпускник  5.06.2017 _____

Рябов А. С.

Красноярск 2017

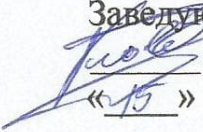
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И. В. Коваленко

«15» 12 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Рябову Алексею Сергеевичу
Группа ФЭ13-036 Направление 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника,
профиль Электрические станции
Тема выпускной квалификационной работы
«Проект сетевой солнечной электростанции»

Утверждена приказом по университету от 16.12.2016 г. № 17238/с

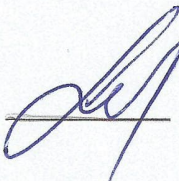
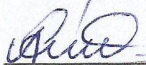
Руководитель ВКР В. А. Тремясов
канд.техн.наук, профессор кафедры "ЭСиЭЭС"

Исходные данные для ВКР: Мощность – 5 МВт, местоположение – г. Минусинск Красноярского края, связь с энергосистемой на напряжении 110 кВ

Перечень разделов ВКР: 1) Состояние и перспективы развития возобновляемой солнечной энергетики, 2) Расчет фотоэлектрической части, 3) Расчет электрической части, 4) Расчет заземляющих устройств, 5) Расчет молниезащиты, 6) Экономическая часть проекта

Перечень графического материала: 1) Схема электрических соединений, 2) План и разрез РУ-10 кВ, 3) Генеральный план станции, 4) Общий вид инвертора и фотоэлектрической панели

Руководитель ВКР

Тремясов В. А.

Задание принял к исполнению

Рябов А. С.

« 10 » 12 2016 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект сетевой солнечной электростанции» содержит 57 страниц текстового документа, 19 таблиц, 69 формул, 24 использованных источников, 4 листа графического материала.

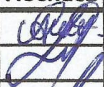
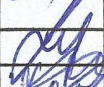
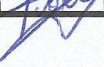

СТАНЦИЯ, ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.

Объект проектирования – Солнечная сетевая электростанция 5 МВт

Задачи:

- проектирование электрической части;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- выбор электрических аппаратов; - выбор шинных конструкций, токопроводов и кабелей;
- проектирование молниезащиты;
- проектирование заземляющих устройств;
- проектирование схемы электрических соединений;

В итоге была спроектирована солнечная сетевая электростанция мощностью 5 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

					СФУ ПИ ВКР-13.03.02 ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-	ПРОЕКТ СЕТЕВОЙ СОЛ- НЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАН- ЦИИ			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Рябов А.С.							2	57
Провер.		Тремясов В. А.			Кафедра «ЭСиЭЭС»					
Н. Контр.		Тремясов В. А.								
Утверд.		Коваленко И. В.								

Содержание

	Введение.....	5
	1 Состояние и перспективы развития возобновляемой солнечной энергетике.....	6
	2 Расчет фотоэлектрической части.....	7
	2.1 Выбор фотоэлектрических модулей.....	7
	2.2 Распределение генерирующей мощности станции на блоки.....	8
	3 Расчет электрической части.....	11
	3.1 Выбор структурной схемы станции.....	11
	3.2 Выбор трансформаторов.....	12
	3.2.1 Выбор блочных трансформаторов.....	12
	3.2.2 Выбор трансформаторов связи ГПП и РУ 10 кВ.....	13
	3.3 Расчет токов короткого замыкания.....	15
	3.4 Выбор коммутационных аппаратов, кабеля и шинных конструкций	16
	3.4.1 Выбор коммутационных аппаратов.....	16
	3.4.2 Выбор кабелей.....	23
	3.4.2.1 Выбор кабеля от СБ до инвертора.....	23
	3.4.2.2 Выбор кабеля от шины 0,4 кВ до обмотки низшего напряжения трансформатора.....	24
	3.4.2.3 Выбор кабеля, соединяющего ЗРУ 10 кВ с ГПП 110 кВ.....	25
	3.4.3 Выбор шин в сетях 0,4 и 10 кВ.....	26
	3.4.3.1 Выбор шин в сети 0,4 кВ.....	26
	3.4.3.2 Выбор шин в сети 10 кВ.....	28
	3.4.3.3 Выбор шин на подстанции 10/110 кВ.....	29
	3.4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	30
	3.4.4.1 Выбор трансформаторов тока для присоединения измерительных приборов на сборных шинах РУ 10 кВ.....	30
	3.4.4.2 Выбор трансформатора напряжения для присоединения измерительных приборов на сборных шинах РУ 10 кВ.....	31
	3.4.4.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения на сборных шинах 110 кВ.....	35
	3.4.5 Выбор ограничителей перенапряжения на сборных шинах 110 кВ.....	36
	4 Расчёт заземляющих устройств.....	37
	5 Расчёт молниезащиты.....	42
	6 Экономическая часть проекта.....	45
	6.1 Расчет капиталовложений в станцию.....	45
	6.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией станции.....	46
	6.3 Расчет выработки электроэнергии.....	49
	6.4 Расчет себестоимости электроэнергии.....	50

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инс. дубл.

Инс. №

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

6.5 Определение основных технико-экономических показателей ФЭС..	50
Заключение.....	52
Список использованных источников.....	53
Приложение А Схема электрических соединений.....	54
Приложение Б План и разрез РУ-10 кВ	55
Приложение В Генеральный план станции	56
Приложение Г Общий вид инвертора и фотоэлектрического моду- ля.....	57

Перв. примен

Справ. №

Подпись и дата

Ин. дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

4

Введение

Гигантские темпы потребления невозобновляемых энергоресурсов по относительно низкой цене, не учитывают загрязнение окружающей среды энергетическими установками.

Выбросы тепловых электростанций состоят, в основном, из углекислого газа, который ответственен за тепличный эффект и изменение климата и, например, приводит к засухе в районах производства зерна и картофеля. Другие выбросы включают окислы серы и азота, которые в атмосфере превращаются в серную и азотную кислоты и возвращаются на землю со снегом или в виде кислотных дождей. Токсичные тяжелые металлы, такие как кадмий, ртуть, свинец, могут растворяться кислотами и попадать в питьевую воду и сельскохозяйственные продукты.

Освоение экологически чистых ВИЭ является стратегической проблемой, определяющей перспективы устойчивого развития многих стран в условиях постепенного истощения дешевых запасов ископаемого органического топлива и возникающих угроз все большего антропогенного загрязнения окружающей среды. Многие технологии использования ВИЭ уже сегодня достигли уровня конкурентоспособности и постепенно выходят на рынок, в том числе российский [1].

Перв. примен.	
Сл. док. №	
Подпись и дата	
ИНВ. №	
Зом. инв.	
Подпись и дата	
ИНВ. №	
Из	
Лис	
№ докум.	
Подп	
Дат	
ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ	
Лист	
5	

Перв. примен.

Сл.прояв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

1 Состояние и перспективы развития возобновляемой солнечной энергетики

Солнечная энергия использует следующие технологии:

1. Прямое преобразование в электрическую энергию (фотоэлектричество);
2. Преобразование в электроэнергию (термодинамический цикл) – электрические станции;
3. Преобразование в тепловую энергию – солнечные коллекторы

С высоким темпом развивается производство фотоэлектрических элементов и модулей (рисунок 1).

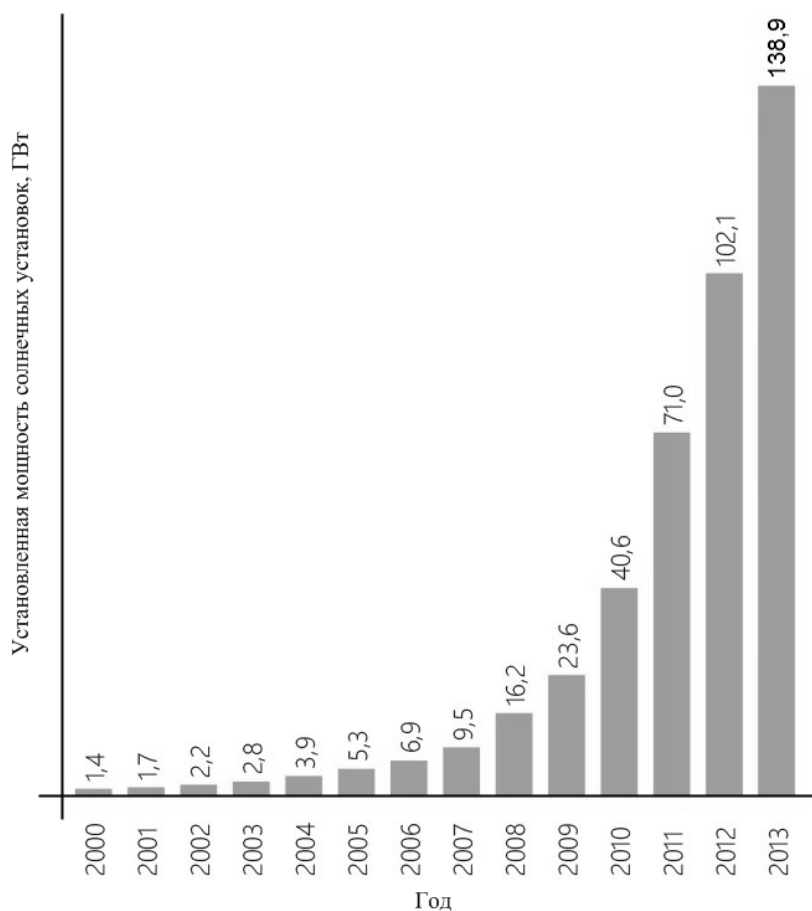


Рисунок 1 – Установленная мощность солнечных установок, эксплуатирующихся во всем мире

Из	Лист	№ докум.	Подп	Дат
----	------	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Перв. примен.	<p>В 2013 году глобально было установлено 39 ГВт фотоэлектрических мощностей. В результате общая мощность фотоэлектрических установок на начало 2014 года оценивалась в 139 ГВт.</p> <p>С ожидаемым увеличением КПД промышленных солнечных станций в ближайшие годы общая установленная мощность фотоэлектрических станций может «догнать» общую мощность ветроэлектрических установок. В США, Германии, Японии, Италии, Индии, Китае интенсивно сооружаются и действуют заводы по производству фотоэлектрических элементов, модулей и установок.</p> <p>Включены в работу сетевые фотоэлектрические станции мощностью 5 МВт, а количество фотоэлектрических установок разного назначения давно превысило 10 млн. единиц [2].</p> <p>Отметим, что панели солнечных батарей это весьма дорогостоящее и высокотехнологичное оборудование, их обслуживание, так же, обходится не дешево. Поэтому сегодня солнечная энергетика одна из самых дорогих. Чем более жаркий климат, ниже влажность, расположение выше над уровнем моря, крупнее электростанция, и выше уровень развития промышленности в стране (батареи собственного, серийного производства), тем ниже стоимость электроэнергии. Себестоимость электроэнергии для солнечных электростанций сегодня варьирует в пределах 35-150 копеек за кВт*час. Например в Германии, киловатт солнечной энергии, которая генерируется (даже в дневные часы, а ведь такая электроэнергия дешевле), выкупается в этой стране по цене от 12 до 17,45 евроцентов за кВт*ч.</p> <p>За последние 30-40 лет наблюдается тенденция к снижению стоимости солнечных батарей, инвестиции в данную сферу промышленности, да и законодательная база в сфере экологии, могут весьма ускорить этот процесс. Следовательно, в обозримом будущем стоит ждать заметного снижения стоимости электроэнергии солнечных электростанций [19].</p>						
Справ. №							
Подпись и дата							
ИНВ. №	<p align="center">2 Расчет фотоэлектрической части</p> <p align="center">2.1 Выбор фотоэлектрических модулей</p>						
Зом. инв.	<p>В качестве источников, генерирующих мощность, принимаем поликристаллические кремниевые фотоэлектрические модули марки YL250P-29b, производства компании «Yingli Solar» г. Баодин, Китай [3].</p>						
Подпись и дата	<p>Поликристаллические модули лучше зарекомендовали себя в условиях облачности и пасмурной погоды. Из-за неоднородной структуры поверхности они несколько эффективнее улавливают рассеянный свет, поэтому больше подходят для межсезонного применения.</p>						
ИНВ. №	Из	Лис	№ докум.	Подп	<p align="center">ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ</p> <table border="1" data-bbox="1449 1989 1540 2092"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td align="center">7</td> </tr> </table>	Лист	7
Лист							
7							

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Фотоэлементы из поликристаллического кремния дешевле монокристаллических аналогов, но требуют больших площадей размещения.

Однако более важными преимуществами таких модулей являются:

- Обладают повышенной для устройств такого типа эффективностью (16,2%).
- Устойчивы к значительным ветровым и снеговым нагрузкам.
- Способны эффективно работать в неблагоприятных условиях.
- Имеют от производителя 10-летнюю гарантию.

Основные характеристики фотоэлектрического модуля YL250P-29b приведены в таблице 2.1 [3].

Таблица 2.1 – Характеристики фотоэлектрического модуля YL250P-29b

Наименование параметров	YL250P-29b
Пиковая мощность, Вт	(250)±5
Номинальное напряжение, В	24
Напряжение в точке максимальной мощности, В	29,8
Ток в точке максимальной мощности, А	8,39
Ток короткого замыкания, А	8,92
Напряжение холостого хода, В	37,6
Размеры (Ш×В×Г), мм	1640×990×35
Вес, кг	18,5

Для расчета принимаем количество фотоэлектрических модулей $N = 20000$. Данное количество модулей позволит вырабатывать мощность 5 МВт, выдаваемую в ЭЭС.

Номинальная мощность станции, МВт

$$P = N \cdot P_{\text{фЭП}}, \quad (2.1)$$

где N – количество фотоэлектрических модулей, $P_{\text{фЭП}}$ – мощность одного фотоэлектрического модуля, Вт.

$$P = 20000 \cdot 250 = 5 \text{ МВт}$$

2.2 Распределение генерирующей мощности станции на блоки

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

8

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

Инв. №

Зом. инв.

Подпись и дата

Инв. №

В структуре затрат на фотоэлектрических станциях (ФЭС) большой удельный вес имеют материальные затраты на фотоэлектрические модули. Стоимость остального электрооборудования не вносит существенного изменения в структуру затрат. Поэтому при неизменном количестве фотоэлектрических модулей сравнение различных вариантов структурных схем станции по приведенным затратам неэффективно. Распределим генерирующую мощность станции под выбранное оборудование, в частности под инверторы.

Выбираем инверторы производства Schneider Electric - Conext Core XC. Сетевые инверторы Conext Core серии XC – новая линейка продуктов, отличающихся высокой эффективностью и гибкостью и разработанных для использования с солнечными панелями любого типа. Пиковая эффективность инверторов Conext Core серии XC достигает 98,9 %, а их гибкость позволяет конфигурировать выходное напряжение и повышать выходную мощность до 680 кВт. Кроме того, инверторы Conext Core серии XC допускают использование входного напряжения постоянного тока до 1000 В, что позволяет увеличить длину цепочек последовательно соединённых элементов. Инверторы снабжены новейшими функциями управления сетью, отвечающими требованиям международных нормативов по энергоснабжению.

Выберем количество ФЭП, присоединенных к одному инвертору равным 2500 штук.

$$P_{\Sigma\text{ФЭП}} = N_{\Sigma\text{ФЭП}} \cdot P_{\text{ФЭП}}, \quad (2.2)$$

где $N_{\Sigma\text{ФЭП}}$ – количество фотоэлектрических модулей, присоединенных к одному инвертору; $P_{\text{ФЭП}}$ – мощность одного фотоэлектрического модуля, Вт.

$$P_{\Sigma\text{ФЭП}} = 2500 \cdot 250 = 625 \text{ кВт}$$

Выберем необходимую мощность инвертора по формуле,

$$P_{\Sigma\text{ФЭП}} \leq P_{\text{инв}} \quad (2.3)$$

Выбираем инверторы Conext Core XC 630.

$$625 \text{ кВт} \leq 630 \text{ кВт}$$

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

9



Рисунок 3 – Изображение инвертора Conext Core XC 630

Технические характеристики инверторов марки Schneider Electric - Conext Core XC 630 приведены в таблице 2.2 [4].

Таблица 2.2 – Технические характеристики инверторов марки Schneider Electric - Conext Core XC 630

Название инвертора	XC-630
Диапазон входного напряжения	440-800 В
Максимум входного напряжения	1000 В
Максимум входного тока	1280 А
Номинальная Выходная мощность	630 кВт·А
Активная мощность	630 кВт
Выходное напряжение	350 В
Частота	50/60 Гц
Номинальный выходной ток	1040 А
КПД	440-800 В
Материал изделия	Сталь
Вес изделия	1900 кг
Высота×ширина×длина	208,5×240,0×66,0 см
Температура окружающего воздуха для эксплуатации	от -10°С до 45°С

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

10

Из Лис № докум. Подп Дат

рабочая высота

1000 м

Принимаем число инверторов равным 8, по 2 инвертора на каждый повышающий трансформатор.

3 Расчет электрической части

3.1 Выбор структурной схемы станции

На основании исходных данных составим структурную схему ФЭС.

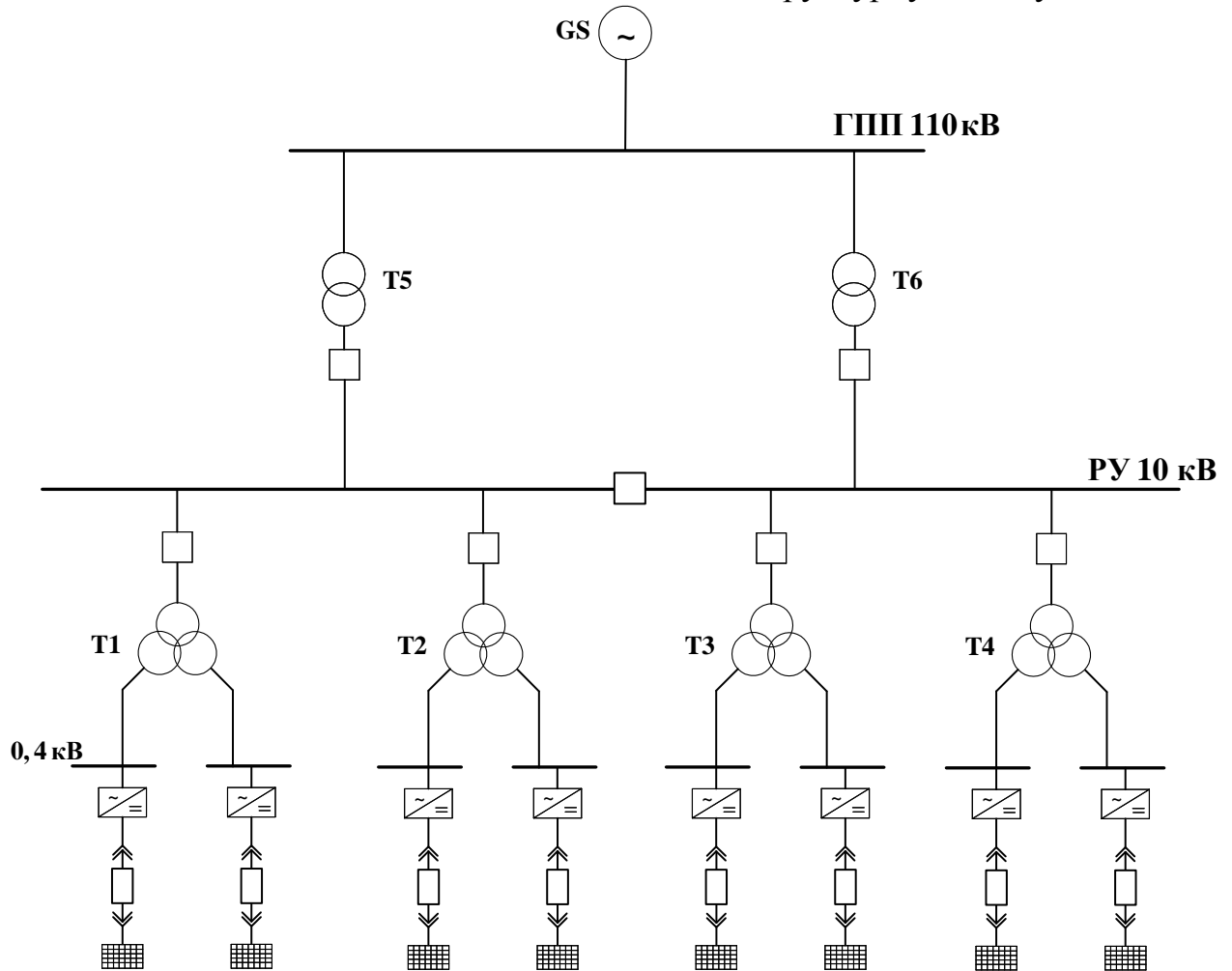


Рисунок 4 – Структурная схема станции

На рисунке 4 изображен вариант структурной схемы ФЭС. К распределительному устройству (РУ) 10 кВ подключено четыре блока через повышающие трансформаторы с расщепленной обмоткой. Фотоэлектрические модули, соединяясь последовательно в группу, создают напряжение 240 В постоянного тока. Все группы

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

11

Из Лис № докум. Подп Дат

Перв. примен.

Сл. раз. №

Подпись и дата

ИНВ. №

Зом. инв.

Подпись и дата

ИНВ. №

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инд. №

Зом. инв.

Подпись и дата

Инд. №

фотоэлектрических модулей подключаются параллельно к сборной шине. Для преобразования напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока используются инверторы. Связь между РУ 10 кВ и главной понизительной подстанцией (ГПП) осуществляется двумя трансформаторами.

3.2 Выбор трансформаторов

3.2.1 Выбор блочных трансформаторов

Номинальная мощность блока, кВт

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{P}{n_{\text{БЛ}}}, \quad (3.1)$$

где P – то же, что и в формуле (2.2), кВт; $n_{\text{БЛ}}$ – число блоков станции.

$$P_{\text{БЛ}} = \frac{5000}{4} = 1250.$$

$$S_T \geq 0,7 S_{\text{выр}} \quad (3.2)$$

где $S_{\text{выр}} = 1250$ кВА – мощность, получаемая трансформатором.

$$S_T \geq 0,7 \cdot 1250 = 875 \text{ кВА}$$

$$1080 \text{ кВА} \geq 875 \text{ кВА}$$

Выбираем маслонаполненный распределительный трансформатор производства Schneider Electric – Minera-1080/10/0,3/0,3.

Технические характеристики трансформатора -1080/10/0,3/0,3 приведены в таблице 3.1 [5].

Инд. №				
Из	Лист	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформатора Minera-1080/10/0,3/0,3

Наименование параметров	Значение
Номинальная мощность, кВА	1080
Междуфазное напряжение обмотки ВН, кВ	10
Регулирование высокого напряжения, %	ПБВ в пределах $\pm 2,5$ %
Междуфазное напряжение обмотки НН на х.х., кВ	0,4
Схема и группа соединений обмоток	$\Delta/Y/Y$
Потери холостого хода, Вт	1470
Ток холостого хода, %	2,4
Потери короткого замыкания при 75 °С, Вт	13000
Напряжение короткого замыкания, %	6,0
Климатическое исполнение	от -25 °С до +40 °С

Продолжение таблицы 3.1

Наименование параметров	Значение
Длина, мм	1810
Ширина, мм	975
Высота, мм	1905
Масса, кг	2390

3.2.2 Выбор трансформаторов связи ГПП и РУ 10 кВ

Номинальная мощность, приходящая с двух блоков, кВт

$$P_{ГПП} = P_{\text{бл}} \cdot 2, \quad (3.3)$$

где P – то же, что и в формуле (2.2), кВт; $n_{\text{бл}}$ – число блоков станции.

$$P_{ГПП} = 1250 \cdot 2 = 2500,$$

$$S_T \geq 0,7 S_{\text{max}}$$

где $S_{\text{max}} = 5000$ кВА – максимальная мощность, получаемая трансформатором.

Из	Лист	№ докум.	Подп	Дат
----	------	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

13

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

$$S_T \geq 0,7 \cdot 5000 = 3500 \text{ кВА}$$

$$4000 \text{ кВА} \geq 3500 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор марки ТМ-4000/110/10 У1. Трансформатор ТМ трехфазный, двухобмоточный, с естественной циркуляцией масла и принудительным обдувом воздуха, с переключением без возбуждения (ПВВ).

Изготавливается для стран с умеренным климатом с перепадом температур от минус 45 до плюс 40 °С. Магнитопровод трехстержневой плоскошихтованный, изготовлен из высококачественной электротехнической стали. Охлаждение обеспечивается малообъемными радиаторами из овальных труб.

Технические характеристики трансформатора ТМ-4000/110/10 У1 приведены в таблице 3.2 [6].

Таблица 3.2 – Технические характеристики трансформатора ТМ-4000/110/10 У1

Наименование параметров	Значение
Номинальная мощность, кВА	4000
Номинальное высшее напряжение, кВ	121
Номинальное низшее напряжение, кВ	10,5
Климатическое исполнение	У1
Схема и группа соединения обмоток	Y _H /Δ-11
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Ток холостого хода, %	1,0
Потери короткого замыкания, Вт	31000
Потери холостого хода, Вт	7000
Масса транспортная, кг	21480
Масса полная, кг	24650

Из	Лист	№ докум.	Подп	Дат
----	------	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

3.3 Расчет токов короткого замыкания

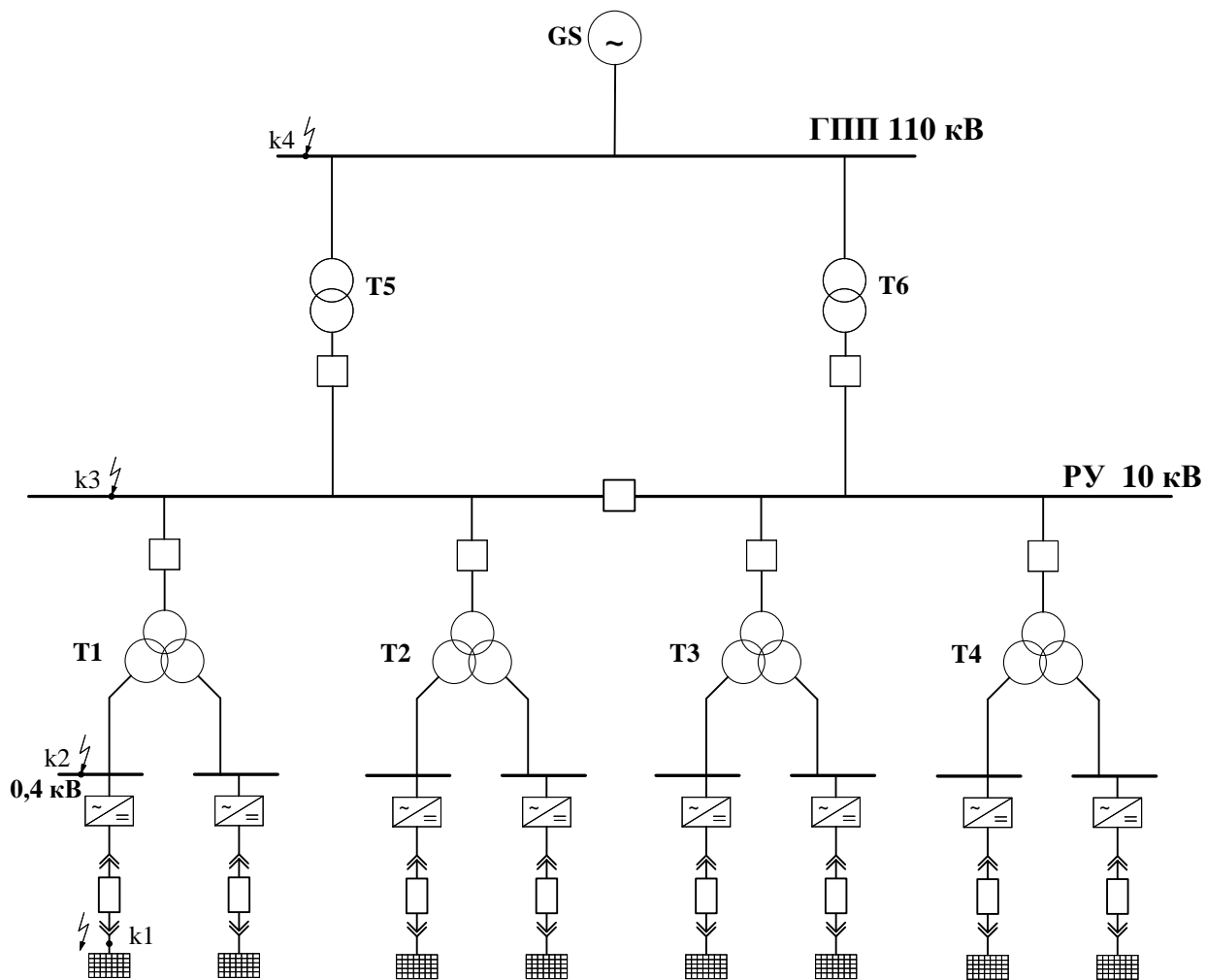


Рисунок 5 – Структурная схема станции с обозначением точек короткого замыкания

Сведем значения токов короткого замыкания, выданных руководителем в качестве исходных данных, в таблицу 3.3.

Перв. примен.
Сл.пр. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

ИЗ	Лист	№ докум.	Подп	Дат
----	------	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
15

Таблица 3.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Источники питания	$I_{по},$ кА	$I_{пт},$ кА	$i_{ат},$ кА	$i_{уд},$ кА	$В_{к},$ кА ² ·с
k1 шины 240 В	СБ	3,15	–	–	4,45	2,38
k2 шины 0,4 кВ	СБ	2,4	2,4	–	3,4	1,38
	Система	10,01	10,01	–	16,9	35,58
	Сумма	12,41	12,41	–	20,3	36,96
k3 шины 10 кВ	СБ	0,47	0,47	0	0,72	0,88
	Система	4,76	4,76	0,17	10,19	108,52
	Сумма	5,23	5,23	0,17	10,91	109,4
k4 шины 110 кВ	СБ	0,023	0,023	0	0,035	2,1·10 ⁻³
	Система	3,233	3,233	0,14	7,345	42,3
	Сумма	3,256	3,256	0,14	7,38	42,4

3.4 Выбор коммутационных аппаратов, кабеля и шинных конструкций

3.4.1 Выбор коммутационных аппаратов

Для цепи постоянного тока выбираем двухполюсные автоматические выключатели марки ВА75-45 [7] и выключатели-разъединители низкого напряжения марки Interpact INV2500 [8]. Рассчитаем постоянный ток, протекающий через автоматический выключатель и выключатель-разъединитель, А

$$I_{\text{раб макс}}^{\text{ФЭП}} = \frac{P_{\text{гр}}}{U_{\text{ном}}} \quad (3.4)$$

где $P_{\text{гр}}$ – мощность группы ФЭП, подключенных к одному инвертору, Вт;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в месте установки оборудования, В.

$$I_{\text{раб макс}}^{\text{ФЭП}} = \frac{625 \cdot 10^3}{240} = 2604$$

Расчетные и каталожные данные коммутационных аппаратов сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные и каталожные данные автоматического выключателя и выключателя-разъединителя низкого напряжения на стороне фотоэлектрических модулей

Перв. примен.					
Служ. №					
Подпись и дата					
ИНВ. №					
ЗЗОН. ИНВ.					
Подпись и дата					
ИНВ. №					
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

ИНВ. №

Зом. инв.

Подпись и дата

ИНВ. №

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры автоматического выключателя ВА75-45	Параметры разъединителя Interpact INV2500
$U_{уст} \leq U_{ном}$	240 В	250 В	750 В
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	2604 А	2500 А	2500 А
$I_{по} \leq I_{откл.ном}$	3,15 кА	36 кА	105 кА
$i_{уд} \leq i_{вкл}$	4,45 кА	70 кА	105 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	2,38 кА ² ·с	7500 кА ² ·с	—

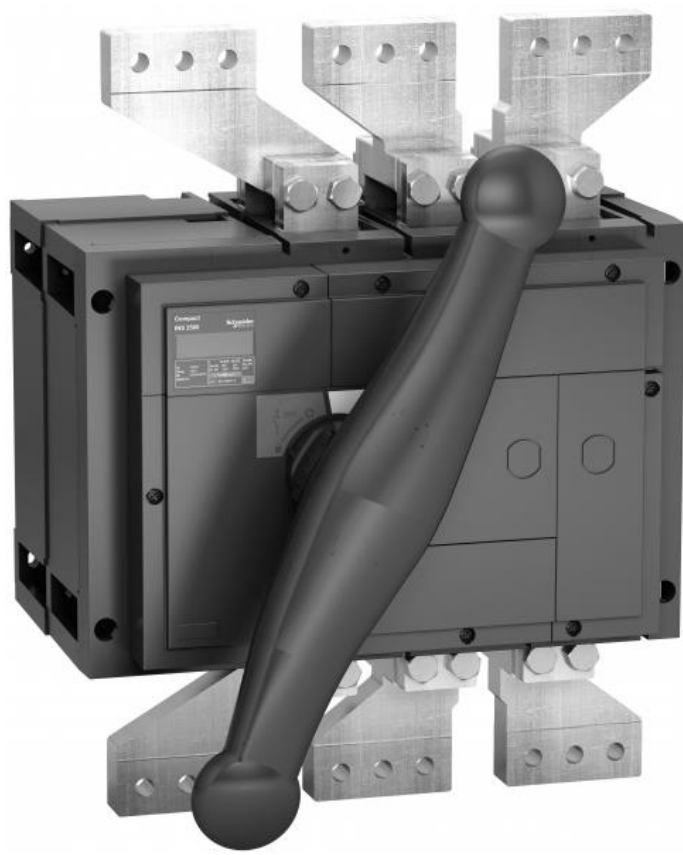


Рисунок 10 – Выключатель-разъединитель INV2500

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ



Рисунок 11 – Автоматический выключатель ВА75-45

Для сети переменного тока 0,4 кВ выбираем трехполюсные автоматические выключатели марки ВА56-41 [7] и выключатели-разъединители низкого напряжения марки Interpact INV1000 [8]. Рассчитаем переменный ток, протекающий через автоматический выключатель и выключатель-разъединитель, А

$$I_{\text{раб макс}}^{0,4\text{кВ}} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.5)$$

где $P_{\text{гр}}$ – мощность группы ФЭП, подключенных к одному инвертору, Вт;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в месте установки оборудования, В.

$$I_{\text{раб макс}}^{\text{ФЭП}} = \frac{625 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 902$$

Расчетные и каталожные данные коммутационных аппаратов сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные и каталожные данные автоматического выключателя и выключателя-разъединителя низкого напряжения на стороне низкого напряжения трансформатора 10/0,4 кВ

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

Перв. примен.

Сп. заяв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры автоматического выключателя ВА56-41	Параметры разъединителя Interpact INV1000
$U_{уст} \leq U_{ном}$	400 В	660 В	750 В
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	902 А	1 А	1000 А
$I_{по} \leq I_{откл.ном}$	12,41 кА	33,5 кА	75 кА
$i_{уд} \leq i_{вкл}$	20,3 кА	70 кА	330 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	36,96 кА ² ·с	7500 кА ² ·с	–
$T_a \leq T_{a.ном}$	0,006 с	0,01 с	–



Рисунок 12 – Выключатель-разъединитель INV1000

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

19



Рисунок 13 – Автоматический выключатель ВА56-41

Для сети переменного тока 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство КРУ внутренней установки типа К-104М [10] на напряжение 10 кВ с элегазовым выключателем серии LF1 [9]. Ячейки К-104М имеют общепромышленное применение. Выключатели серии LF предназначены для коммутации номинальных токов и отключения токов КЗ в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения 6, 10 кВ. Оборудование соответствует нормам МЭК 56 и ГОСТ 687. Рассчитаем переменный ток, протекающий через элегазовые выключатели, А

$$I_{\text{раб макс}}^{10\text{кВ}} = \frac{P_{\text{ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.6)$$

где $P_{\text{ш}}$ – мощность, протекающая через шину 10 кВ, Вт; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в месте установки оборудования, В.

$$I_{\text{раб макс}}^{10\text{кВ}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 144$$

Расчетные и каталожные данные выключателя марки LF1 и ячейки КРУ К-104М сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Характеристики ячейки КРУ К-104М

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
20

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ячейки К-104М
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	144 А	1250 А
$I_{п0} \leq I_{откл.ном}$	5,23 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	10,91 кА	81 кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	109,4 кА ² ·с	1875 кА ² ·с
Тип привода к выключателю	–	Встроенный электромагнитный и пружинный
Ширина, мм	–	750
Глубина, мм	–	1435
Высота, мм	–	2230
Масса шкафа отходящей линии, кг	–	680-880



Рисунок 14 – Ячейка КРУ К-104М

Для сети переменного тока 110 кВ выбираем разъединители РГНП-110/2000 [20] и колонковые элегазовые выключатели производства компании АБВ, Швеция, марки LTV145D1/B [18]. Выключатели типа LTV компании АБВ для классов напряжения 110, 330 кВ и токи отключения до

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
21

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

И.И. №

Зом. инв.

Подпись и дата

И.И. №

40 кА отвечают самым высоким требованиям заказчика. Данные выключатели состоят из одной общей межполюсной балки с двумя опорными стойками. Они созданы на базе последних разработок в области свойств диэлектриков и физики дуги. Рассчитаем переменный ток, протекающий через элегазовые выключатели, А

$$I_{\text{раб макс}}^{110\text{кВ}} = \frac{P_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.7)$$

где $P_{\text{т}}$ – мощность, протекающая через трансформаторы на подстанции 10/110 кВ, Вт; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в месте установки оборудования, В.

$$I_{\text{раб макс}}^{110\text{кВ}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 13,14$$

Расчетные и каталожные данные разъединителя марки РГНП-110/2000 и выключателя марки LTB145D1/B сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Характеристики разъединителя РГНП-110/2000 и выключателя LTB145D1/B

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры выключателя LTB145D1/B	Параметры разъединителя РГНП-110/2000
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	121 кВ	121 кВ	121 кВ
$I_{\text{раб. макс}} \leq I_{\text{ном}}$	13,14 А	3150 А	2000 А
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл. ном}}$	3,256 кА	40 кА	-
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр. скв}}$	7,38 кА	100 кА	100 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	42,4 кА ² ·с	30000 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
Тип привода к выключателю	–	BLK	-
Ширина, мм	–	4630	-
Высота, мм	–	5197	-
Масса, кг	–	2035	-

3.4.2 Выбор кабелей

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
22

Перв. примен.	<h3>3.4.2.1 Выбор кабеля от СБ до инвертора</h3> <p>Условия выбора кабеля:</p> <p>1. По напряжению:</p> $U_{уст} \leq U_{ном};$ $U_{уст} = 240 \text{ В} < U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$ <p>2. По экономической плотности тока:</p> <p>Принимаем $j_{ЭК} = 2 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевого кабеля.</p> <p>Ток нормального режима кабеля, А</p> $I_{норм} = \frac{P_{инв}}{U_{ном}}, \tag{3.8}$ <p>где $P_{инв}$ – мощность инвертора, Вт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, выдаваемое СБ, В.</p> $I_{норм} = \frac{625 \cdot 10^3}{240} = 2605$ <p>Экономическое сечение кабеля, мм^2</p> $q_{ЭК} = \frac{I_{норм}}{j_{ЭК}}, \tag{3.9}$ <p>Экономическое сечение кабеля по формуле (4.6), мм^2</p> $q_{ЭК} = \frac{2605}{2} = 1302,5$ <p>Выбираем два трехжильных алюминиевых кабеля с сечением жилы 800 мм^2 марки АПВВнг(В)-LS, с прокладкой в воздухе, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, продолжительный допустимый ток $I_{доп} = 1349 \text{ А}$, для одного кабеля [11].</p> <p>Проверим кабель по экономическому сечению и допустимому току:</p> $q_{ЭК} \leq q_{каб} \tag{3.10}$ $1302,5 \text{ мм}^2 \leq 1600 \text{ мм}^2$ $I_{раб. макс.} \leq I_{доп} \tag{3.11}$ $2605 \text{ А} \leq 2698 \text{ А}$			
Сл. подв. №				
Подпись и дата				
Инв. №				
Зом. инв.				
Подпись и дата				
Инв. №				
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ				Лист 23

3.4.2.2 Выбор кабеля от шины 0,4 кВ до обмотки низшего напряжения трансформатора

Условия выбора кабеля:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 400 \text{ В} < U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

2. По экономической плотности тока:

Принимаем $j_{ЭК} = 2 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевого кабеля.

Ток нормального режима кабеля, А

$$I_{НОРМ} = \frac{P_{ИНВ}}{U_{НОМ}}, \quad (3.12)$$

где $P_{ИНВ}$ – мощность инвертора, Вт; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, выдаваемое СБ, В.

$$I_{НОРМ} = \frac{625 \cdot 10^3}{400} = 902$$

Экономическое сечение кабеля по формуле (3.9), мм²

$$q_{ЭК} = \frac{902}{2} = 451$$

Выбираем один трехжильный алюминиевый кабель с сечением жилы 500 мм² марки АПВнг(В)-LS, с прокладкой в воздухе, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, продолжительный допустимый ток $I_{доп} = 900 \text{ А}$ [11].

Проверим кабель по экономическому сечению и допустимому току:

$$q_{ЭК} \leq q_{каб}$$

$$451 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2$$

$$I_{раб. макс.} \leq I_{доп}$$

$$902 \text{ А} \leq 900 \text{ А}$$

3.4.2.3 Выбор кабеля, соединяющего ЗРУ 10 кВ с ГПП 110 кВ

Условия выбора кабеля:

ИНВ. №	ИЗОМ. ИНВ.	ИНВ. №	ПОДПИСЬ И ДАТА	ПОДПИСЬ И ДАТА	СПРАВ. №	Перв. примен.	<p>3.4.2.2 Выбор кабеля от шины 0,4 кВ до обмотки низшего напряжения трансформатора</p> <p>Условия выбора кабеля:</p> <p>1. По напряжению:</p> $U_{уст} \leq U_{ном};$ $U_{уст} = 400 \text{ В} < U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$ <p>2. По экономической плотности тока:</p> <p>Принимаем $j_{ЭК} = 2 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевого кабеля.</p> <p>Ток нормального режима кабеля, А</p> $I_{НОРМ} = \frac{P_{ИНВ}}{U_{НОМ}}, \quad (3.12)$ <p>где $P_{ИНВ}$ – мощность инвертора, Вт; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, выдаваемое СБ, В.</p> $I_{НОРМ} = \frac{625 \cdot 10^3}{400} = 902$ <p>Экономическое сечение кабеля по формуле (3.9), мм²</p> $q_{ЭК} = \frac{902}{2} = 451$ <p>Выбираем один трехжильный алюминиевый кабель с сечением жилы 500 мм² марки АПВнг(В)-LS, с прокладкой в воздухе, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, продолжительный допустимый ток $I_{доп} = 900 \text{ А}$ [11].</p> <p>Проверим кабель по экономическому сечению и допустимому току:</p> $q_{ЭК} \leq q_{каб}$ $451 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2$ $I_{раб. макс.} \leq I_{доп}$ $902 \text{ А} \leq 900 \text{ А}$ <p>3.4.2.3 Выбор кабеля, соединяющего ЗРУ 10 кВ с ГПП 110 кВ</p> <p>Условия выбора кабеля:</p>
							<p>ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ</p>
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат			<p>ЛИСТ</p> <p>24</p>

Перв. примен.

Сл. подв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗом. инв.

Подпись и дата

ИНВ. №

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

2. По экономической плотности тока:

Принимаем $j_{ЭК} = 2 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевого кабеля.

Ток нормального режима кабеля, А

$$I_{НОРМ} = \frac{P_{ш}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (3.13)$$

где $P_{ш}$ – то же, что и в формуле (3.6), Вт; $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, выдаваемое СБ, В.

$$I_{НОРМ} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 144$$

Экономическое сечение кабеля по формуле (3.9), мм^2

$$q_{ЭК} = \frac{144}{2} = 72$$

Выбираем один трехжильный алюминиевый кабель с сечением жилы 95 мм^2 марки АПвВнг(В)-LS, с прокладкой в воздухе, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, продолжительный допустимый ток $I_{доп} = 300 \text{ А}$ [11].

Проверим кабель по экономическому сечению и допустимому току:

$$q_{ЭК} \leq q_{каб}$$

$$72 \text{ мм}^2 \leq 95 \text{ мм}^2$$

$$I_{раб. макс.} \leq I_{доп}$$

$$144 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3.4.3 Выбор шин в сетях 0,4 и 10 кВ

3.4.3.1 Выбор шин в сети 0,4 кВ

Наибольший ток в цепи сборных шин, А

$$I_{раб макс}^{0,4кВ} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.14)$$

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
25

где $P_{гр}$ – то же, что и в формуле (3.5), Вт; $U_{ном}$ – то же, что и в формуле (3.5), В.

$$I_{\text{раб макс}}^{\text{ФЭП}} = \frac{625 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 902$$

Выбираем прямоугольные медные шины марки МГМ сечением 50×6, допустимый продолжительный ток 960 А [12].

Минимальное сечение по термической стойкости, мм²

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (3.15)$$

где B_k – интеграл Джоуля, принимаем по таблице 3.3; C_m – коэффициент, принимаем $C_m = 91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$.

Необходимое минимальное сечение проводника по условию термической стойкости при КЗ по формуле (3.21), мм²

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{36,96 \cdot 10^6}}{91} = 66,8$$

следовательно выбранные шины проходят по термической стойкости.

Принимаем горизонтальное расположение шин.

Момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} \quad (3.16)$$

где h – высота шины, см; b – ширина шины, см.

$$J = \frac{6 \cdot 0,5^3}{12} = 0,063.$$

Длина пролета принимаем, м

$$l = 0,75$$

ИНВ. №	ИЗОМ. ИНВ.	ИНВ. №	ПОДПИСЬ И ДАТА	ПОДПИСЬ И ДАТА	СПРАВ. №	Перв. примен.
						<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 40%;"> <p>ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ</p> </div> <div style="width: 10%; text-align: center;"> <p>Лист 26</p> </div> </div>
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат		

Перв. примен.

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действия усилия, см³

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}; \quad (3.17)$$

где h – высота шины, см; b – ширина шины, см.

$$W = \frac{6 \cdot 0,5^2}{6} = 0,125$$

Справ. №

Напряжение в материале шин, возникающее при взаимодействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (3.18)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, принимаем из таблицы 3.3, А;

l – длина пролета между изоляторами, м;

a – расстояние между шинами, принимаем $a = 0,75$ м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действия усилия, см³.

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20300^2 \cdot 0,75^2}{0,125 \cdot 0,75} = 42,84$$

По справочнику определяем $\sigma_{\text{дон}}$ для шин из меди, $\sigma_{\text{дон}} = 178$ МПа [13] значит, данные шины механически прочны.

3.4.3.2 Выбор шин в сети 10 кВ

Наибольший ток в цепи сборных шин, А

$$I_{\text{раб макс}}^{10\text{кВ}} = \frac{P_{\text{ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.19)$$

где $P_{\text{ш}}$ – то же, что и в формуле (3.6), Вт; $U_{\text{ном}}$ – то же, что и в формуле (3.6), В.

$$I_{\text{раб макс}}^{10\text{кВ}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 144$$

Выбираем прямоугольные медные шины марки МГМ сечением 30×4, допустимый продолжительный ток 475 А [12].

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

27

Перв. примен.

Необходимое минимальное сечение проводника по условию термической стойкости при КЗ по формуле (3.15), мм²

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{109,4 \cdot 10^6}}{91} = 114,9$$

следовательно выбранные шины проходят по термической стойкости.

Принимаем горизонтальное расположение шин.

Момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы по формуле (3.16), см⁴

$$J = \frac{4 \cdot 0,3^3}{12} = 0,009.$$

Длина пролета принимаем, м

$$l = 0,75$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действия усилия по формуле (3.17), см³

$$W = \frac{4 \cdot 0,3^2}{6} = 0,018$$

Напряжение в материале шин, возникающее при взаимодействии изгибающего момента по формуле (3.18), МПа

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{10910^2 \cdot 0,75^2}{0,018 \cdot 0,75} = 85,9$$

По справочнику определяем $\sigma_{\text{дон}}$ для шин из меди, $\sigma_{\text{дон}} = 178$ МПа [13] значит, данные шины механически прочны.

3.4.3.3 Выбор шин на подстанции 10/110 кВ

Наибольший ток в цепи сборных шин по формуле (3.7), А

$$I_{\text{раб макс}}^{110\text{кВ}} = \frac{5000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 26,27$$

На ГПП 110 кВ выбираем гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

28

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах..

Выбираем для ГПП 110 кВ сталеалюминевые провода марки АС-70/11 [12, табл. 7.35].

Проверка производится по следующим условиям:

1. По допустимому продолжительному току:

$$26,27 \text{ A} \leq 265 \text{ A}$$

2. Проверка на термическую стойкость не производится, т.к. провода находятся вне обогреваемого помещения.

3. Проверка на динамическую стойкость (схлестывание) не производится..

4. Проверка по условиям коронирования может не проводиться, так как согласно [21] для воздушных линий 110 кВ минимальное сечение составляет 70 мм².

Токоведущие части от выводов трансформаторов до сборных шин выполняются теми же проводами, что и сами шины.

3.4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

3.4.4.1 Выбор трансформаторов тока для присоединения измерительных приборов на сборных шинах РУ 10 кВ

Обычные трансформаторы тока используются для питания измерительной, счетной или контрольной аппаратуры. Они измеряют величину первичного тока от 10 А до 3150 А. Компания Schneider Electric разработала стандартный перечень трансформаторов тока, совместимых с цифровыми устройствами защиты, с целью облегчения определения характеристик точности.

Выбираем трансформатор тока типа ARJP2/N2J [14].

ИЗ	ЛИС	№ ДОКУМ.	ПОДП	ДАТ
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

ЛИСТ

29



Рисунок 15 – Трансформатор тока марки ARJP2/N2J

Параметры выбранного трансформатора тока сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчетные и паспортные данные трансформатора тока ARJP2/N2J

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	24 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{прод.расч}$	300 А	240,6 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	–	10,91 кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	–	109,4 кА ² ·с
$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}$	4 Ом	Ом

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, воспользуемся каталожными данными измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока [15].

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

Перв. примен.

Сл. подв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Определяем нагрузку по фазам трансформатора тока, результаты сводим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, В·А, в фазах		
		А	В	С
Ваттметр показывающий	Д-335	0,5	–	0,5
Ваттметр регистрирующий	Н-395	10	–	10
Амперметр показывающий	Э-379	0,5	0,5	0,5
Амперметр регистрирующий	Н-393	–	10	–
Счётчик активной энергии	СЭТ-3	0,05	–	0,05
Итого:		11,05	10,5	11,05

3.4.4.2 Выбор трансформатора напряжения для присоединения измерительных приборов на сборных шинах РУ 10 кВ

Эти трансформаторы используются для питания:

- измерительной, счетной или контрольной аппаратуры;
- реле или устройств защиты;
- источников вторичных цепей для питания другой коммутационной аппаратуры; это оборудование также защищено и изолировано от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы устанавливаются в нижней части ячейки.

Рабочая часть полностью покрыта эпоксидной смолой, что обеспечивает электрическую изоляцию и высокую механическую прочность.

Выбираем трансформатор напряжения типа VRQ3n/S2 [14].

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

31



Рисунок 16 – Трансформатор напряжения марки VRQ3n/S

Подсчет нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения VRQ3n/S2

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность электроизмерительными приборами, В·А		
		АВ	ВС	СА
Ваттметр показывающий	Д-335	2	2	–
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	10	–
Вольтметр показывающий	Э-350	–	–	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	–	–	10
Счётчик активной энергии	СЭТ-3	0,05	–	0,05
Датчик активной мощности	Е-829	5	–	5
Частотомер показывающий	Э-371	–	–	3
Итого:		17,05	12	20,05

Определяем общую нагрузку на трансформатор напряжения, В·А

$$S_{2\text{расч}} = S_{\text{АВ}} + S_{\text{ВС}} + S_{\text{СА}}; \quad (3.20)$$

Перв. примен.

Сл. подв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

$$S_{2расч} = 17,05 + 12 + 20,05 = 49,1.$$

Три трансформатора напряжения соединены в звезду.
Номинальная мощность, В·А

$$S_{2ном} = 3 \cdot 49,1 = 147,3;$$

$$S_{2ном} \geq S_{2расч}.$$

Следовательно, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

Согласно ПУЭ, потеря напряжения от трансформатора напряжения до расчетных счетчиков должна быть не более 0,25 %.

Номинальное вторичное напряжение

$$U_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В.}$$

Допустимая потеря напряжения, В

$$\Delta U_{2доп} = U_{2ном} \cdot \frac{0,25}{100}; \quad (3.21)$$

$$\Delta U_{2доп} = \frac{100}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,25}{100} = 0,14.$$

Определяем вторичный ток трансформатора напряжения, А

$$I_2 = \frac{S_{2расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{2ном}}, \quad (3.22)$$

где $S_{2расч}$ – суммарная нагрузка трансформатора напряжения, ВА;

$U_{2ном}$ – номинальное вторичное напряжение, В.

$$I_2 = \frac{49,1}{\sqrt{3} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}}} = 0,49.$$

Определяем допустимое сопротивление провода, Ом

$$r_{пров} = \frac{\Delta U_{2доп}}{\sqrt{3} \cdot I_2}; \quad (3.23)$$

$$r_{пров} = \frac{0,14}{\sqrt{3} \cdot 0,49} = 0,17.$$

Сечение проводов, мм²

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

33

Перв. примен.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (3.24)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,17} = 4,1.$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ с сечением 6 мм² [16].

Уточняем сопротивление кабеля, Ом

$$r'_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q_{пров}}; \quad (3.25)$$

$$r'_{пров} = \frac{0,0175 \cdot 40}{6} = 0,12.$$

Определяем потери напряжения в соединительных проводах, В

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot r'_{пров}; \quad (3.26)$$

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 0,49 \cdot 0,12 = 0,1.$$

Результаты выбора трансформатора напряжения сведем в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Расчетные и паспортные данные трансформатора напряжения VRQ3n/S2

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{с.ном}$	24 кВ	10 кВ
$S_{2ном} \geq S_{2расч}$	50 ВА	49,1 ВА
$\Delta U_{2доп} \geq \Delta U_2$	0,14 В	0,1 В

3.4.4.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения на сборных шинах 110 кВ

Трансформаторы тока и напряжения выбираются по номинальным параметрам $U_{ном}$ и $I_{ном}$, а затем проверяются по условиям термической и электродинамической стойкости, допустимой вторичной нагрузке. Так как значения вторичной нагрузки трансформаторов тока нам неизвестно, будем производить выбор только по номинальным параметрам тока и напряжения и отразим в таблице 3.12.

На ГПП 110 кВ выбираем трансформаторы тока марки ТФЗМ-110БШ-У1 [22].

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

34

Перв. примен.

Сп.р.р.в. №

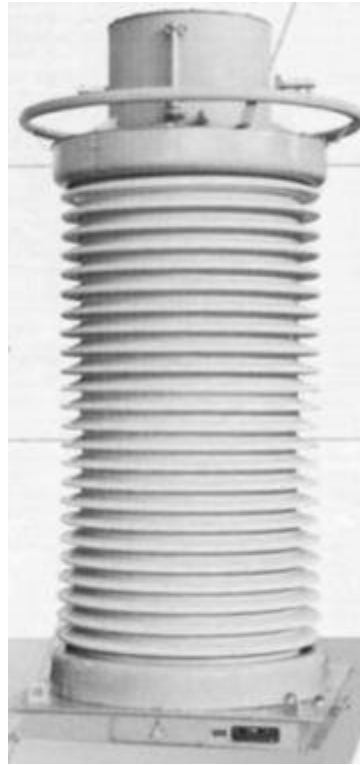


Рисунок 17 – Трансформатор тока марки ТФЗМ-110БШ-У1

Таблица 3.12 – Расчетные и паспортные данные трансформатора тока ТФЗМ-110БШ-У1

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{расч}$	до 2 кА	26,27 А
$U_{ном} \geq U_{сети ном}$	110 кВ	110 кВ

Трансформатор напряжения выбираем согласно напряжению на сборных шинах ГПП 110 кВ. Выбираем трансформаторы напряжения марки ЗНГ-110 У1 [23].

Подпись и дата

И.И.В. №

З.З.О.М. И.И.В.

Подпись и дата

И.И.В. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

35



Рисунок 18 – Трансформатор напряжения марки ЗНГ-110 У1

Таблица 3.13 – Расчетные и паспортные данные трансформатора напряжения ЗНГ-110 У1

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$	110 кВ	110 кВ

3.4.5 Выбор ограничителей перенапряжения на сборных шинах 110 кВ

В настоящее время для защиты сетей высокого напряжения и оборудования станций и подстанций от атмосферных и коммутационных перенапряжений используют ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), выполненные в виде резисторов на основе оксида цинка с нелинейной вольт-амперной характеристикой. ОПН ставятся на каждую систему шин со стороны обмоток силовых трансформаторов.

Условия выбора ОПН: $U_{н.ОПН} \geq U_{уст}$

Выбираем ОПН марки РК-110/88/10/680 УХЛ1 [24].

Таблица 3.14 – Расчетные и паспортные данные ОПН РК-110/88/10/680 УХЛ1

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

Перв. примен.	Номинальное напряжение, кВ		Напряжение сети, кВ		Длина пути утечки, мм	
	110		110		3150	
Сл. раз. №	<p>4 Расчет заземляющих устройств</p> <p>Выполним расчет заземления ГПП 110 кВ для схемы четырехугольника.</p> <p>Общая площадь ГПП 110 кВ, м²</p> $S = l \cdot b, \quad (4.1)$ $S = 38000 \cdot 51000 \cdot 10^{-6} = 1938$ <p>Расчетная длительность воздействия, с</p> $\tau_B = t_{P.З} + t_{отк.В}, \quad (4.2)$ <p>где $t_{P.З}$ – время срабатывания РЗ, с; $t_{отк.В}$ – время отключение выключателя, с.</p> $\tau_B = 0,02 + 0,05 = 0,07.$ <p>Наибольшее допустимое напряжение $U_{пр.доп} = 500 В$.</p> <p>В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным; удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_1 = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, удельное сопротивление нижнего слоя $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.</p>					
	<p>Подпись и дата</p> <p>ИНВ. №</p> <p>ЗЗОН. ИНВ.</p> <p>Подпись и дата</p> <p>ИНВ. №</p>					
ИНВ. №	Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	<p>ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ</p> <p>Лист 37</p>

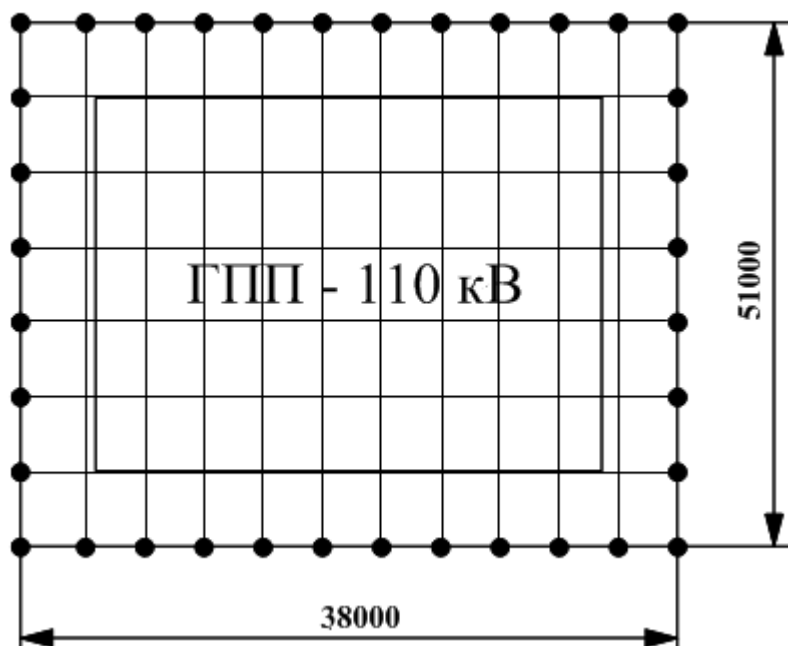


Рисунок 19 – Схема заземлителя ГПП 110 кВ

Определим коэффициент напряжения прикосновения

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_v \cdot L_g}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (4.3)$$

где l_v – длина вертикального заземлителя, принимаем $l_v = 15$ м;

L_g – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между двумя заземлителями, м;

S – площадь заземляющего устройства, м²;

M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 , $M = 0,8$;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ и сопротивлению растекания тока от ступней R_c .

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c}, \quad (4.4)$$

Принимаем $R_{ч} = 1000$ Ом.

Сопротивление ступней человека, Ом

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с.}, \quad (4.5)$$

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

Перв. примен.

Сл. док. №

Подпись и дата

Инв. №

Зом. инв.

Подпись и дата

Инв. №

$$R_c = 1,5 \cdot 500 = 750,$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,571.$$

Длина горизонтальных заземлителей, м

$$L_z = 12 \cdot 51 + 8 \cdot 38 = 916.$$

Определим сторону ячейки, м

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (4.6)$$

где m – число ячеек на стороне квадрата.

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (4.7)$$

$$m = \frac{916}{2 \cdot \sqrt{1938}} - 1 = 9,4,$$

$$a = \frac{\sqrt{1938}}{9,4} = 4,7,$$

$$K_{II} = \frac{0,8 \cdot 0,571}{\left(\frac{15 \cdot 916}{4,7 \cdot \sqrt{1938}} \right)^{0,45}} = 0,07$$

Определим число вертикальных электродов по периметру, шт.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\left(\frac{a}{l_e} \right) \cdot l_e}, \quad (4.8)$$

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{1938}}{\left(\frac{4,7}{15} \right) \cdot 15} = 37,4.$$

Принимаем число вертикальных электродов $n_v = 36$.

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

39

Перв. примен.

Определим общую длину вертикальных электродов, м

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (4.9)$$

$$L_g = 15 \cdot 36 = 540.$$

Определим напряжение на заземлителе, В

$$U_z = \frac{U_{np.дон}}{K_n}, \quad (4.10)$$

$$U_z = \frac{500}{0,07} = 7143$$

что лежит в допустимых пределах (меньше 10 кВ).

Определим допустимое сопротивление заземлителя, Ом

$$R_{з.дон} = \frac{U_z}{I_z}, \quad (4.11)$$

где U_z – то же, что и в формуле (3.99), В;

I_z – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, кА.

$$I_z = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{кз}^{(1)}, \quad (4.12)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ, кА.

Ток однофазного КЗ, кА

$$I_{кз}^{(1)} = 1,5 \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (4.13)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 1,5 \cdot 3,256 = 4,9.$$

Ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, кА.

$$I_z = 0,4 \cdot 4,9 = 1,96.$$

$$R_{з.дон} = \frac{7143}{1960} = 3,65.$$

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лист	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

40

Перв. примен.

Относительная глубина

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,07}{\sqrt{1938}} = 0,34 > 0,1,$$

тогда функция отношения

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}, \quad (4.14)$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot \frac{15 + 0,07}{\sqrt{1938}} = 0,29.$$

Длина полос в расчетной модели, м

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (4.15)$$

$$L_2' = 2\sqrt{1938} \cdot (9,4+1) = 915,7.$$

Общее сопротивление заземляющего устройства, Ом

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2' + L_6}, \quad (4.16)$$

$$R_3 = 0,29 \cdot \frac{102}{\sqrt{1938}} + \frac{102}{915,7 + 540} = 0,74,$$

что меньше допустимого $R_{3,доп} = 1,42$ Ом.

Сопротивление ЗУ, включая естественные заземлители

$$R_{3У} = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e}, \quad (4.17)$$

$$R_{3У} = \frac{0,74 \cdot 1,5}{0,74 + 1,5} = 0,5.$$

Напряжение прикосновения, В

$$U_{пр} = K_{пр} \cdot I_3 \cdot R_{3У}, \quad (4.18)$$

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
41

$$U_{\text{пр}} = 0,07 \cdot 1960 \cdot 0,5 = 49,$$

что меньше допустимого.

Следовательно, ЗУ отвечает требованиям нормы.

5 Расчет молниезащиты

Одним из важных условий бесперебойной работы электрических станций является обеспечение надежной молниезащиты электрооборудования.

Защита станций от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Выполним расчет молниезащиты ГПП 110 кВ.

Электрические станции и подстанции относятся к специальным объектам и по отраслевому руководящему документу РД 153 – 34.3 – 35.125 – 99, вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0,995.

Перв. примен.					
Сл. док. №					
Подпись и дата					
Инв. №					
Зом. инв.					
Инв. №					
Подпись и дата					
Инв. №					
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Перв. примен.

Спроект. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

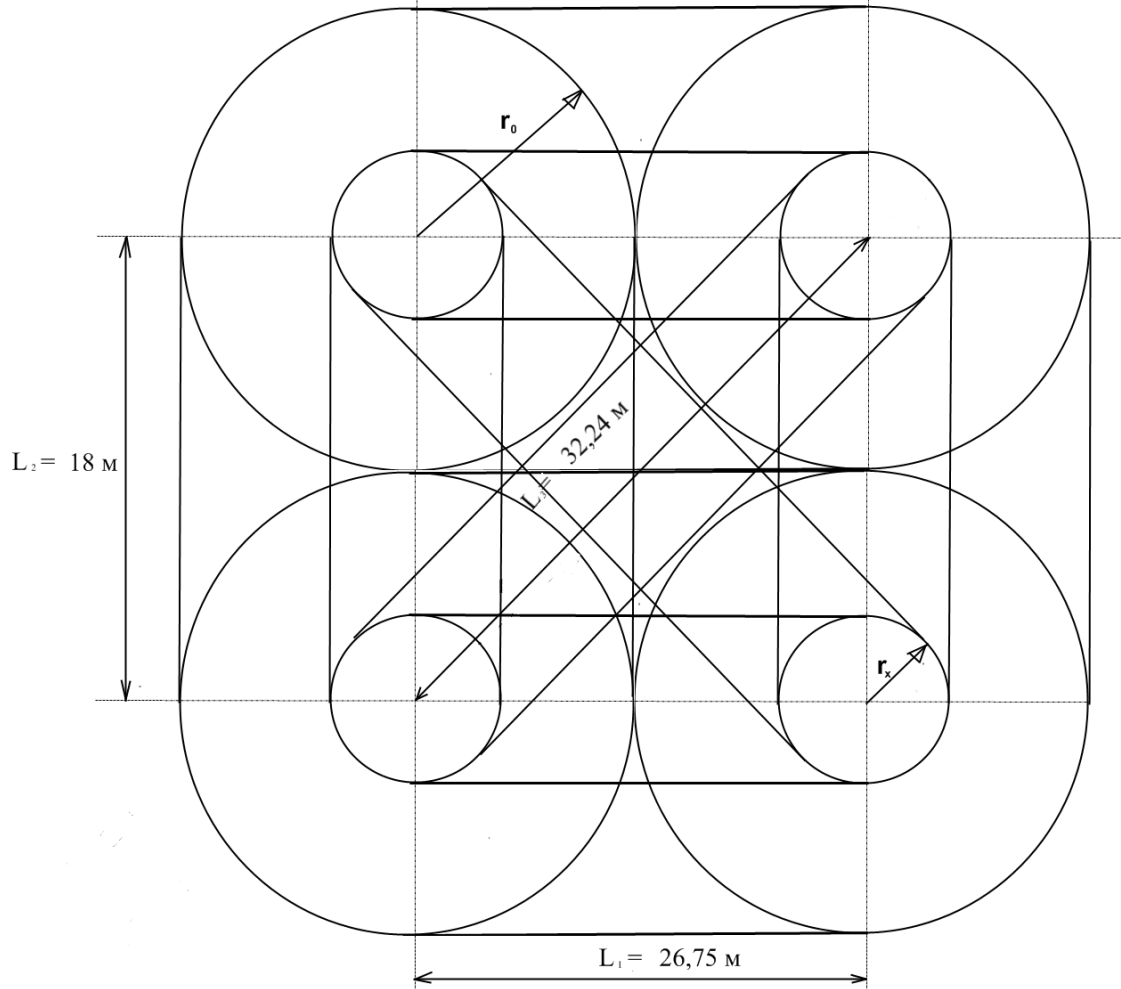
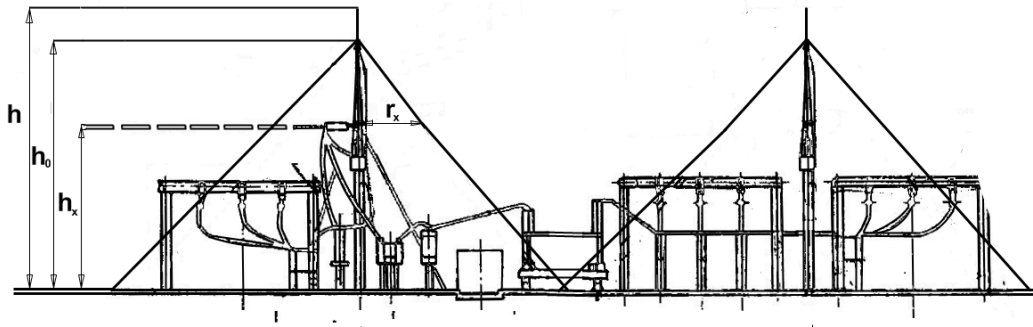


Рисунок 20 – Зоны защиты стержневых молниеотводов

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x , м

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (5.1)$$

где r_0 – радиус конуса защиты, м; h_0 – высота конуса защиты, м.

$$h_0 = 0,72h. \quad (5.2)$$

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Перв. примен.

Сл. подв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Радиус конуса защиты:
– при $h = (0-30)$ м

$$r_0 = 0,7h; \quad (5.3)$$

Примем $h = 17$ м, а $h_x = 11,5$ м, тогда

$$h_0 = 0,72 \cdot 17 = 12,24 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,7 \cdot 17 = 11,9 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{11,9(12,24 - 11,5)}{12,24} = 0,72 \text{ м}$$

Два и более молниеотвода можно расположить так, что они будут создавать общую зону защиты значительно больших размеров, чем у одиночных молниеотводов. Такие молниеотводы называются парными (двойными).

Молниеотводы считаются двойными, если выполняется следующее условие:

$$L \leq L_{\max} \quad (5.4)$$

где L – это максимальное расстояние между молниеотводами; L_{\max} – предельное расстояние между двумя молниеотводами, равное

$$L_{\max} = 4,35 \cdot h = 4,35 \cdot 17 = 73,95 \text{ м} \quad (5.5)$$

Максимальное расстояние между молниеотводами $L_1 = 32,24$ м, тогда:

$$L_1 = 32,24 \text{ м} < L_{\max} = 73,95 \text{ м}$$

Условие выполняется, значит молниеотводы можно считать двойными.

Рассчитаем остальные параметры молниезащиты.

$$L_c = 2,25 \cdot h = 38,25 \text{ м} \quad (5.6)$$

Если условие $L \leq L_c$ выполняется, то провеса нет

$$L_1 = 32,24 \text{ м} < L_c = 38,25 \text{ м} \rightarrow \text{Провес отсутствует}$$

$$L_2 = 26,75 \text{ м} < L_c = 38,25 \text{ м} \rightarrow \text{Провес отсутствует}$$

$$L_3 = 18 \text{ м} < L_c = 38,25 \text{ м} \rightarrow \text{Провес отсутствует}$$

$$h_n = \frac{L_c}{2,25} = \frac{38,25}{2,25} = 17 \text{ м} \quad (5.7)$$

6 Экономическая часть проекта

6.1 Расчет капиталовложений в станцию

Для осуществления технико-экономического расчета необходимо составить смету затрат.

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

44

Перв. примен.

Служ. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОН. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Таблица 6.1 – Смета затрат

№	Наименование	Марка	Цена за единицу, тыс. руб	Кол-во	Итого, тыс. руб
1	ФЭ модуль	YL250P-29b	14,7	20000	294000
2	Инвертор	Conext Core XC 630	646	8	5168
3	Трансформатор блочный	Minera-1080/10/0,3/0,3	1900	4	7600
4	Трансформатор связи	TM-4000/110/10 Y1	1660	2	3320
5	Автоматический выключатель	BA75-45	65	8	520
6	Автоматический выключатель	BA56-41	48	8	384
7	Выключатель-разъединитель	Interpact INV2500	157,6	8	1260,8
8	Выключатель-разъединитель	Interpact INV1000	134,8	8	1078,4
9	Ячейка КРУ 10 кВ	К-104М	327	7	2289
10	Элегазовый выключатель 10 кВ	LF1	2350	7	16450
11	Разъединитель 110 кВ	РГНП-110/2000	122,5	14	1470
12	Элегазовый выключатель 110 кВ	LTV145D1/B	2625	4	10500
13	Кабель	АПВВнг(В)-LS 2×800	2,1	10	21

Продолжение таблицы 6.1

14	Кабель	АПВВнг(В)-LS 1×500	1,1	15	16,5
----	--------	--------------------	-----	----	------

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

45

Перв. примен.	15	Кабель	АПВВнг(В)-LS 1×95	0,75	50	37,5
	16	Шины 0,4 кВ	МГМ 50×6	10,7	32	342,4
	17	Шины 10 кВ	МГМ 30×4	8,6	50	430
	18	Шины 110 кВ	АС-70/11	0,15	80	12
	19	Трансформатор тока 10 кВ	ARJP2/N2J	25,3	4	101,2
	20	Трансформатор тока 110 кВ	ТФЗМ-110БШ-У1	287,5	4	1150
	21	Трансформатор напряжения 10 кВ	VRQ3n/S2	7,6	2	15,2
	22	Трансформатор напряжения 110 кВ	ЗНГ-110 У	146	2	292
	23	ОПН	РК-110/88/10/680 УХЛ1	36	2	72
	Итого:					

$\Sigma K = 346530$ тыс.руб.

6.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией станции

Эксплуатационные расходы, тыс. руб.

$$I = I_{\text{зн}} + I_{\text{отч}} + I_{\text{сод}} + I_{\text{цех}}, \quad (6.1)$$

где $I_{\text{зн}}$ – затраты на заработную плату, тыс. руб.; $I_{\text{отч}}$ – отчисления на социальные нужды, тыс. руб.; $I_{\text{сод}}$ – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, тыс. руб.; $I_{\text{цех}}$ – цеховые затраты, тыс. руб.;

В условиях эксплуатации заработная плата определяется согласно штатному расписанию и действующей системы оплаты труда. При планировании заработная плата определяется по штатному коэффициенту.

$$I_{\text{зн}} = N_{\text{уст}} \cdot n_{\text{у}} \cdot \Phi_{\text{мес}}, \quad (6.2)$$

ИНВ. №	ЗЗОН. ИНВ.	ИНВ. №	ПОДПИСЬ И ДАТА	ПОДПИСЬ И ДАТА	ИЗ	ЛИС	№ ДОКУМ.	ПОДП	ДАТ	ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ	ЛИСТ
											46

Перв. примен.

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт; n_y – штатный коэффициент эксплуатационного персонала; $\Phi_{зп}$ – среднемесячная заработная плата, принимаем $\Phi_{зп} = 12$ тыс. руб.

$$n_y = \frac{r}{N_{уст}}, \quad (6.3)$$

где r – численность эксплуатационного персонала.

$$n_y = \frac{20}{5} = 4.$$

Затраты на заработную плату определим по формуле (6,2), тыс. руб.

$$I_{зп} = 5 \cdot 4 \cdot 12 \cdot 12 = 2880.$$

Отчисления на социальные нужды составляют 26 % от заработной платы, тыс. руб.

$$I_{отч} = 0,26 \cdot I_{зп}, \quad (6.4)$$

где $I_{зп}$ – затраты на заработную плату, тыс. руб.

$$I_{отч} = 0,26 \cdot 2880 = 748,8.$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, тыс. руб.

$$I_{сод} = I_a + I_{рем}, \quad (6.5)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.; $I_{рем}$ – затраты на ремонт оборудования, зданий и сооружений, тыс. руб.

Амортизационные отчисления включают в себя затраты на амортизацию производственных зданий, сооружений, оборудования и определяются по установленным нормам амортизации.

Амортизационные отчисления, тыс. руб.

$$I_a = H_a \cdot K, \quad (6.6)$$

Сл. подв. №

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
----	-----	----------	------	-----

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

47

Перв. примен.

где N_a – норма амортизации, принимаем $N_a = 4,3 \%$; K – капиталовложения в станцию, тыс. руб.

$$I_a = 0,043 \cdot 346530 = 14900,8$$

Затраты на ремонт оборудования, зданий и сооружений, тыс. руб.

$$I_{рем} = \varphi_{рем} \cdot K, \quad (6.7)$$

где $\varphi_{рем}$ – расходы на ремонт оборудования, принимаем $\varphi_{рем} = 30 \%$; K – капиталовложения в станцию, тыс. руб.

$$I_{рем} = 0,3 \cdot 346530 = 103959$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования по формуле (6.5), тыс. руб.

$$I_{cod} = 14900,8 + 103959 = 118859,8$$

В условиях проектирования эти две статьи затрат объединяют и рассчитывают по формуле, тыс. руб.

$$I_{цех} = 0,2 \cdot (I_{зп} + I_{отч} + I_a + I_{рем}), \quad (6.8)$$

где $I_{зп}$ – затраты на заработную плату, тыс. руб.; $I_{отч}$ – отчисления на социальные нужды, тыс. руб.; I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.; $I_{рем}$ – затраты на ремонт оборудования, зданий и сооружений, тыс. руб.

$$I_{цех} = 0,2 \cdot (2880 + 748,8 + 14900,8 + 103959) = 24497,72$$

Эксплуатационные расходы по формуле (6.1), тыс. руб.

$$I = 2880 + 748,8 + 118859,8 + 24497,72 = 146986,32$$

6.3 Расчет выработки электроэнергии

Месячная выработка электроэнергии фотоэлектрическими модулями, МВт·ч

Подпись и дата

ИНВ. №

ЗЗОМ. ИНВ.

Подпись и дата

ИНВ. №

Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист
48

$$W = \frac{E \cdot P_{CM} \cdot N}{3,6} \cdot 10^{-6}, \quad (6.9)$$

где E – суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность, МДж/м²; P_{CM} – мощность фотоэлектрического модуля, Вт; N – число фотоэлектрических модулей.

Результаты расчета приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Месячная выработка электроэнергии фотоэлектрическими модулями

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E , МДж/м ²	80	160	345	456	584	636	640	513	341	192	96	58
W , МВт·ч	70,20	150,4	300,8	500,6	550,9	580,8	350,6	300,7	246,0	155,4	65,24	35,52

Выработка электроэнергии за год, МВт·ч

$$W = \sum W_i, \quad (6.10)$$

где W_i – выработка электроэнергии по каждому месяцу, МВт·ч.

$$W = 3307,44.$$

Число часов использования установленной мощности ФЭС, ч/год

$$H_y = \frac{W}{N_{уст}}, \quad (6.11)$$

где W – выработка электроэнергии за год, МВт·ч; $N_{уст}$ – установленная мощность станции, МВт.

$$H_y = \frac{3307,44}{5} = 661,49.$$

6.4 Расчет себестоимости электроэнергии

Себестоимость отпущенной электрической энергии на ФЭС, коп/кВт·ч

Перв. примен.													
Служб. №													
Подпись и дата													
ИНВ. №													
ЗЗОН. ИНВ.													
Подпись и дата													
ИНВ. №													
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ								Лист 49

Перв. примен.	$I_{эз} = \frac{I}{W_{омн}}, \quad (6.12)$ <p>где I – эксплуатационные расходы, коп.; $W_{отп}$ – годовой отпуск электроэнергии с шин станции, кВт·ч.</p>	
	$W_{омн} = W \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{с.н.}}{100}\right), \quad (6.13)$ <p>где W – выработка электроэнергии за год, кВт·ч; $\alpha_{с.н.}$ – расход электроэнергии на собственные нужды.</p>	
Справ. №	$W_{омн} = 3307,44 \cdot \left(1 - \frac{25}{100}\right) \cdot 10^3 = 2480580.$ <p>Себестоимость отпущенной электрической энергии на ФЭС по формуле (6.12), руб/кВт·ч</p>	
	$I_{эз} = \frac{146986,32 \cdot 10^3}{2480580} = 59,25.$	

Подпись и дата	<h3>6.5 Определение основных технико-экономических показателей ФЭС</h3> <p>Удельные капиталовложения, руб./кВт</p>	
	$K = \frac{K}{N_{уст}}, \quad (6.14)$ <p>где K – капиталовложения в станцию, тыс. руб.; $N_{уст}$ – установленная мощность станции, кВт.</p>	
ИНВ. №	$K = \frac{346530 \cdot 10^3}{5000} = 69306.$	
	<p>КПД ФЭС по отпуску электроэнергии, %</p>	
ЗЗом. инв.	$\eta_{фэс} = \frac{W_{омн}}{H_{св} \cdot N_{уст}}, \quad (6.15)$	
Подпись и дата		
ИНВ. №		

где $W_{\text{отп}}$ – годовой отпуск электроэнергии с шин станции, кВт·ч; $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, кВт; $H_{\text{св}}$ – продолжительность светлого времени суток в году, ч.

$$\eta_{\text{фэс}} = \frac{2480580}{4715 \cdot 5000} = 0,106.$$

Основные технико-экономические показатели спроектированной электростанции представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Технико-экономические показатели спроектированной электрической станции

№	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
1	Установленная мощность	МВт	5
2	Число часов использования установленной мощности	ч/год	1139,2
3	Выработка электроэнергии за год	МВт·ч/год	3307,44
4	Максимальная нагрузка собственных нужд	%	25
5	Отпуск электроэнергии с шин станции	МВт·ч/год	2480,58
6	Себестоимость электрической энергии	руб./кВт·ч	59,25
7	Штатный коэффициент	чел./МВт	4
8	Удельные капитальные вложения	руб./кВт	69306
9	КПД ФЭС по отпуску электроэнергии	%	10,6

ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ

Лист

51

Из Лис № докум. Подп Дат

Заключение

Строительство ФЭС связано с высокими капиталовложениями на всех стадиях её сооружения. Развитие данной технологии должно стимулироваться экологическими аспектами, а также уменьшением запасов нефти и угля. Снижение затрат на получение кремния, необходимого для массового производства фотоэлектрических модулей, сделает солнечную энергию конкурентоспособной с традиционной энергетикой.

«Нетрадиционные возобновляемые источники энергии и новые методы её преобразования и аккумуляирования» определены в качестве одной из критических технологий в рамках приоритетных направлений развития науки и техники Российской Федерации, утвержденных Президентом России 30.03.2002 г., № Пр-577 и Пр-578 [17].

Перв. примен.					
Справ. №					
Инв. №					
Зом. инв.					
Инв. №					
Подпись и дата					
Подпись и дата					
Инв. №					
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	
ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ					Лист 52

Список использованных источников

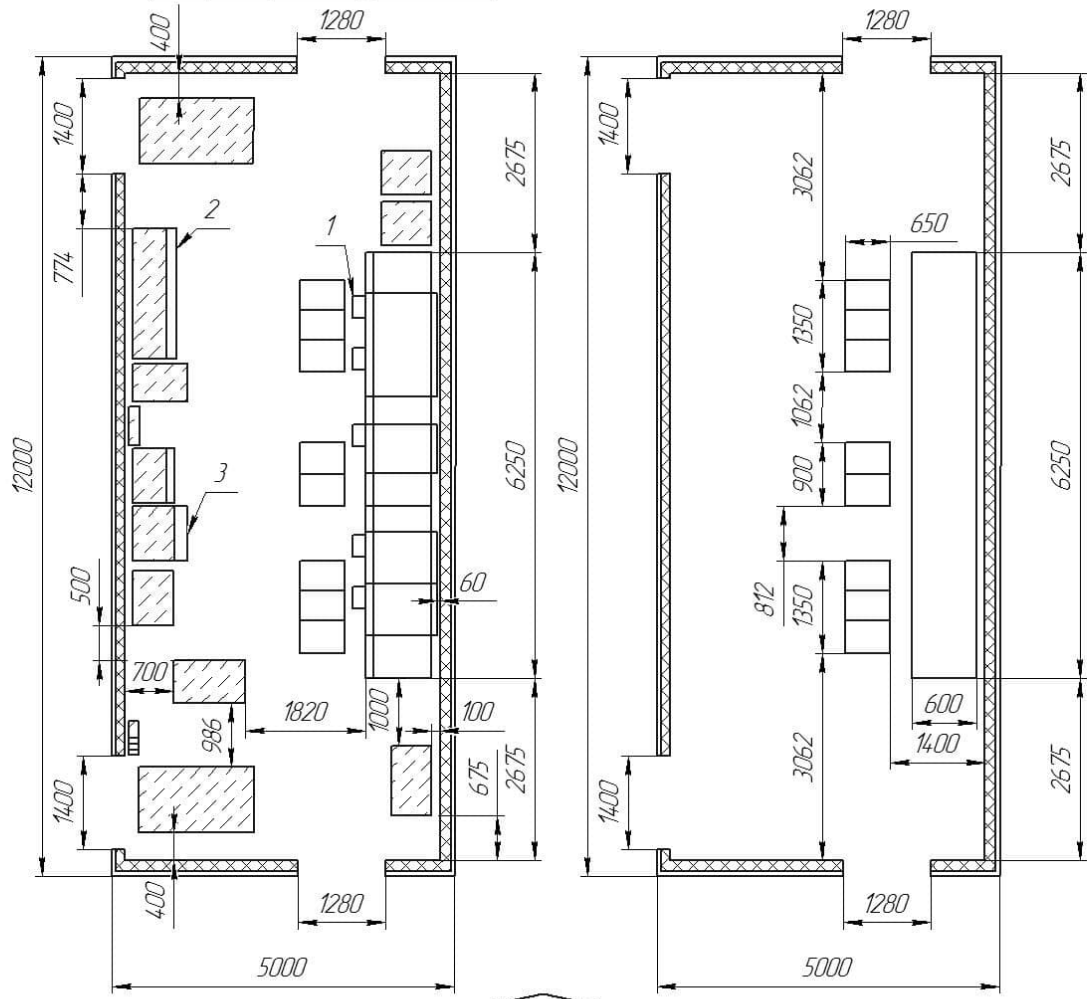
1. Солнечная энергетика. О развитии солнечной энергетике в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energycenter.ru/article/350/36>.
2. Солнечная электроэнергетика. Солнечная генерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Солнечная_энергетика.
3. Фотоэлектрические модули [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://gws-energy.ru/solnechnye-batarei/polikristallicheskie-solnechnye-batarei/>.
4. Сетевые инверторы для крупных коммерческих зданий и электростанций Conext Core XC Series [Электронный ресурс]: – Режим доступа: http://solar.schneider-electric.com/wp-content/uploads/2015/03/conext-core-xc-datasheet-20150202_eng.pdf.
5. Маслонаполненные распределительные трансформаторы Minera [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/60724-minera---dla-nazemnogo-montaza/?parent-category-id=3600&parent-subcategory-id=3630>.
6. Трансформаторы силовые, масляные. Трансформатор 110 кВ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.ielectro.com.ua/gclass-92518.html?docfilter=2#content>.
7. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.
8. Автоматические выключатели, выключатели нагрузки, разъединители на напряжение до 1000 В [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.schneider.ru/catalog.aspx?ob_no=3369.
9. Распределительное оборудование на напряжение 6-35 кВ. LF [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.schneider.ru/catalog.aspx?ob_no=332&d_no=1139.
10. Проектирование электрических станций : учеб. Пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 286 с.
11. Кабель силовой одножильный АПВнг(В)-LS 10 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rekabel.ru/kabel-na-napryazhenie-10-170-kv/kabel-na-srednee-napryazhenie/kabel-silovoy-odnozhilny-ahxcmk-wtc>.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

Перв. примен.					
Сл. подв. №					
Подпись и дата					
ИНВ. №					
ЗЗом. инв.					
Подпись и дата					
ИНВ. №					
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат	ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ
					Лист 53

Перв. примен.	<p>13. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.</p> <p>14. Распределительное оборудование на напряжение 6-35 кВ. Измерительные трансформаторы, pdf (102 Kb) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.schneider.ru/catalog.aspx?ob_no=332&d_no=2941.</p> <p>15. Возовик, В. П. Проектирование главной схемы электрических соединений электростанций: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию / В. П. Возовик, В. А. Тремясов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 131 с.</p> <p>16. Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 288 с.</p> <p>17. Солнечная энергетика. О развитии солнечной энергетике в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://energycenter.ru/article/350/36/.</p> <p>18. Выключатели колонковые элегазовые АBB. Выключатели типа LTB 110кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://library.e.abb.com/public/cf89f96904144ca793e9a0d1c357e978/Buyers%20guide%20LTB%20Russian%20version.pdf.</p> <p>19. Себестоимость электроэнергии. Электростанции будущего [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.chemfive.ru/news/sebestoimost_ehlektronehrgii_ehlektrostancii_budushhego/2016-01-02-635.</p> <p>20. Руководство по эксплуатации разъединителей типа РГН на напряжение 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000083/attfile/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-tipa-rgn-na-napryazhenie-110-kv-trehpolyusnaya-ustanovka.pdf.</p> <p>21. Правила устройства электроустановок шестое и седьмое издание (все действующие разделы) / Минэнерго России. – С.П.: издательство «Сибирское университетское издательство», 2010. – 465 с.</p> <p>22. Трансформатор ТФЗМ-110БШ-У1. Описание. Технические характеристики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ielectro.ru/gelem91337.html.</p> <p>23. Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-110, 220 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.uetm.ru/files/katalog_ZNG-110,22_4.pdf.</p> <p>24. Ограничители перенапряжений 6, 10, 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ess-ltd.ru/elektro/opn6.php.</p>			
	Сл. док. №			
Подпись и дата				
	ИНВ. №			
ЗЗом. инв.				
	Подпись и дата			
ИНВ. №				
Из	Лис	№ докум.	Подп	Дат
ВКР-13.03.02-071312963 ПЗ				Лист 54

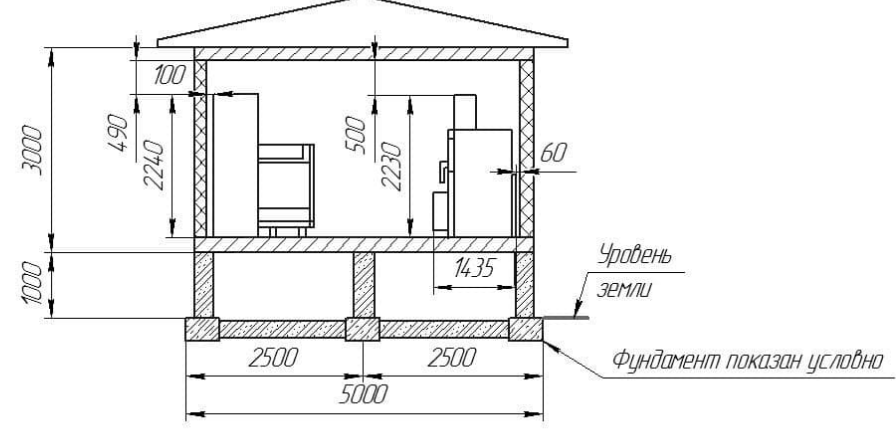
План размещения оборудования 1:75

План размещения проемов 1:75



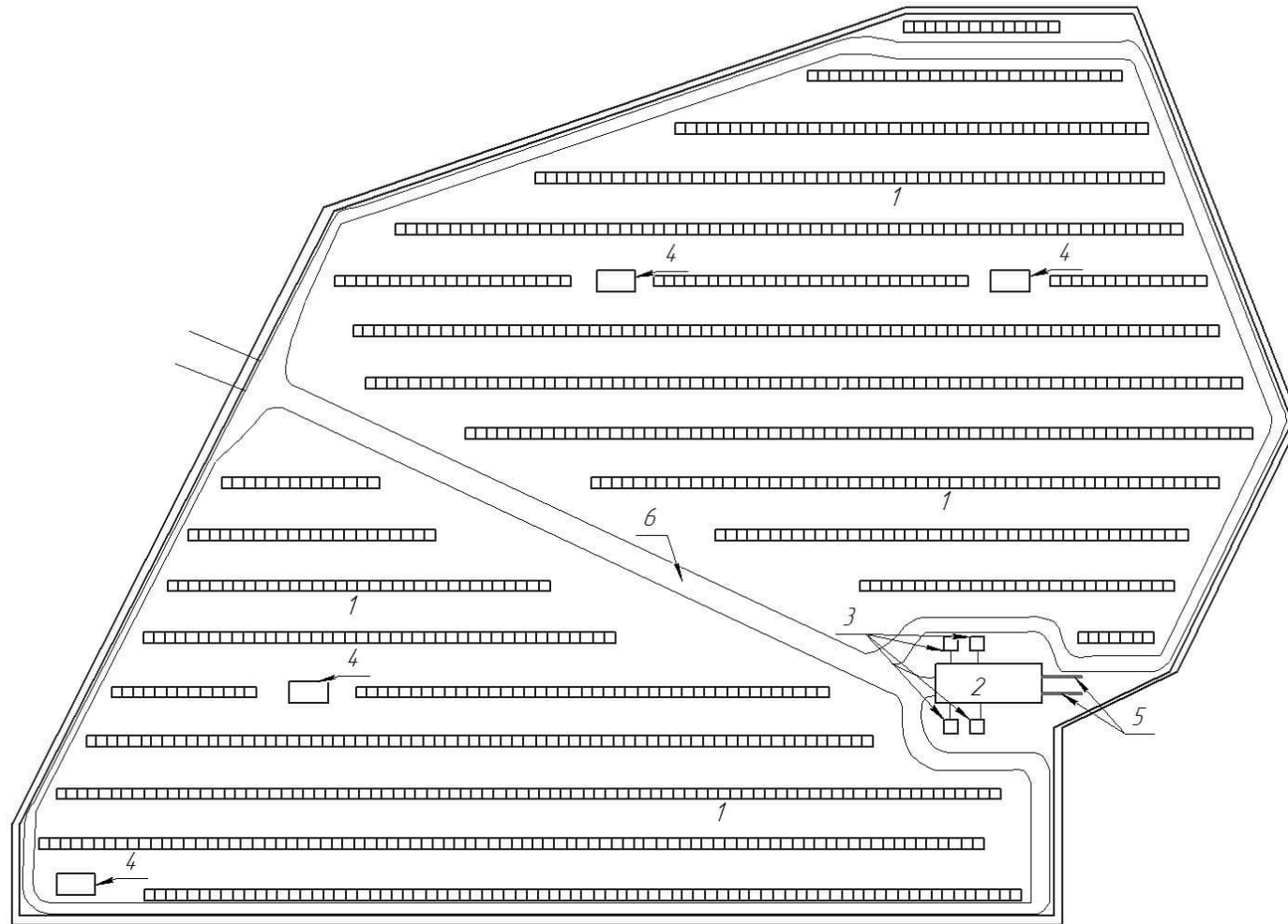
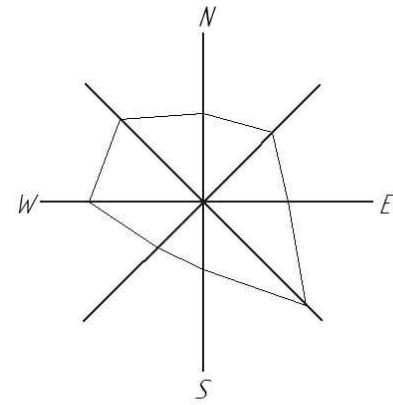
Спецификация

№	Марка обор.	Тип оборудования	Кол-во
1	К-104М	Комплектное распределительное устройство из 7 ячеек	7
2	AR/P2/N2J	Трансформаторы тока	4
3	VRQ3n/S2	Трансформаторы напряжения	2



СФУ ПИ ВКР-13.03.02-071312963				Лист	Масштаб	Масштаб
План и разрез РУ-10 кВ				55	1:75	57
Проект сетей среднего напряжения				СФУ ПИ Котельники		
Холщобал				Формат А2		

Лист № 55
Листов 57
Всего листов 57
Лист № 55
Листов 57
Всего листов 57
Лист № 55
Листов 57
Всего листов 57



- 1 - поле фотоэлектрических модулей
- 2 - РЧ-10 кВ
- 3 - Трансформаторы 10/0,4 кВ
- 4 - шкафы с инверторами и коммутационным оборудованием 0,4 кВ
- 5 - КЛ от РЧ-10 кВ к ГПП 110 кВ
- 6 - автомобильная дорога

Листы: 1/1
 Серия: №
 Взам инв №
 Инв № д/о
 Листы: 1/1
 Взам инв №
 Инв № д/о

				СФУ ПИ ВКР-13.03.02-071312963		
Изд./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Генеральный план станции	Лист	Масштаб
Разработ	Рябов А.С.	И.С.	2017		56	1:500
Проект	Григорьев В.А.	И.С.		Проект сетей солнечной электростанции	Лист	Масштаб
Утверд	Григорьев В.А.	И.С.			57	57
				СФУ ПИ Кафедра "ЭС и ЭЭС"		
				Капирава Формат А2		

СФУ ПИ ВКР-13.03.02-071312963

Лист: общий

Сторона: №

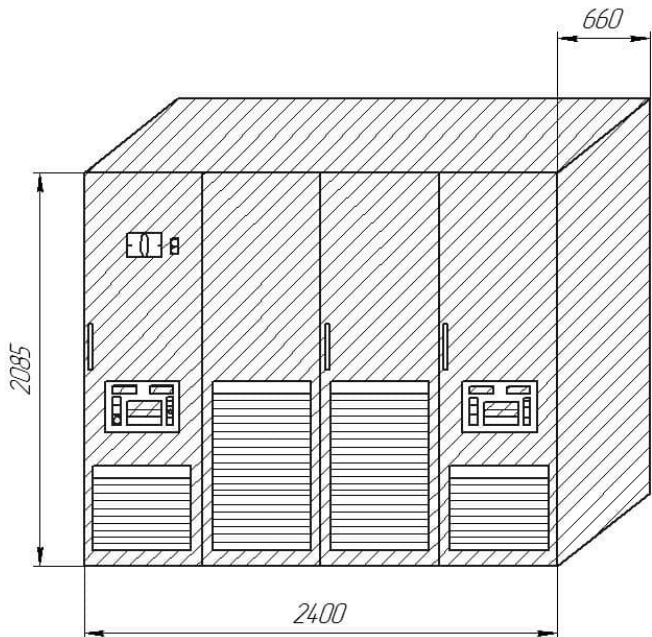
Лист: и дата

Лист: № докум

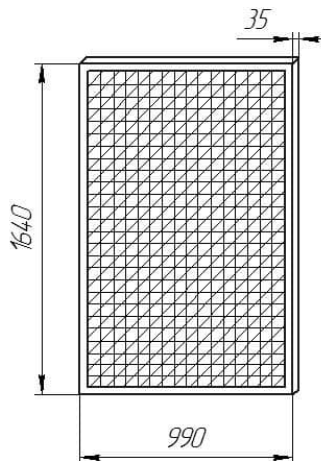
Взам: инв: №

Лист: и дата

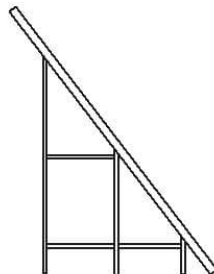
Лист: № докум



Инвертор Schneider Electric - Conext Core XC 630



Фотоэлектрический модуль YL250P-29b



				СФУ ПИ ВКР-13.03.02-071312963		
№ п/п	№ докум	№ докум	№ докум	Общий вид инвертора и фотоэлектрического модуля	Лист	Рисунки
1	1	1	1		120	
2	2	2	2	Проект схемной электрической связи	Лист	Рисунки
3	3	3	3		57	57
4	4	4	4	СФУ ПИ Конфигура "ЖУ-33"		
				Копировал	Формат А3	