

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»

Политехнический институт  
Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ В. И. Пантелейев  
«\_\_\_\_» 2022 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05 – «Электроэнергетические системы и сети»

Тема выпускной квалификационной работы: «Проектирование подстанции  
110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании»

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, учёная степень

В. Н. Гиренков

ициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Червенкова

ициалы, фамилия

Красноярск 2022

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»

Политехнический институт  
Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ В. И. Пантелейев  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

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

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
2

Студенту: Червенковой Елизавете Владиславовне.

Группа: ФЭ18-04Б. Направление (специальность) 13.03.02.05 –  
Электроэнергетические системы и сети.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование подстанции 110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании».

Утверждена приказом по университету № 1150/с от 27.01.2022 г.

Руководитель ВКР кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроэнергетики» Гиренков В.Н.

Исходные данные для ВКР: существующие схемы электрических сетей, расстояния между подстанциями на рассматриваемом районе Красноярской энергосистемы, мощности нагрузок и места их расположения.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР). Расчёт и анализ режимов работы сети. Расчёт токов коротких замыканий. Проектирование подстанции (выбор оборудования, молниезащиты, заземлений).

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей:

чертёж 1 – принципиальная схема;

чертёж 2 – эквивалентная схема замещения с результатами расчётов нормального и вынужденного режимов;

чертёж 3 – главная схема электрических соединений подстанции;

чертёж 4 – план подстанции;

чертёж 5 – разрез ячеек РУ 110, 35кВ;

чертёж 6 – молниезащита подстанции.

Руководитель ВКР

В. Н. Гиренков

Задание принял к исполнению

Е. В. Червенкова

«30» 09. 2021 г.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лис

3

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование подстанции 110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании» содержит 99 страниц текстового документа, 7 приложений, 17 использованных источников, 7 листов графического материала.

**СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА, РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.**

Объект – подстанция ЗДК 110/35/6,0 кВ.

Цели ВКР:

- расчёт режимов работы электрической сети (определение параметров схемы замещения электрической сети; расчёт нормальных и вынужденных режимов работы электрической сети);
- проектирование подстанции с питающей воздушной линией;
- расчёт токов коротких замыканий и выбор оборудования на ПС.

В результате проведённой работы была спроектирована подстанция, выбрано количество и мощность силовых трансформаторов, коммутационная аппаратура, ошиновка распределительных устройств, измерительные трансформаторы и т. д. Рассчитаны установившиеся и ненормальные режимы работы сети, произведён их анализ.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

**BKR 13.03.02.05 ПЗ**

Лис  
4

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. Анализ исходных данных .....	9
1.1. Присоединение ПС ЗДК 110 кВ к Красноярской энергосистеме.....	9
1.2. Цель проектирования ПС .....	10
2. Режим и анализ работы электрической сети .....	10
2.1. Определение параметров схемы замещени .....	12
2.1.1. Определение параметров схемы замещения проектируемой подстанции .....	14
2.2. Анализ напряжений на шинах подстанции .....	17
3. Расчёт токов короткого замыкания .....	19
3.1. Определение параметров прямой последовательности.....	19
3.1.1. Определение параметров нулевой последовательности .....	22
3. 3. Результаты расчётов токов КЗ .....	24
4. Проектирование подстанции .....	27
4.1. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции .....	27
4.2. Выбор схемы распределительного устройства .....	27
4.3. Расчёт токов нормального и максимального режимов в цепях подстанции .....	29
4.3.1. Цепи трансформаторов.....	29
4.3.2. Цепи линий .....	30
4.4. Выбор токоограничивающих реакторов .....	31
4.5. Выбор токоведущих частей .....	32
4.5.1. Выбор токоведущих частей на стороне высшего напряжения 110 кВ	32
4.5.2. Выбор токоведущих частей на стороне среднего напряжения 35 кВ..	34
4.6. Выбор токоведущих частей на стороне низшего напряжения 6 кВ ..	35
4.7. Выбор выключателей .....	40
4.7.1. Выбор выключателей на стороне высшего напряжения 110 кВ .....	42
4.7.2. Выбор выключателей на стороне среднего напряжения 35 кВ .....	44
4.7.3. Выбор выключателя на стороне низшего напряжения 6 кВ .....	45

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

*BKP 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
5

4.8. Выбор разъединителей .....	47
4.8.1. Выбор разъединителей на стороне высшего напряжения 110 кВ.....	48
4.8.2. Выбор разъединителей на стороне среднего напряжения 35 кВ .....	49
4.8.3. Выбор разъединителей на стороне низшего напряжения 6 кВ .....	50
4.9. Выбор контрольно-измерительных приборов и измерительных трансформаторов .....	50
4.10. Выбор трансформаторов тока .....	52
4.10.1. Выбор трансформаторов тока на стороне высшего напряжения 110 кВ .....	53
4.10.2. Выбор трансформаторов тока на стороне среднего напряжения 35 кВ .....	56
4.10.3. Выбор трансформаторов тока в отходящих линиях на стороне среднего напряжения 35 кВ .....	59
4.10.4. Выбор трансформаторов тока на низшего напряжения 6 кВ .....	59
4.10.5. Выбор трансформаторов тока в отходящих линиях на стороне низшего напряжения 6 кВ .....	59
4.10.6. Выбор встроенных трансформаторов тока .....	60
4.11. Выбор трансформаторов напряжения .....	61
4.11.1. Выбор трансформатора напряжения на стороне высшего напряжения 110 кВ.....	62
4.11.2. Выбор трансформатора напряжения на стороне среднего напряжения 35 кВ.....	62
4.11.3. Выбор трансформаторов напряжения на стороне низшего напряжения 6 кВ.....	64
4.12. Выбор трансформаторов собственных нужд .....	66
4.13. Защита от волн, приходящих с линий электропередач .....	69
4.13.1. Выбор ОПН для защиты обмотки высшего напряжения трансформатора .....	69
4.13.2. Выбор ОПН для защиты обмотки среднего напряжения трансформатора .....	72
4.13.3 Выбор ОПН для защиты обмотки низшего напряжения трансформатора .....	73
5 Безопасность проекта .....	74

5.1. Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением .....	75
5.2. Расчёт заземляющих устройств .....	77
5.2.1. Расчёт заземления на подстанции ЗДК .....	77
5.2.2. Расчёт заземляющих устройств открытого распределительного устройства 35 кВ .....	83
5.2.3. Расчёт молниезащиты.....	85
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>89</b>
Приложение А .....	90
Приложение Б.....	91
Приложение В.....	92
Приложение Г.....	93
Приложение Д.....	94
Приложение Ж.....	95
Приложение З.....	96

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
7

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электрическая энергия является основным видом энергии, используемой на золотодобывающих предприятиях. Основные источники электроснабжения золотодобывающих предприятий – это электрические сети распределительных сетевых компаний и автономные электростанции собственных нужд.

В рамках энергоснабжения функционально выделяются следующие подсистемы: генерация (электростанции, котельные, газогенераторные и компрессорные станции, насосные агрегаты и т. д.); передача и распределение (трубопроводы и сети, распределительные устройства и трансформаторные подстанции); потребление (основные и вспомогательные электрические приёмники). Системы электроснабжения (СЭС), как и другие объекты должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям. Они должны обеспечивать требуемую надежность, быть удобными в эксплуатации и безопасными в обслуживании, обладать гибкостью, обеспечивающей оптимальный режим эксплуатации в нормальных условиях и близких к ним в послеаварийных.

В выпускной квалификационной работе приводится вариант оптимального проектирования подстанции для электроснабжения золотодобывающей компании на основе существующих нормативных документов, как базы накопленного эксплуатационного, организационного и технологического опыта предыдущих поколений энергетиков.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат
----	-----	----------	---------	-----

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
8

## **1. Анализ исходных данных**

### **1.1. Присоединение ПС ЗДК 110 кВ к Красноярской энергосистеме**

Энергосистема Красноярского края входит в состав Объединённой энергосистемы Сибири (ОЭС Сибири).

В энергосистему Красноярского края входит 19 электростанций суммарной установленной мощностью 15833,8 МВт. Три из них (Назаровская ГРЭС, Канская ТЭЦ, Красноярская ТЭЦ-1) входят в группу ООО «Сибирская генерирующая компания» в составе которой также находится АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», которое управляет электрическими станциями Красноярская ТЭЦ-2, Красноярская ТЭЦ-3, Минусинская ТЭЦ. Красноярская ГЭС принадлежит АО «ЕвроСибЭнерго», Богучанская ГЭС ПАО «Богучанская ГЭС», Берёзовская ГРЭС является филиалом ПАО «Юнипро», Красноярская ГРЭС-2 ПАО «ОГК-2». Остальные электростанции являются электростанциями промышленных предприятий: ГТЭС Ванкорская – ООО «РН-Ванкор», ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск», ТЭЦ АО «АНЗП ВНК», ТЭЦ ООО «ТеплоСбытСервис», Енашминская ГЭС – ООО «Енашминская ГЭС», а также 4 электростанции, принадлежащие ПАО «Полюс» (ТЭЦ-1, 2 ПАО «Полюс», ДЭС-1, 2 ПАО «Полюс»).

От ПС 110 кВ Новая Еруда по двухцепной ВЛ 110 кВ С-655, С-656 осуществляется электроснабжение потребителей АО «Полюс» (ПС 110 кВ Олимпиадинская, ПС 110 кВ ЗИФ-1,2, ПС 110 кВ ЗИФ-3).

В выпускной квалификационной работе приводится вариант подключения проектируемой подстанции 110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании к энергосистеме Северного энергорайона Красноярского края.

Примем для обозначения подстанции для энергоснабжения золотодобывающей компании в дальнейшем «ПС ЗДК 110 кВ».

Питание ПС ЗДК 110 кВ планируется осуществлять отпайкой от двухцепной линии ВЛ Тайга 110 кВ – ПС ГОК 110 кВ.

В качестве исходных данных для проектирования ПС ЗДК 110 кВ принимаем значения мощностей нагрузок зимнего максимума и летнего минимума, сведённые в таблицу 1.1.

Таблица 1.1. Значение мощностей нагрузок

Период нагрузки	Полная мощность нагрузки, МВА
Зимний максимум	38,0+j15,2
Летний минимум	30,8+j12,3

Проектируемая ПС небольшой мощности и при расчётах режима не будет оказывать влияние на значение напряжения в отдалённых узлах сети.

За систему примем ПС 220 кВ Приангарская, так как это ближайшая подстанция к Богучанской ГЭС, от электростанции которой будем производить подключение ПС 110 кВ ЗДК. Рассматриваемая схема присоединения ПС 110 кВ ЗДК к сети Северо-Енисейского энергорайона, включает в себя ряд подстанций, таких как: ПС ГОК, ПС Благодатнинская, ПС Нойбинская, ПС Высокое и тд.

На чертеже №1 представлена упрощённая схема электрической сети.

## 1.2. Цель проектирования ПС

В выпускной квалификационной работе целью является вариант оптимального проектирования подстанции для электроснабжения золотодобывающей компании напряжением 110/35/6 кВ.

Золотодобывающая промышленность – объединяет в себе все процессы, связанные с проведением геологоразведочных работ, разработкой месторождений и получением металла из руды.

Основные производственные подразделения, нуждающиеся в электроснабжении:

1. Подразделение по добыче полезных ископаемых (карьеры, шахты, рудники и т.д.);
2. Транспортное подразделение, предназначенное для доставки на обогатительную фабрику;
3. Подразделение по переработке добытого полезного ископаемого;
4. Подразделение по сортировке.

С учётом электроснабжения всех подразделений, проектируется подстанция.

## 2. Режим и анализ работы электрической сети

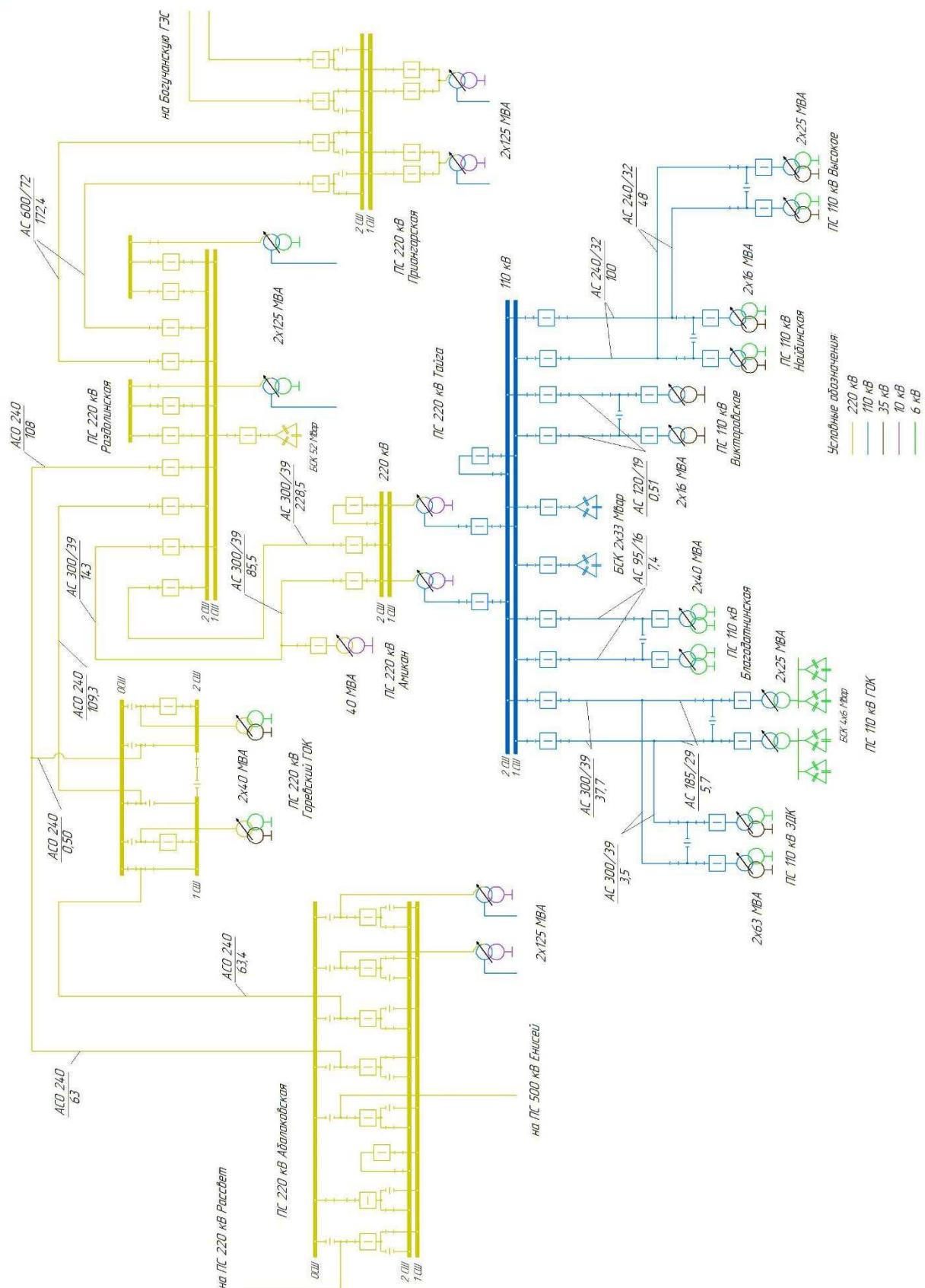
Электрические расчёты сети 110 кВ выполнены для проверки пропускной способности действующих и выбора параметров ВЛ, подстанции. Расчёты электрического состояния электрической системы выполняются на ЭВМ с помощью программно-математического комплекса расчёта установившихся режимов электроэнергетических сетей *RastrWin3*.

Схема присоединения подстанции 110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании к сети Северо-Енисейского энергорайона представлена на рисунке 1.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
10



<i>Из</i>	<i>Лис.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Лат.</i>
-----------	-------------	--------------------	----------------	-------------

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

11

Рисунок 1. Схема электроснабжения Северо-Енисейского энергорайона

## 2.1. Определение параметров схемы замещения

Для расчётов используем схему внешнего электроснабжения Северо-Енисейского района. В схеме замещения в качестве источника мощности и шин неизменного напряжения выступают шины 220 кВ ПС Приангарская.

Рассмотрим схемы замещения отдельных элементов [2, С. 71, 108].

Схема замещения ВЛ 110–220 кВ представлена на рисунке 2.1.

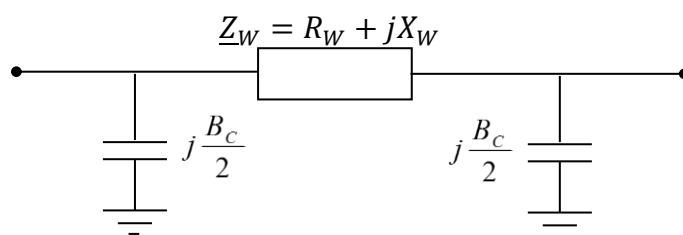


Рисунок 2.1. П-образная схема замещения ВЛ 110 – 220 кВ

## Сопротивления линий электропередачи, Ом

$$\underline{Z}_W = R_W + jX_W = \frac{(r_0 + jx_0)}{n_u} \cdot l_W ,$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления линий, Ом/км [12, С. 87-88];

$l_W$  – длина линии, км;

$n_u$  – количество цепей, шт.

Ёмкостная проводимость поперечной части схемы замещения, мкСм

$$B_C = b_0 \cdot l_W \cdot n_u,$$

где  $b_0$  – удельная проводимость линии [12, С. 87-88], См/км.

Расчёты параметров линии электропередачи представим в таблице 2.1.

ЛЭП	Длина, км	Кол. цепей $n$ , шт	Марка провода	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$Z_0 = (r_0 + jx_0)$ , Ом	$Z_w$ , Ом	$B \cdot 10^{-6}$ , См
1-2	173	2	AC 600/72	2.80	0.0875+j0.469	9.48+j70.6	475

2-4	180	2	AC 300/39	2,64	0,0975+j0,429	14,0+j43,7	303
-----	-----	---	-----------	------	---------------	------------	-----

Продолжение таблицы 2.1

4-5	63	2	AC 300/39	2,64	0,0975+j0,429	8,24+j25,7	177
2-7	229	2	AC 300/39	2,64	0,0975+j0,429	9,23+j36,7	603
10-11	7,4	2	AC 95/16	2,61	0,330+j0,397	2,40+j3,20	19,3
10-16	0,51	2	AC 120/19	2,66	0,270+j0,391	0,14+j0,22	1,4
10-17	100	2	AC 240/32	2,81	0,118+j0,435	3,0+j40,4	281
17-18	48	2	AC 240/32	2,81	0,118+j0,435	6,24+j19,4	135
10-12	5,7	2	AC 185/29	2,75	0,132+j0,378	4,08+j16,2	99,5
19-13	3,5	2	AC 300/39	2,64	0,0975+j0,429	0,38+j1,50	9,3

Схема замещения трёхобмоточного трансформатора представлена на рисунке 2.2.

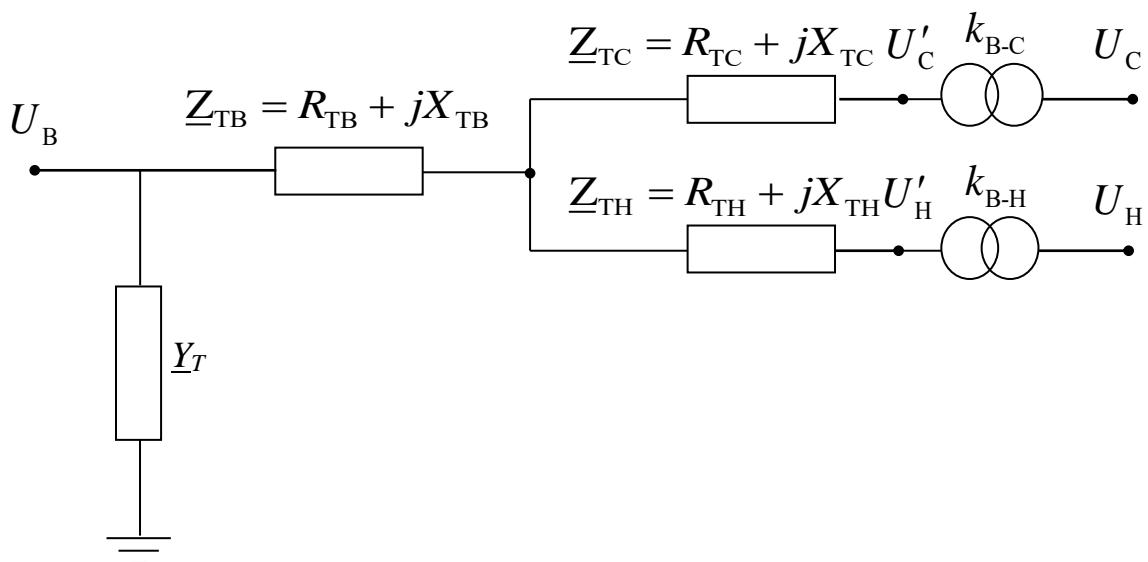


Рисунок 2.2. Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Параметры трансформатора на ПС ЗДК 110 кВ представлены в таблице 2.2 [4, с. 692].

Таблица 2.2. Параметры трансформатора ТДТН-63000/110

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Каталожные данные								
		$U_{ном},$ кВ			$u_k, \%$			$p_K,$ кВт	$p_X,$ кВт	$I_X, \%$
		В	С	Н	ВС	ВН	СН			
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6	10,5	17	6	310	70	0,85

Продолжение таблицы 2.2.

Тип	$q_X$ , квар	Расчётные данные					
		$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом		
		В	С	Н	В	С	Н
ТДТН-63000/110	536	0,52	0,52	0,52	22,6	0	13,1

Индуктивная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{I_X \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1,0 \cdot 63,0}{100 \cdot 115^2} = 47,66 \text{ мкС}, \quad (2.3)$$

где  $I_X$  – ток холостого хода трансформатора, %.

Активная проводимость трансформатора:

$$G_T = \frac{P_X}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^3 = \frac{70,0}{115^2} \cdot 10^3 = 5,29 \text{ мкС}, \quad (2.4)$$

где  $P_X$  – потери холостого хода трансформатора, кВт.

### 2.1.1. Определение параметров схемы замещения проектируемой подстанции

Так как электропередача содержит нагрузки проходных и отпаечных подстанций, то расчёт установившегося режима необходимо выполнить для двух характерных периодов потребления электроэнергии – зимний максимум и летний минимум этих нагрузок.

Таблица 2.3. Расчётные нагрузки подстанции

Характерный период нагрузок	Нагрузка, МВА					
	ПС ЗДК сторона СН	ПС ЗДК сторона НН	ПС Тайга	ПС Благодатнинская	ПС Викторовское	ПС Нойбинская
Зимний максимум	38,0+j15,2	3,0+j1,2	0,2+j0,8	42,2+j18,0	9,4+j5,2	5,0+j2,6
Летний минимум	30,8+j12,3	2,4+j1,0	0,1+j0,2	16,0+j6,40	3,7+j1,9	2,0+j1,0

Продолжение таблицы 2.3.

Характерный период нагрузок	Нагрузка, МВА			
	ПС Высокое	ПС Раздолинская	ПС Горевский ГОК	ПС Абалаковская
Зимний максимум	26,0+j9,40	25,2+j50,3	31,1+j12,0	102+j46,2
Летний минимум	10,1+j4,0	2,0+j1,8	10,7 +j4,8	70,0+j17,9

Схема замещения с расчётом режимов электрической сети показана на рисунке 2.3.

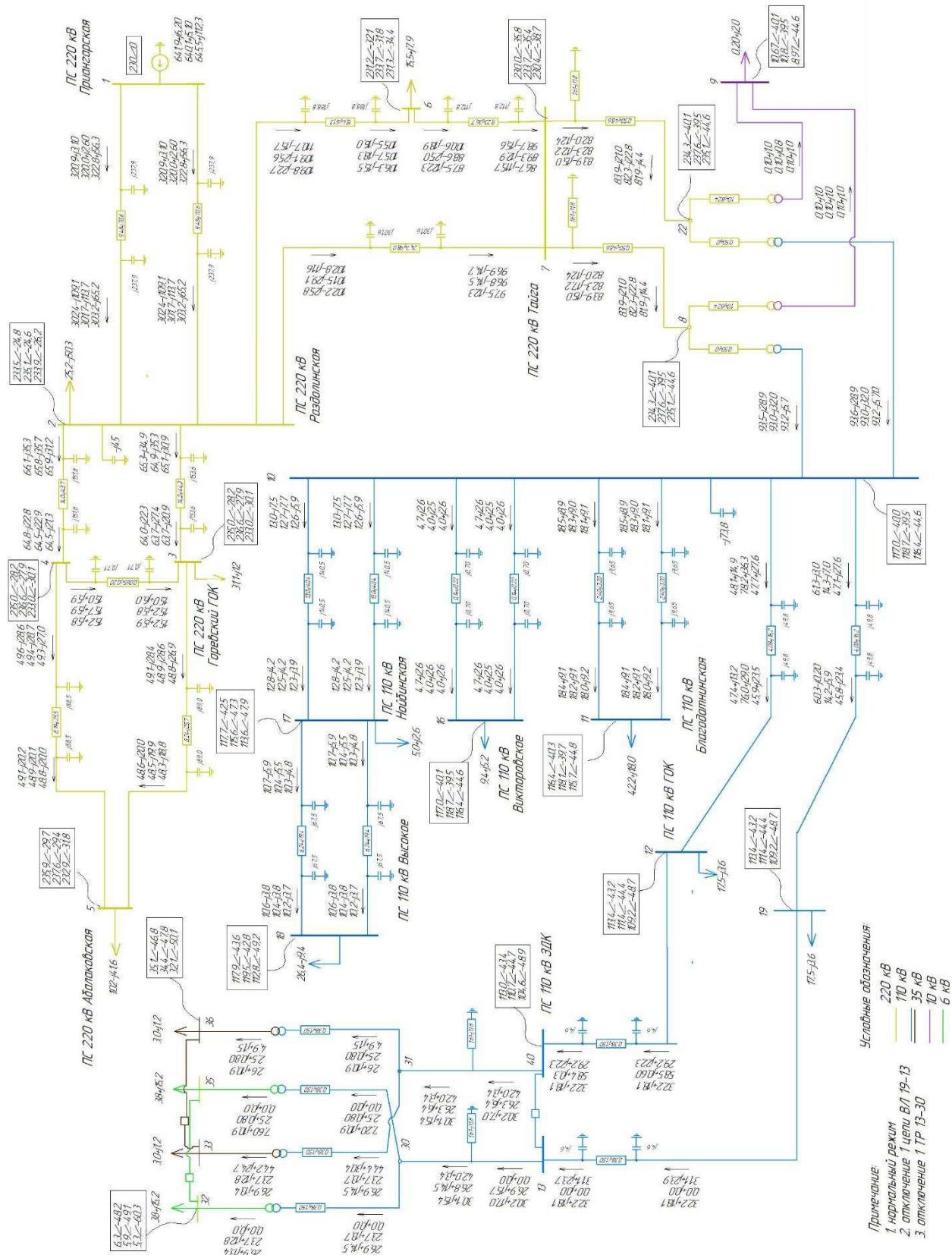


Рисунок 2.3. Схема замещения электрической сети

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Из	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Лист
					16

## 2.2. Анализ напряжений на шинах подстанции

В данной работе выполнены расчёты режимов сети с учётом ПС в нормальном и вынужденном режимах (приложение А, Б, В, Г, Д, Е). Под нормальным режимом считаем нахождение всех элементов рассматриваемой сети в работе, под вынужденным – отключение одного трансформатора, линии на ПС ЗДК 110 кВ. Расчётные напряжения представлены в таблицах 2,4 2,5 и 2,6.

Нормальный режим характеризуется допустимыми уровнями напряжения с коэффициентом запаса по напряжению  $k_U > 15 \%$ , в послеаварийном

$$k_U > 10 \%, [9, c.8].$$

$$k_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (2.5)$$

где  $U$  – напряжение в узле в рассматриваемом режиме, кВ;

$U_{\text{кр}}$  – критическое напряжение в узле нагрузки, кВ.

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (2.6)$$

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

Величина допустимых критических напряжений приведена ниже.

На шинах 110 кВ:

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 110 = 77,0 \text{ кВ}$$

На шинах 35 кВ:

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \text{ кВ}$$

На шинах 6 кВ:

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 6,0 = 4,2 \text{ кВ}$$

Таблица 2.4. Нормальный режим (зимний максимум нагрузок)

Наименование	Напряжение, кВ	Коэффициент запаса $k_U$ , %
Напряжение на шинах 110 кВ ПС ЗДК	113,0	43,4
Напряжение на шинах 35 кВ ПС ЗДК	35,1	46,8

Напряжение на шинах 6 кВ ПС ЗДК	6,3	48,2
---------------------------------	-----	------

Таблица 2.5. Вынужденный режим. Отключение линии (зимний максимум нагрузок)

Наименование	Напряжение, кВ	Коэффициент запаса $k_U$ , %
Напряжение на шинах 110 кВ ПС ЗДК	110,7	44,7
Напряжение на шинах 35 кВ	34,4	47,8
Напряжение на шинах 6 кВ	5,9	49,1

Таблица 2.6. Вынужденный режим. Отключение трансформатора (зимний максимум нагрузок)

Наименование	Напряжение, кВ	Коэффициент запаса $k_U$ , %
Напряжение на шинах 110 кВ ПС ЗДК	111,3	44,5
Напряжение на шинах 35 кВ	32,4	50,1
Напряжение на шинах 6 кВ	5,5	60,3

Из таблиц видно, что режимы характеризуются благоприятными уровнями напряжений в нормальном и вынужденном режимах, коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по напряжению  $k_U > 15\%$  в нормальном и  $k_U > 10\%$  в послеаварийном режиме.

Результаты напряжений в других узлах сети представим в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Уровень напряжений на шинах ПС в различных режимах

Наименование подстанции	Напряжение на шинах ВН, кВ			Отключение 1 ТР на ПС ЗДК (зимний максимум)
	Нормальный режим (зимний максимум)	Нормальный режим (летний минимум)	Отключение линии на ПС ЗДК (зимний максимум)	
ЗДК	113,0	114,1	110,7	111,3
Благодатинская	116,4	126,4	118,1	115,7
Викторовское	113,7	126,9	118,7	116,4
Нойбинская	117,7	128,1	117,7	113,6
Высокое	117,9	128,5	117,9	112,8
Тайга	230,0	242,0	233,7	230,4
Раздолинская	233,5	241,2	235,1	233,9
Горевский ГОК	235,0	241,9	236,6	233,0
Абалаковская	235,9	242,3	237,6	232,9

Анализируя представленные результаты, видим, что напряжения во всех узлах находятся в допустимых границах.

### 3. Расчёт токов короткого замыкания

В данном разделе выполнен расчёт токов короткого замыкания на объекте проектирования и в прилегающей сети. Значения токов КЗ приведены к классу напряжения поврежденного узла. На рисунке 3 представлена схема замещения рассматриваемого участка сети. Системой выступает ПС Приангарская 220 кВ, так как принимается в виде шин бесконечной мощности. Расчёт токов коротких замыканий производится на ЭВМ с помощью программы *TKZ 3000*. Для реализации расчётов в программе *TKZ 3000* необходимо составление и ввод в ЭВМ файла исходных данных.

#### 3.1. Определение параметров прямой последовательности

Расчёт параметров производим в именованных единицах.

Сопротивление системы:

$$X_{GS1} = X_{(1)} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{nom1}} = 0,05 \cdot \frac{110^2}{665} = 0,91$$

где  $X_{(1)}$  – сопротивление прямой последовательности системы (исходя из работы «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Красноярского края на период 2019-2023 годов», о.е.;

$S_{nom1}$  – полная мощность системы, определяемая по формуле (3.2), МВ·А;

$U_{cp}$  – средненоминальное напряжение основной ступени (защищаемого элемента), кВ.

Полная мощность системы:

$$S_{nom1} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{663,6^2 + 36,4^2} = 665 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Полное сопротивление:

$$\underline{Z}_{W1} = (R_W + jX_W) \cdot \left( \frac{U_{cp}}{U_{cp,nom}} \right)^2$$

Таблица 3.1. Сопротивление прямой последовательности ЛЭП

Участок сети	Кол. цепей $n$ , шт	$\underline{Z}_W$ , Ом	$U_{cp}$ , кВ	$U_{cp,nom}$ , кВ	$\underline{Z}_{W1}$ , Ом
1–2	2	$9,48 + j70,6$	115	230	$2,37 + j17,6$

Продолжение таблицы 3.1.

2–3	1	$14,2 + j44,3$		115	$3,55 + j11,1$
2–4	1	$14,0 + j43,7$			$3,50 + j10,9$
3–4	1	$0,065 + j0,20$			$0,016 + j0,05$
3–5	1	$8,24 + j25,7$			$2,06 + j6,42$
4–5	1	$8,19 + j25,5$			$2,05 + j6,38$
2–6	1	$15,4 + j61,3$			$3,85 + j15,3$
2–7	1	$24,7 + j98,0$			$6,18 + j24,5$
6–7	1	$9,23 + j36,7$			$2,31 + j9,18$
10–11	2	$2,40 + j3,20$			$2,40 + j3,20$
10–12	1	$4,08 + j16,2$			$4,08 + j16,2$
10–19	1	$4,08 + j16,2$			$4,08 + j16,2$
10–16	2	$0,14 + j0,22$			$0,14 + j0,22$
10–17	2	$13,0 + j40,4$			$13,0 + j40,4$
12–14	1	$0,38 + j1,50$			$0,38 + j1,50$
19–13	1	$0,38 + j1,50$			$0,38 + j1,50$
17–18	2	$6,24 + j19,4$			$6,24 + j19,4$

Сопротивление автотрансформаторов:

$$u_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (u_{\text{B}-\text{C}} + u_{\text{B}-\text{H}} - u_{\text{C}-\text{H}}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5 ;$$

$$u_{\text{KC}} = 0,5 \cdot (u_{\text{B}-\text{C}} + u_{\text{C}-\text{H}} - u_{\text{B}-\text{H}}) = 0,5 \cdot (11 + 19 - 31) = 0 ;$$

$$u_{\text{KH}} = 0,5 \cdot (u_{\text{C}-\text{H}} + u_{\text{B}-\text{H}} - u_{\text{B}-\text{C}}) = 0,5 \cdot (19 + 31 - 11) = 19,5 ;$$

$$X_{\text{AT}}^{\text{B}} = \frac{u_{\text{KB}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{115^2}{125} = 12,16 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{AT}}^{\text{C}} = \frac{u_{\text{KC}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{125} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{AT}}^{\text{H}} = \frac{u_{\text{KH}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{115^2}{125} = 20,6 \text{ Ом};$$

$$u_{\text{KB}} = 0,5 \cdot (u_{\text{K,B}-\text{C}} + u_{\text{K,B}-\text{H}} - u_{\text{K,C}-\text{H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6,0) = 10,75 \% ;$$

$$u_{\text{KC}} = 0,5 \cdot (u_{\text{K,B}-\text{C}} + u_{\text{K,C}-\text{H}} - u_{\text{K,B}-\text{H}}) = 0,5 \cdot (6,5 + 10,5 - 17,5) \approx 0 \% ;$$

$$u_{\text{KH}} = 0,5 \cdot (u_{\text{K,C}-\text{H}} + u_{\text{K,B}-\text{H}} - u_{\text{K,B}-\text{C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6,0 - 10,5) = 6,25 \% ;$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
20

Тогда сопротивления трансформаторов:

$$X_{B,T1} = X_{B,T2} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,6 \text{ Ом} ;$$

$$X_{C,T1} = X_{C,T2} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 0 \text{ Ом} ;$$

$$X_{H,T1} = X_{H,T2} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 13,1 \text{ Ом} ;$$

Индуктивные сопротивления нагрузок вычисляются по следующим формулам:

при напряжении сети 35 кВ и более

$$X_H = 0,45 \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном.H}} ;$$

при напряжении сети менее 35 кВ

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном.H}} .$$

Активное сопротивление нагрузок:

$$R_H = \frac{X_H}{2,5} .$$

Таблица 3.2. Сопротивления нагрузок схемы замещения

Ветвь нагрузки	Напряжение сети, кВ	Полная мощность, МВА	Модуль полной мощности, МВА	Активное сопротивление $R_H$ , Ом	Индуктивное сопротивление $X_H$ , Ом
3 – 24	230	$31,1 + j12,0$	33,3	71,4	178,5
5 – 23	230	$102 - j41,6$	110,2	21,6	54,0
6 – 25	230	$15,5 + 7,9$	17,4	137	342
11 – 28	115	$42,2 + j18,0$	45,9	51,9	130
16 – 27	115	$9,4 + j5,2$	10,7	222	554
17 – 29	115	$5,0 + j2,6$	5,6	422	1056
18 – 30	115	$26,4 - j9,4$	28,0	85,0	212
13 – 33	115	$85,0 + j6,6$	85,3	27,9	69,8

Продолжение таблицы 3.2.

9 – 26	10,5	$0,20 + j2,0$	2,01	921	2303
19-32	110	$17,5 - j3,6$	17.9	133	333
12-31	110	$17,5 - j3,6$	17.9	133	333

– для одноцепных воздушных линий со стальными грозозащитными тросами

$$\frac{X_{(0)}}{X_{(1)}} = 3,0 ;$$

– для двухцепных воздушных линий со стальными грозозащитными тросами

$$\frac{X_{(0)}}{X_{(1)}} = 4,7 ;$$

– для системы  $GS$

$$X_{(0)} = 0,040 ;$$

$$X_{GS0} = X_{(0)} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{hom1}} = 0,040 \cdot \frac{110^2}{665} = 0,73 ;$$

$$X_{W0} = X_{W1} \cdot \frac{X_{(0)}}{X_{(1)}} ;$$

### 3.1.1. Определение параметров нулевой последовательности

В схеме замещения нулевой последовательности сопротивления обмоток трансформаторов не изменяются, а сопротивления системы  $GS$  и ЛЭП необходимо пересчитать.

Активные сопротивления линий токов нулевой последовательности определяются по выражениям, Ом

$$R_{W0} = (r_0 + 0,15) \cdot l \cdot \left( \frac{U_{cp}}{U_{cp,nom}} \right)^2 ; \quad (3.1)$$

Сопротивления нулевой последовательности ВЛ сведём в таблицу 3.3.  
Таблица 3.3. Сопротивления нулевой последовательности ВЛ

Участок сети	Длина, км	Кол. цепей $n$ , шт	$U_{\text{ср.ном}}, \text{kV}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$X_{W1}, \text{Ом}$	$Z_{W0} = R_{W0} + jX_{W0}, \text{Ом}$
1–2	172,4	2	230	0,055	17,6	$8,84 + j82,7$
2–3	109,3	1		0,130	11,1	$7,65 + j52,2$
2–4	108	1		0,130	10,9	$7,56 + j51,2$
3–4	0,5	1		0,130	0,051	$0,040 + j0,24$
3–5	63,4	1		0,130	6,42	$4,44 + j30,2$
4–5	63	1		0,130	6,38	$4,41 + j30,0$
2–6	143	1		0,108	15,3	$9,22 + j71,9$
2–7	228,5	1		0,108	24,5	$14,7 + j115$
6–7	85,5	1		0,108	9,18	$5,51 + j43,2$
10–11	7,4	2	115	0,330	3,20	$3,55 + j15,0$
10–12	37,7	1		0,108	16,2	$9,73 + j76,1$
10–19	37,7	1		0,108	16,2	$9,73 + j76,1$
10–16	0,51	2		0,270	0,22	$0,21 + j1,03$
10–17	100	2		0,130	40,4	$28,0 + j190$
19–13	3,5	1		0,108	1,50	$0,90 + j7,05$
12–14	3,5	1		0,108	1,50	$0,90 + j7,0538$
17–18	48	2		0,130	19,4	$13,4 + j91,2$

Сопротивления нулевой последовательности для кабельных линий и нагрузок принимаются равными 0.

Нагрузку за трансформаторами условно представим кабельными линиями. Длину кабельной линии на 35 кВ примем равной 2,0 километра, а длину КЛ 6 кВ – 0,25 километра. Линии 35 кВ и 6 кВ считаем выполненной кабелем марки АСБ-3×95 и АСБ-3×25 соответственно, характеристики кабелей приведены в таблице 3.3 [4, с. 674].

Таблица 3.4. Характеристики кабелей марки АСБ-3×95 и АСБ-3×25

Номинальное напряжение, кВ	Сечение, $\text{мм}^2$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$
35	95	0,326	0,126
6	25	1,24	0,096

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{\text{кл}12-122} = R_{\text{кл}14-144} = r_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 = 0,326 \cdot 2,00 \cdot \left( \frac{115}{37} \right)^2 = 6,30 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{кл}13-133} = R_{\text{кл}15-155} = r_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\text{cp}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 = 1,24 \cdot 0,25 \cdot \left( \frac{115}{6,3} \right)^2 = 103 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление кабельной линии:

$$X_{\text{кл}12-122} = X_{\text{кл}14-144} = x_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\text{cp}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 = 0,126 \cdot 2,00 \cdot \left( \frac{115}{37} \right)^2 = 2,43 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{кл}13-133} = X_{\text{кл}15-155} = x_0 \cdot l \cdot \left( \frac{U_{\text{cp}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 = 0,096 \cdot 0,25 \cdot \left( \frac{115}{6,3} \right)^2 = 8,0 \text{ Ом}.$$

### 3. 3. Результаты расчётов токов КЗ

В таблицу 3.5 сведём сопротивления нагрузок для расчёта токов КЗ.

Таблица 3.5. Сопротивления нагрузок схемы замещения

Название ПС	Ветвь нагрузки	Напряжение сети, кВ	Полная мощность, МВ·А	Модуль полной мощности, МВ·А	Активное сопротивление $R_H$ , Ом	Индуктивное сопротивление $X_H$ , Ом
ПС Горевский ГОК	3–24	230	$31,1 + j12,0$	33,3	71,4	178,5
ПС Абалаковская	5–23	230	$102 - j41,6$	110,2	21,6	54,0
ПС Амикан	6–25	230	$15,5 + 7,9$	17,4	137	342
ПС Благодатнинская	11–28	115	$42,2 + j18,0$	45,9	51,9	130
ПС Викторовское	16–27	115	$9,4 + j5,2$	10,7	222	554
ПС Нойбинское	17–29	115	$5,0 + j2,6$	5,6	422	1056
ПС Высокое	18–30	115	$26,4 - j9,4$	28,0	85,0	212
ПС Тайга 10 кВ	9–26	10,5	$0,20 + j2,0$	2,01	921	2303
ПС ГОК	12–31	6,3	$17,5 + j7,5$	19,0	97,2	243
ПС ЗДК	33-37	37	$13,5 + j0,1$	13,5	84,2	215
	33-35	6,3	$3,5 + j2,8$	4,48	375	978
	34-41	37	$13,5 + j0,2$	13,5	84,2	215
	34-39	6,3	$5,0 + j2,6$	4,48	375	978

Для выбора электрических аппаратов, устанавливаемых на проектируемой подстанции, необходимо определение токов трёхфазного короткого замыкания наиболее тяжёлого режима, то есть на шинах 110, 35, 6 кВ. Также необходимо определение тока однофазного замыкания на стороне высшего напряжения для расчёта защитного заземления.

Файлы исходных данных и результаты расчётов токов коротких замыканий представлены в приложении Ж.

Следует помнить, что значения токов, полученные в результате расчёта на ЭВМ, приведены к ступени высшего напряжения 115 кВ. Действительные же значения токов КЗ на сторонах 110, 35 и 6 кВ могут быть получены путём домножения на соответствующие коэффициенты трансформации.

Итоговые расчётные данные, полученные в программе TKZ 3000.

Таблица 3.6. Расчётные данные, полученные в программе TKZ 3000

$I_{K1}$	$I_{K2}$	$I_{K3}$	$I_{K1}^{(1)}$
кА	кА	кА	кА
2,41	5,29	19,5	1,14

где  $I_{K1}$ , максимальный трехфазный ток КЗ на шинах ВН,

$I_{K2}$ , максимальный трехфазный ток КЗ на шинах СН,

$I_{K3}$ , максимальный трехфазный ток КЗ на шинах НН,

$I_{K1}^{(1)}$ , максимальный однофазный ток КЗ на шинах ВН

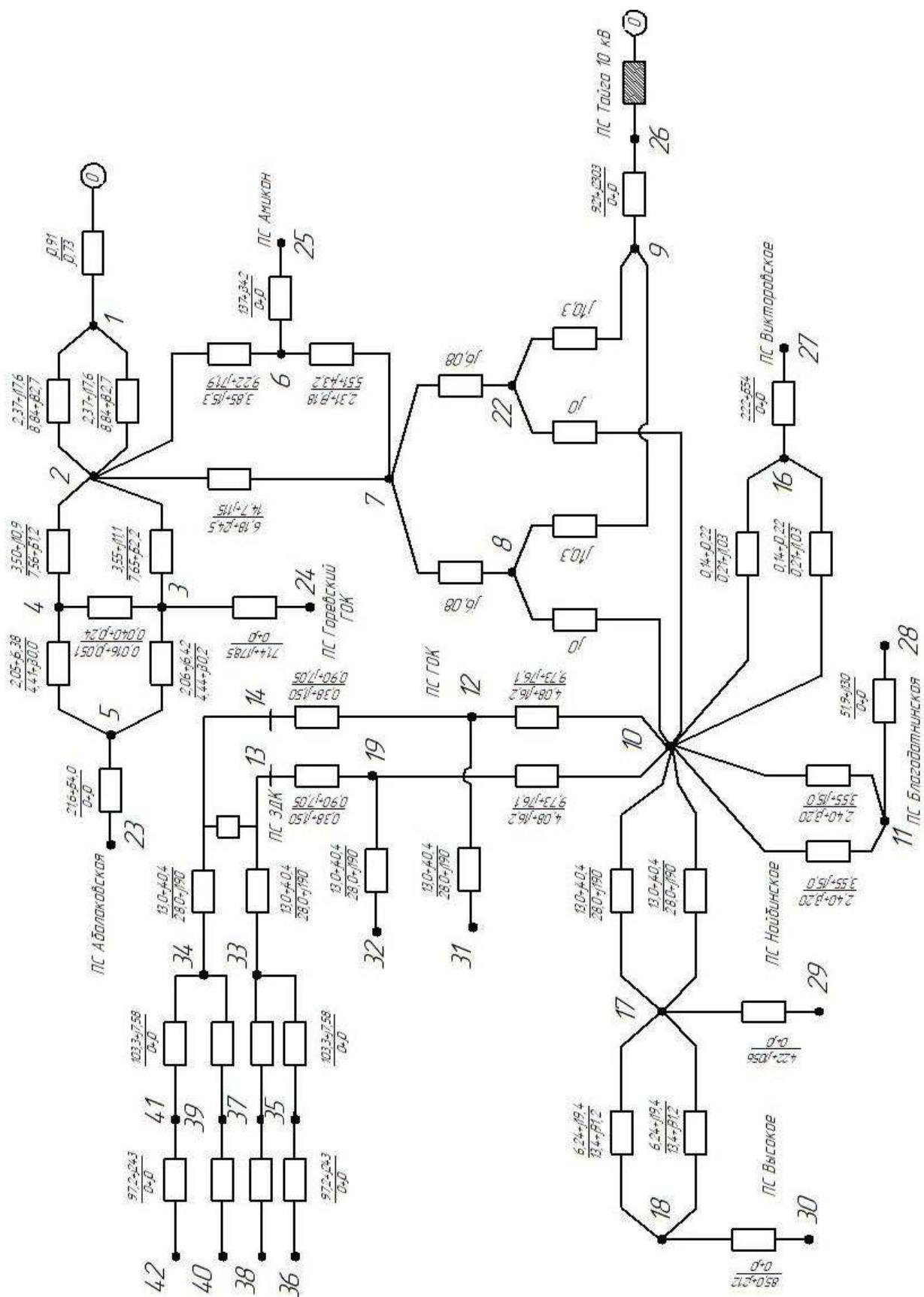


Рисунок 3. Схема замещения прямой и нулевой последовательности сети

<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Лат</i>

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
26

## 4. Проектирование подстанции

### 4.1. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

Для электроснабжения потребителей I и II категории на подстанцию ПС ЗДК устанавливаются два трансформатора. По результатам расчётов электроэнергетических режимов максимальная мощность, протекающая по трансформатору ПС 110 кВ ЗДК в аварийном режиме (приложение В), составляет 53,3 МВА, что подтверждает необходимость применения трансформаторов мощности – 2х63 МВА.

Выберем трансформатор на ПС ЗДК ТДТН 63000/110.

Выбранный трансформатор проверим по коэффициенту оптимальной загрузки в нормальном режиме  $k_3^{\text{опт}} = 0,6\text{--}0,7$  по формуле

$$k_3 = \frac{S}{n_T \cdot S_{\text{номT}}} , \quad (4.1)$$

где  $n_T$  – число работающих трансформаторов,

$$k_3 = \frac{53,3}{2 \cdot 63} = 0,423 ,$$

и по коэффициенту аварийной перегрузки, который, как сказано в [6, с. 91], не должен превышать значения 1,3–1,4

$$k_{av} = \frac{S}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{номT}}} \leq 1,3 - 1,4 ; \quad (4.2)$$

$$k_{av} = \frac{53,3}{(2 - 1) \cdot 63} = 0,85 ; \quad (4.3)$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки.

### 4.2. Выбор схемы распределительного устройства

Основные требования к схемам электрических соединений в соответствии со Стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» [7]:

– обеспечение надёжности электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным связям в нормальном и послеаварийном режимах;

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
27

- учёт перспективы дальнейшего развития;
- учёт возможности расширения;
- учёт требований противоаварийной автоматики;
- обеспечение возможности проведения ремонтных и профилактических работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений;
- возможности и безопасность обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др.

Выбор схемы РУ зависит от числа присоединений. Число присоединений определяется по выражению,

$$n = n_{\text{л}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{лс}},$$

где  $n_{\text{л}}$  – число присоединяемых линий,

$n_{\text{тр}}$  – число присоединяемых трансформаторов,

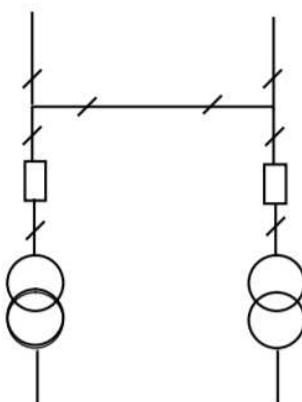
$n_{\text{лс}}$  – число линий связи.

Для ОРУ 110 кВ,

$$n = 2 + 2 = 4.$$

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учётом дальнейшего развития энергосистемы. Схемы выбираются в соответствии с рекомендациями ФСК ЕЭС [7], тип ОРУ подстанций проектируемой ЭС – в зависимости от числа присоединений на подстанции и требуемой надёжности.

Проектируемая подстанция является ответвительной. При напряжении 110 кВ и при количестве присоединений, равное 4, в ответвительной ПС возможно применение схемы блочной схемы – схема 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, представленную на рисунке 6.



Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

Рисунок 6. Принципиальная схема электрических соединений ОРУ 110 кВ

Схема рекомендуется на напряжение 35-220 кВ при 4 присоединениях.

Неавтоматическая перемычка в нормальном режиме разомкнута, она применяется в случае ремонта одного из трансформаторов, либо одной из питающих линий [8].

К достоинствам данной схемы можно отнести:

- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
- экономичность (два выключателя на четыре присоединения);
- простота в обслуживании;
- наглядность;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и как следствие, минимизированы отказы по вине персонала

### 4.3. Расчёт токов нормального и максимального режимов в цепях подстанции

#### 4.3.1. Цепи трансформаторов

На сторонах ВН и НН расчётные токи определим по выражениям, кА

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{номT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (4.4)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{номT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_{max}}} , \quad (4.5)$$

где  $I_{\text{норм}}$  – ток нормального режима;

$I_{\text{max}}$  – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режимов;

$k_3 = 0,7$  – коэффициент загрузки в нормальном режиме работы;

$k_{\text{ав}} = 1,4$  – коэффициент аварийной перегрузки.

На стороне ВН расчётные токи составят:

$$I_{\text{ВНнорм}} = 0,7 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,231 \text{ кA} ;$$

$$I_{\text{ВНmax}} = 1,4 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,463 \text{ кA} .$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

На стороне СН расчётные токи составят:

$$I_{\text{CHнорм}} = \frac{S_{\text{пс.чн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2,24}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,0185 \text{ кА} ; \quad (4.6)$$

$$I_{\text{CHmax}} = \frac{S_{\text{пс.чн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2,24}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,0370 \text{ кА} . \quad (4.7)$$

На стороне НН расчётные токи составят:

$$I_{\text{HHнорм}} = \frac{S_{\text{пс.нн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{33,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,0} = 1,62 \text{ кА} ; \quad (4.8)$$

$$I_{\text{HHmax}} = \frac{S_{\text{пс.нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{33,6}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 3,24 \text{ кА} . \quad (4.9)$$

#### 4.3.2. Цепи линий

Токи в цепях для  $n$  параллельно работающих линий определяются по следующим выражениям [6, С. 215], кА

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (4.10)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{n}{n - 1}_{\text{норм}_{\text{max}}} . \quad (4.11)$$

Определим токи цепей питающих линий:

$$I_{\text{норм}} = \frac{53,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,140 \text{ кА} ;$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{2}{2 - 1} \cdot 0,140 = 0,280 \text{ кА} .$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
30

Найдём токи цепей линий стороны СН:

$$I_{\text{CH норм}} = \frac{2,24}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,0185 \text{ кА}.$$

Найдём токи цепей линий стороны НН:

$$I_{\text{HH норм}} = \frac{33,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,0} = 1,62 \text{ кА}.$$

#### 4.4. Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы выбирают в зависимости от места их установки, по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Так как ток КЗ на стороне НН больше 20 кА, то необходимо установить токоограничивающие реакторы.

Номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки, кВ

$$U_{\text{номLR}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (4.12)$$

$$I_{\text{номLR}} \geq I_{\text{HH max}}; \quad (4.13)$$

$$I_{\text{HH max}} = 3240 \text{ А}$$

$$4000 \geq 3240$$

Выполним проверку по номинальному сопротивлению:

$$x_p \geq x_p^{\text{треб}}, \quad (4.14)$$

$$x_p^{\text{треб}} = x_{\text{рез}}^{\text{треб}} - x_{\text{рез}}, \quad (4.15)$$

$$x_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} I_{\text{п0}}} , \quad (4.16)$$

$$x_p^{\text{треб}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} I_{\text{п0 треб}}}, \quad (4.17)$$

где  $I_{\text{п0}}$  – значение тока короткого замыкания без учета установки токоограничивающего реактора, кА.

$I_{\text{п0 треб}}$  – требуемое значение тока короткого замыкания, составляет

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
31

не более 12,1 кА.

$x_{\text{рез}}^{\text{треб}}$  – рассчитывается исходя из существующих значений токов короткого замыкания.

$$I_{\text{п0 треб}} = 11,08 \text{ кA} ;$$

$$x_{\text{рез}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 26,5} = 0,144 \text{ Ом} ;$$

$$x_{\text{рез}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 12,1} = 0,315 \text{ Ом} ;$$

$$x_p^{\text{треб}} = 0,343 - 0,144 = 0,171 \text{ Ом} .$$

Сопротивление токоограничивающего реактора составляет 0,20 Ом.

$$0,18 \text{ Ом} \geq 0,17 \text{ Ом.}$$

Выбираем к установке токоограничивающий реактор РТОС-10-4000/35.

Исходные данные для выбора оборудования на ПС представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Исходные данные для выбора оборудования на ПС

$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{СН}}$	$U_{\text{НН}}$	$I_{\text{К1}}$	$I_{\text{К2}}$	$I_{\text{К3}}$	$I_{\text{К1}}^{(1)}$	$I_{\text{К3}}^{\text{до прак.}}$
кВ	кВ	кВ	кА	кА	кА	кА	кА
110	35	6,0	2,41	5,29	12,1	1,14	26,5

#### 4.5. Выбор токоведущих частей

##### 4.5.1. Выбор токоведущих частей на стороне высшего напряжения 110 кВ

Согласно [11] сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбираем гибкую ошиновку 110 кВ для присоединения трансформатора Т-1(провод АС-120/19) [6, с. 624]. Характеристики выбранных гибких ошиновок представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Характеристики алюминиевых шин

Радиус провода, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А
7,60	390

Так как шины выполнены неизолированными проводами на открытом воздухе, то проверку по термической стойкости допускается не производить согласно [6, с. 238].

Проверка на электродинамическую стойкость не производится вследствие того, что значение тока трёхфазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения не превышает 20 кА (см. таблицу 4.1) [6, с. 238].

Произведём проверку выбранной марки провода:

– по длительно допустимому току,  $I_{max}^{доп}$

$$280 < 390 ;$$

– для проверки по условию короны по формулам, приведенным в [6, с. 237], определим максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,280}{\sqrt{r}} \right), \quad (4.18)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,280}{\sqrt{0,760}} \right) = 33,4 \text{ кВ/см} .$$

Напряжённость электрического поля около поверхности провода, кВ/см

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r}}, \quad (4.19)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз, см

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (4.20)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис

33

где  $D = 300$  см – расстояние между соседними фазами в ОРУ 110 кВ.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 ;$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,760 \cdot \lg \frac{378}{0,760}} = 19,0.$$

Условие образования короны:

$$1,07E \leq 0,90E_0 ; \quad (4.21)$$

$$1,07 \cdot 19,0 \leq 0,90 \cdot 33,4 ;$$

$$20,3 < 30,1 .$$

Данный провод проходит по всем параметрам.

#### 4.5.2. Выбор токоведущих частей на стороне среднего напряжения 35 кВ

В качестве провода, служащего для выполнения ошиновки ОРУ 35 кВ примем АС 10/1,8 [6, с. 624] (таблица 4.3).

Таблица 4.3. Основные характеристики провода АС 10/1,8

Радиус проводаг, мм	Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}}$ , А
2,5	84

Произведём проверку выбранной марки провода:

– по длительно допустимому току,  $I_{max}^{\text{доп}}$

$$37 < 84;$$

– для проверки по условию короны по формулам, приведённым в [6, с. 237], определим максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,280}{\sqrt{0,250}}\right) = 38,8 \text{ кВ/см} .$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
34

Напряжённость электрического поля около поверхности провода, определим по формуле (4.20) кВ/см.

При горизонтальном расположении фаз, см

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

где  $D = 150$  см – расстояние между соседними фазами в ОРУ 35 кВ;

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 150 = 189;$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,250 \cdot \lg \frac{189}{0,250}} = 17,2.$$

Условие образования короны по формуле (4.21):

$$1,07 \cdot 17,2 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$18,4 < 28,4.$$

Данный провод проходит по всем параметрам.

#### 4.6. Выбор токоведущих частей на стороне низшего напряжения 6 кВ

На сторону 6 кВ устанавливаем КРУ СЭЩ-80 УХЛ3 ОАО «Электрощикит Самара» [10]. В общем случае оно представляет собой отдельно стоящие блок высоковольтных ячеек с коридором управления (блок КРУ), шкаф трансформатора собственных нужд (ТСН) и шкаф ВЧ-связи.

Таблица 4.4. Технические данные КРУ

Номинальное напряжение, кВ	6,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальный ток главных цепей шкафа, А	4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	40
Ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3,0
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Габаритные размеры, мм	
-ширина	1000
-глубина	1650
-высота	2715

Условия выбора КРУ [6, с. 30]:

– по напряжению установки, кВ,

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.22)$$

$$6,0 = 6,0,$$

где  $U_{\text{уст}}$  – напряжение установки, кВ;

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

– длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.23)$$

$$1620 < 4000,$$

$$I_{\text{ном}} \max \quad (4.24)$$

$$3240 < 4000.$$

– электродинамической стойкости,

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.25)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot k_{\text{уд}}; \quad (4.26)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 12,1 \cdot 1,96 = 33,2 \text{ кА},$$

где  $k_{\text{уд}}=1,96$ , тогда имеем

$$33,2 < 102.$$

– термической стойкости:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.27)$$

$$B_K = I_{K2}^2 (t_{\text{откл}} + T_a \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_a}})); \quad (4.28)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
36

$$B_K = 12,1^2 (0,18 + 0,23 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,23}})) = 54,6 \text{ кA}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{теп}}^2 \cdot t_{\text{теп}} = 40,0^2 \cdot 3,0 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с.}$$

Тогда имеем

$$54,6 < 4800 .$$

В закрытых распределительных устройствах 6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жёсткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках [6, с. 218].

Выбираем алюминиевые шину прямоугольного сечения АД 31Т 120×10 [6, с. 624]. Характеристики выбранных алюминиевых шин представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5. Характеристики алюминиевых шин

Размеры шины $h \times b$ , мм	Сечение полосы, $\text{мм}^2$	Допустимый ток, А
120×10	1197	4000

Проверка жестких шин проводится по следующим условиям:

- длительно допустимому току  $I_{\text{max}}^{\text{доп}}$ ,
- термической стойкости  $q \geq q_{\min}$ ,

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение по термической стойкости,  $\text{мм}^2$ ;

$q$  – выбранное сечение шины.

- механической прочности  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ ,

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале, МПа.

Проверим шины 6 кВ по условиям выше:

- по длительно допустимому току,

$$I_{\text{max}}^{\text{доп}},$$

$$3240 < 4000 ;$$

- по термической стойкости,

$$q \geq q_{\min} .$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости,  $\text{мм}^2$

$$q \frac{\sqrt{B_K}}{C_T \min}, \quad (4.29)$$

где  $C_T = 82$  – функция, значение которой определяется согласно [6, с. 624]  
 $\frac{A \cdot c^{0,5}}{\text{мм}^2}$ ;

$B_K$  – тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\kappa A^2 \cdot c$ ,

$$B_K = I_{\text{КЗ}}^{\text{до пик}} (t_{\text{откл}} + T_a \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_a}})),$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчётная продолжительность КЗ,

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{осн.заш.}} + t_{\text{П.В}};$$

где  $t_{\text{осн.заш.}}$  – время действия основной релейной защиты равной 0,1с

$t_{\text{П.В}}$  – полное время отключения ближайшего к месту КЗ выключателя равное 0,08 с

$$t_{\text{откл}} = 0,10 + 0,08 = 0,18 \text{ с};$$

$$B_K = 26,5^2 \left( 0,18 + 0,10 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,1}} \right) \right) = 194,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$q \frac{\sqrt{194,7 \cdot 10^6}}{82} \text{ мм}^2.$$

Тогда имеем

$$1197 > 170,2;$$

– по механической прочности,

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}.$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
38

Для этого определим удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a}, \quad (4.30)$$

где  $a = 0,1$  – расстояние между соседними фазами, м;

$i_y$  – ударный ток трёхфазного короткого замыкания, по формуле (4.26) равный 31,4 кА

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(31,4 \cdot 10^3)^2}{0,1} = 2050 \text{ Н/м.}$$

Изгибающий момент, Н/м

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (4.31)$$

где  $l$  – длина шкафа КРУ  $l = 1,0\text{м}$  [10].

Получим

$$M = \frac{2050 \cdot 1,0^2}{10} = 205,5 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента определится в соответствии с выражением, МПа

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (4.32)$$

где  $W$  – момент сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ .

При вертикальном расположении шин момент сопротивления определится [6, С. 224]

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (4.33)$$

где  $b$  и  $h$  – ширина и высота полосы шины соответственно, при вертикальном расположении шин, см

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
39

$$W = \frac{0,008 \cdot 0,10^2}{6} = 13,3 \cdot 10^{-6}, \text{ } m^3.$$

Тогда напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{205,0}{13,3 \cdot 10^{-6}} = 15,4 \text{ МПа}.$$

По [6, с. 224] принимаем  $\sigma_{\text{доп}} = 75,0 \text{ МПа}$ , тогда имеем

$$15,4 < 75,0.$$

Выбранное оборудование удовлетворяет всем требованиям.

#### 4.7. Выбор выключателей

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение КЗ и включение на существующее короткое замыкание [6, С. 295].

Выбор выключателей проведем по [6, С. 338]. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например:

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{отк,ном}}, \quad (4.34)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк,ном}}, \quad (4.35)$$

то допустимо производить выбор только выключателей по важнейшим параметрам:

– напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.36)$$

– длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (4.37)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (4.38)$$

– отключающей способности:

- 1) на симметричный ток отключения

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пп}} ; \quad (4.39)$$

- 2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_h}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} , \quad (4.40)$$

где  $i_{a,\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_h$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе выбранное по [6, С. 296], %.

$i_{a,\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} , \quad (4.41)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, выбирается по [6, с. 150]

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{\text{рз}}, \epsilon_{\text{рз},\min} , \quad (4.42)$$

где  $t_{\text{рз},\min} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}}$  – собственное время отключения выключателя.

– электродинамической стойкости:

$$I_{n0}^{(3)} \leq I_{\text{дин}} ; \quad (4.43)$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}} , \quad (4.44)$$

где  $I_{\text{дин}}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
41

$i_y$  – ударный ток КЗ цепи выключателя.

$$i_y = \sqrt{2} I_{n.0}^{(3)} \cdot k_y, \quad (4.45)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, определенный по [6, С. 150];

$I_{n.0}^{(3)}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

– термической стойкости:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.46)$$

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

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с;

$B_K$  – тепловой импульс, определяется по выражению;

$$B_K = I_{n.0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.47)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с, выбирается по [6] и определяется выражением:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{п.з}} + t_{\text{откл,в}}, \quad (4.48)$$

где  $t_{\text{п.з}}$  – время действия основных релейных защит, с;

$t_{\text{откл,в}}$  – полное время отключения выключателей, с.

#### 4.7.1. Выбор выключателей на стороне высшего напряжения 110 кВ

Выберем для установки в ОРУ 110 кВ элегазовый выключатель марки ВГТ-110-25,0/1250 УХЛ1 [7]. Его параметры приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6. Характеристики выключателя ВГТ-110-31,5/1250 УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Собственно время отключения	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	$t_{\text{с.в.}}$ , с	$i_{\text{дин}}$ , кА	$I_{\text{тер}}$ , кА	$t_{\text{тер}}$ , с
110	1250	25,0	0,035	25,0	25,0	3,0

Проверим выбранный выключатель по условиям, перечисленным выше:

– напряжению установки,  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$110 = 110 ;$$

– длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{ном},max}$

$$140,0 < 1250;$$

$$280,0 < 1250;$$

– отключающей способности:

1) на симметричный ток отключения,  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{nt}$

$$25,0 < 8,18 ;$$

2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ,  
 $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с};$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 25,0 \cdot \frac{40,0}{100} = 14,1 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,41 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,35 \text{ кА};$$

тогда имеем

$$1,35 < 14,1;$$

– по электродинамической стойкости,  $i_y \leq i_{\text{дин}}$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,41 \cdot 1,7 = 5,74 ,$$

где  $k_y = 1,7$ , тогда имеем

$$5,74 < 25,0 ;$$

– по термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$  :

$$B_K = 2,41^2 \left( 0,18 + 0,03 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,03}} \right) \right) = 1,22 \text{ скA}^2 ;$$

где  $t_{\text{отк}} = 0,18 \text{ с}, T_a = 0,03 \text{ с.}$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
43

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25,0^2 \cdot 3,0 = 1875 \text{ кA}^2$$

тогда имеем

$$1,220 < 1875 .$$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

#### 4.7.2. Выбор выключателей на стороне среднего напряжения 35 кВ

Выберем для установки в ОРУ 35 кВ элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 [7]. Его параметры приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7. Характеристики выключателя ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Собственно время отключения	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	$t_{\text{с.в.}}$ , с	$i_{\text{дин}}$ , кА	$I_{\text{тер}}$ , кА	$t_{\text{тер}}$ , с
35	630	12,5	0,04	31,5	12,5	3,0

Проверим выбранный выключатель по условиям перечисленным выше:

– по напряжению установки,  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$35 = 35 ;$$

– по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{ном max}}$

$$18,5 < 630 ;$$

$$37,0 < 630 ;$$

– по отключающей способности:

1) на симметричный ток отключения,  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{n\tau}$

$$12,5 > 6,48 ;$$

2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ,  $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с} ;$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{40,0}{100} = 7,07 \text{ кА} ;$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,29 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,1}} = 5,02 \text{ кА} ;$$

тогда имеем:

$$5,02 < 7,07 ;$$

– по электродинамической стойкости,  $i_y \leq i_{\text{дин}}$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 5,29 \cdot 1,9 = 14,1 \text{ кА} ,$$

где  $k_y = 1,9$ , тогда имеем

$$14,1 < 31,5 ;$$

– по термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$  :

$$B_K = 5,29^2 \left( 0,18 + 0,1 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,1}} \right) \right) = 5,88 \text{ кА}^2 \text{с} ;$$

где  $t_{\text{отк}} = 0,18 \text{ с}$ ,  $T_a = 0,1 \text{ с}$ .

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 3,0 = 469 \text{ кА}^2 \text{с} ;$$

тогда имеем

$$5,88 < 469$$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

#### 4.7.3. Выбор выключателя на стороне низшего напряжения 6 кВ

Выберем для установки в КРУ 6кВ вакуумный выключатель ВРС-6-40/4000 У2 [9]. Его параметры приведены в таблице 4.8.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
45

Таблица 4.8. Характеристики выключателя ВРС-6-40/4000 У2

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	Номинальный длительный ток $I_{\text{ном}}$ , А	Номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}}$ , кА	Собственное время отключения $t_{\text{с.в.}}$ , с	Ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ , кА	Время термической стойкости $t_{\text{тер}}$ , с
6,0	4000	40	0,12	102	40	3

Проверим выбранный выключатель по условиям, перечисленным выше:

– напряжению установки,  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$6,0 = 6,0 ;$$

– длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{ном}_{max}}$

$$1620 < 4000 ;$$

$$3240 < 4000 ;$$

– отключающей способности:

1) на симметричный ток отключения,  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$

$$40,0 > 19,5 ;$$

2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ,  $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$

$$\tau = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с};$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 17,8 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 19,5 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,1}} = 17,4 \text{ кА};$$

тогда имеем

$$17,4 < 17,8 ;$$

– электродинамической стойкости,  $i_y \leq i_{\text{дин}}$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 17,4 \cdot 2,0 = 49,2 \text{ кA};$$

где  $k_{\text{уд}}=1,96$ , тогда имеем

$$80,0 < 49,2 ;$$

– термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ :

$$B_K = 19,5^2 \left( 0,18 + 0,23 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,18}{0,23}} \right) \right) = 139,1 \text{ кA}^2 \cdot \text{c};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40,0^2 \cdot 3,0 = 2976 \text{ кA}^2 \cdot \text{c};$$

тогда имеем

$$139,1 < 2976 .$$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

#### 4.8. Выбор разъединителей

Разъединитель – высоковольтный коммутационный аппарат, предназначенный для разъединения и переключения отдельных участков электрических цепей при отсутствии в них тока; создаёт видимый разрыв электрической цепи.

Выбор разъединителей производится в соответствии со следующими условиями, [6, с. 290]:

– номинальное напряжение разъединителя

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

– номинальный ток разъединителя

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}},$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
47

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\max};$$

– по электродинамической стойкости

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}},$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – амплитуда предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;

– по термической стойкости

$$B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}},$$

где  $B_K$  – тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\text{kA}^2 \cdot c$ ;

$I_{\text{терм}}$  – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости, с.

#### 4.8.1. Выбор разъединителей на стороне высшего напряжения 110 кВ

Возьмем трёхполюсный разъединитель наружной установки серии РГП-110/1000 УХЛ1 [7].

Разъединители серии РГП изготавливаются в трехполюсном исполнении. Конструкция разъединителей предусматривает установку следующих типов приводов для главных и заземляющих ножей: ПДС (двигательный) и ПРП (ручной). Примем к установке для главных и заземляющих ножей двигательный привод.

Основные характеристики разъединителя приведены в таблице 4.9

Таблица 4.9. Основные характеристики разъединителя

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{пр.скв}}$ , кА	Ток термической стойкости, кА
110	1000	80	31,5

Проверим выбранный разъединитель по условиям выше:

– номинальному напряжению установки,  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ :

$$110 = 110;$$

– номинальному току разъединителя,  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
48

$$1000 > 140,0 ;$$

$$1000 > 280,0 .$$

– по электродинамической стойкости,  $i_{np.скв} \geq i_y$   
где  $i_y = 5,74$  кА – рассчитан в пункте 4.5.1

$$80,0 > 5,74 ;$$

– по термической стойкости  $B_K \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ ,  
где  $B_K = 1,22$  кА<sup>2</sup>с – рассчитан в пункте 4.5.1

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3,0 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

тогда имеем

$$1,220 < 2977 .$$

Выбранный разъединитель РГП-110/1000-40 УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки.

#### 4.8.2. Выбор разъединителей на стороне среднего напряжения 35 кВ

Возьмем трёхполюсный разъединитель наружной установки серии РГ-35/630 УХЛ1 [7].

Разъединители серии РГ изготавливаются в трехполюсном исполнении. Конструкция разъединителей предусматривает установку следующих типов приводов для главных и заземляющих ножей: ПДС (двигательный) и ПРП (ручной). Примем к установке для главных и заземляющих ножей двигательный привод.

Основные характеристики разъединителя приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10. Основные характеристики разъединителя

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{пр.скв}}$ , кА	Ток термической стойкости, кА
35	630	31,5	12,5

Проверим выбранный разъединитель по условиям выше:

– номинальному напряжению установки,  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ :

$$110 = 110 ;$$

– номинальному току разъединителя,  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$

$$630 > 18,5 ;$$

$$630 > 37,0 .$$

– по электродинамической стойкости,  $i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$

где  $i_{y\text{д}} = 14,1 \text{ кA}$  – рассчитан в пункте 4.5.2

$$31,5 > 14,1 ;$$

– по термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$ ,

где  $B_K = 5,88 \text{ кA}^2\text{s}$  – рассчитан в пункте 4.5.2

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 12,5^2 \cdot 3,0 = 469 \text{ кA}^2 \cdot c;$$

тогда имеем

$$5,88 < 469 .$$

Выбранный разъединитель РГ-35/630 УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки.

#### 4.8.3. Выбор разъединителей на стороне низшего напряжения 6 кВ

На стороне НН 6 кВ установлены ячейки КРУ СЭЩ 80-6, в которые встроены разъединители. Так как его технические характеристики идентичные вакуумному выключателю, то дополнительная проверка не требуется [10].

### 4.9. Выбор контрольно-измерительных приборов и измерительных трансформаторов

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может быть

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKP 13.03.02.05 ПЗ*

Лис

50

различным. Необходимый состав оборудования представлен в таблице 4.11 [6, с. 366].

Таблица 4.11. Контрольно-измерительные приборы на подстанции

Цепь	Место установки прибора	Перечень приборов	Примечание
Трёхобмоточного трансформатора	ВН	Амперметр	Ваттметр – только для трансформаторов 110 кВ и выше. Если поток мощности через трансформатор может меняться по направлению, то устанавливают ваттметры и варметры с двухсторонней шкалой и два счетчика со стопорами.
	СН	Амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии	
	НН	Амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии	
Сборных шин 10, 35 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трёх фазных напряжений	На транзитной подстанции на шинах 35 кВ устанавливаются регистрирующий вольтметр, если шины подстанции являются контрольными точками по напряжению в системе
Шиносоединительного и секционного выключателя	–	Амперметр	–
Линия 10 кВ	–	Амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю	Если по счётчикам не ведется денежный расчет, то счётчик реактивной энергии не устанавливается

Линия 35 кВ	—	Амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях	Тоже
-------------	---	---	------

Продолжение таблицы 4.11

Линия 110 кВ	—	Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчётные счётчики активной и реактивной энергии тупиковых потребительских линиях	Для линий с пофазным управлением устанавливаются три амперметра. На линиях с двухсторонним питанием ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой, два счётчика активной энергии со стопорами
--------------	---	--	---

#### 4.10. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) служат для преобразования первичных величин в величины удобные для измерения и обеспечивают электрическую разводку первичных и вторичных цепей. Для определения нагрузки трансформаторов тока приведем схему соединения трансформаторов тока и измерительных приборов в соответствии с таблицей 4.11. Схема присоединения контрольно-измерительных приборов к трансформаторам тока показана на рисунке 4.1.

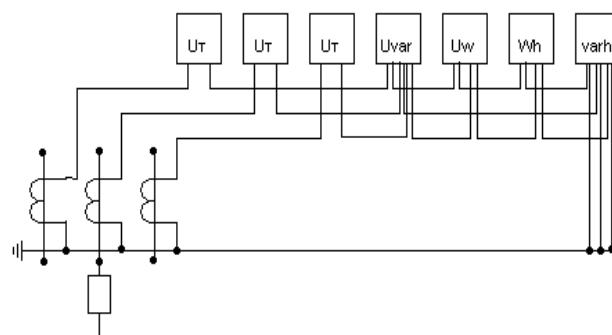


Рисунок 4.1. Схема присоединения контрольных измерительных

приборов

Выбор трансформаторов тока производится в соответствии со следующими условиями, [6, с. 373]:

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (4.49)$$

- по номинальному току

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\max} ; \quad (4.50)$$

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} , \quad (4.51)$$

где  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости;

- по термической стойкости

$$B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} ; \quad (4.52)$$

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (4.53)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{провод}} + r_k . \quad (4.54)$$

#### 4.10.1. Выбор трансформаторов тока на стороне высшего напряжения 110 кВ

На стороне ВН 110 кВ устанавливаем трансформаторы тока ТОГФ-110 [7]. Для установки примем трансформатора тока ТОГФ-110-600/5 УХЛ1, его характеристики представлены в таблице 4.12.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис

53

Таблица 4.12. Параметры ТОГФ-110-600/5 УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный первичный ток	Номинальный вторичный ток	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Номинальная вторичная нагрузка
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{1\text{ном}}$ , А	$I_{2\text{ном}}$ , А	$I_{\text{эл.дин.}}$ , кА	$I_{\text{тер}}$ , кА	$t_{\text{тер}}$ , с	$S_{2\text{н}}$ , В·А
110	600	5	80	31,5	1	30

Выполним проверку по условиям выше:

– номинальному напряжению установки,  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$

$$110 = 110 ;$$

– номинальному току разъединителя,  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$

$$600 > 140 ;$$

$$600 > 280 ;$$

– электродинамической стойкости,  $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$

где  $i_{\text{уд}} = 5,74$  кА – рассчитан в пункте 4.5.1

$$80,0 > 5,74 ;$$

– термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$ ,

где  $B_K = 1,22 \text{ кA}^2 \text{с}$  – рассчитан в пункте 4.5.1

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1,0 = 993 \text{ кA}^2 \cdot \text{с},$$

тогда имеем:

$$1,22 < 993 ;$$

Для проверки по загрузке вторичной обмотки ТТ определяется суммарная нагрузка контрольно-измерительных приборов (КИП), подключенным к ним.

Определим нагрузку трансформатора тока и представим эти данные в таблице 4.13.

Таблица 4.13. Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	САЗ020	2,8	—	—
Ваттметр	ЦЛ12132	2,0	—	—
Измерительный преобразователь тока	Е-824	1,0	1,0	1,0
Счетчик активной мощности	САЗ-И681	2,5	—	2,5
Счетчик реактивной мощности	СР4-689	2,5	2,5	2,5
Итого:		10,8	3,5	6,0

Согласно данным таблицы 4.13 наиболее загруженной фазой у ТТ для каждой ячейки является фаза А. Соответственно, сечение данных кабелей целесообразно определяться по нагрузке фазы А.

Принимается условие, что индуктивная нагрузка вторичных цепей мала, поэтому их полное сопротивление равняется активному,  
– определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10,8}{5,0^2} = 0,432 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_2$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока, А.

Согласно рекомендациям [6, с. 374] сопротивление контактов примем равным  $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ . Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контр}} = 1,2 - 0,43 - 0,1 = 0,67 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{30}{5,0^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

С учётом этого сечение контрольного кабеля,  $\text{мм}^2$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.55)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление алюминия,  $\frac{\text{Ом}\cdot\text{м}}{\text{мм}^2}$ ;

$l_{\text{расч}}$  – расчётная длина контрольного кабеля, м.

Расчётная длина контрольного кабеля, в соответствии с [6, с. 374]

$$l_{\text{расч}} = 0,85 \cdot l = 0,85 \times 70 = 59,5 \text{ м.}$$

Тогда сечение контрольного кабеля

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{0,67} = 2,51 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда фактическое сопротивление проводов, Ом

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{4,0} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Тогда полное сопротивление вторичной цепи, Ом

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} = 0,42 + 0,43 + 0,10 = 0,95 \text{ Ом.}$$

Данный трансформатор тока удовлетворяет условию  $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ , так как

$$0,95 < 1,2.$$

#### **4.10.2. Выбор трансформаторов тока на стороне среднего напряжения 35 кВ**

На стороне ВН 35 кВ устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-35-1000/5 УХЛ 1 [12], его характеристики представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14. Параметры ТОЛ-35-40/5 УХЛ 1

Номинальное напряжение	Номинальный первичный ток	Номинальный вторичный ток	Ток электродин. стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Номинальная вторичная нагрузка
$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{1\text{ном}}$ , А	$I_{2\text{ном}}$ , А	$I_{\text{эл.дин.}}$ , кА	$I_{\text{терп.}}$ , кА	$t_{\text{терп.}}$ , с	$S_{2\text{н}}$ , В·А
35	40	5	8	2,1	3	30

Выполним проверку по условиям выше:

- номинальному напряжению установки,  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$

$$35 = 35;$$

– номинальному току разъединителя,  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$

$$1000 > 18,5 ;$$

$$1000 > 37,0 ;$$

– электродинамической стойкости,  $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$

где  $i_{\text{уд}} = 14,1 \text{ кA}$  – рассчитан в пункте 4.5.2

$$31,5 > 14,1 ;$$

– термической стойкости  $B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$ ,

где  $B_K = 5,88 \text{ кA}^2 \text{с}$  – рассчитан в пункте 4.5.2

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 8,0^2 \cdot 3,0 = 192 \text{ кA}^2 \cdot \text{с},$$

тогда имеем

$$14,1 < 192 .$$

Для проверки по загрузке вторичной обмотки ТТ определяется суммарная нагрузка контрольно-измерительных приборов (КИП), подключенным к ним. Определим нагрузку трансформатора тока и представим эти данные в таблице 4.15.

Таблица 4.15. Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	САЗ020	2,8	–	–
Ваттметр	ЦЛ12132	2,0	–	–
Измерительный преобразователь тока	Е-824	1,0	1,0	1,0
Счетчик активной мощности	САЗ-И681	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной мощности	СР4-689	2,5	2,5	2,5
Итого:		10,8	3,5	6,0

Согласно данным таблицы 4.15 наиболее загруженной фазой у ТТ для каждой ячейки является фаза А. Соответственно, сечение данных кабелей целесообразно определяться по нагрузке фазы А.

Принимается условие, что индуктивная нагрузка вторичных цепей мала, поэтому их полное сопротивление равняется активному [6, с. 374],

– определяем общее сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10,8}{5,0^2} = 0,432 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_2$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока, А.

Согласно рекомендациям [6, с. 374] сопротивление контактов примем равным  $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ . Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контр}} = 1,2 - 0,43 - 0,1 = 0,67 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{30}{5,0^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Расчётная длина контрольного кабеля, в соответствии с [6, с. 374]

$$l_{\text{расч}} = 0,85 \cdot l = 0,85 \times 70 = 59,5 \text{ м},$$

тогда сечение контрольного кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{0,67} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда фактическое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{4,0} = 0,42 \text{ Ом},$$

тогда полное сопротивление вторичной цепи:

$$Z_2 = r_{np} + r_{n\text{приб}} + r_{k\text{онт}} = 0,42 + 0,43 + 0,1 = 0,95 \text{ Ом}.$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
58

Данный трансформатор тока удовлетворяет условию  $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ , так как

$$0,95 < 1,2 .$$

#### **4.10.3. Выбор трансформаторов тока в отходящих линиях на стороне среднего напряжения 35 кВ**

Примем ТОЛ-35-600/5 УХЛ 1 [12]:

$$- U_{\text{ном}} = 35 = U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ} ;$$

$$- I_{1\text{ном}} = 600 > I_{W,\text{норм}} = 18,5 \text{ А.}$$

#### **4.10.4. Выбор трансформаторов тока на низшего напряжения 6 кВ**

Трансформаторы тока на стороне низшего напряжения 6 кВ выбираем в соответствии с принятым ранее шкафом КРУ СЭЩ 70-6. Примем к установке ТОЛ-10-4000/5 УХЛ 1[12]:

$$- U_{\text{ном}} = 10 \geq U_{\text{уст}} = 6,0 \text{ кВ};$$

$$- I_{1\text{ном}} = 4000 > I_{\text{НН max}} = 3240 \text{ А.}$$

#### **4.10.5. Выбор трансформаторов тока в отходящих линиях на стороне низшего напряжения 6 кВ**

Трансформаторы тока в отходящих линиях на стороне НН предусмотрены в КРУ СЭЩ 80-6. Примем к установке ТОЛ-10-2000/5 УХЛ 1[12]:

Примем ТОЛ-10-2000/5 УХЛ 1[12]:

$$- U_{\text{ном}} = 10 \geq U_{\text{уст}} = 6,0 \text{ кВ};$$

$$- I_{1\text{ном}} = 2000 > I_{W,\text{норм}} = 1620 \text{ А.}$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис

59

#### 4.10.6. Выбор встроенных трансформаторов тока

В вводах силовых трансформаторов на высоком (110 кВ) среднем (35 кВ) и низком (10 кВ) напряжении устанавливаются встроенные трансформаторы тока. На сайте завода-изготовителя выбранного силового трансформатора ТДТН 63000/110 указаны встроенные трансформаторы тока ТВТ-110-I-600/5 на стороне ВН (110 кВ) ТВТ-35-I-1000/5 на стороне СН (35 кВ) и ТВТ-10-I-5000/5 на стороне НН (10 кВ).

Таблица 4.16. Технические данные встроенных трансформаторов тока

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Первичный ток (включая ответвления), А	Номинальный вторичный ток, А	Ток термической стойкости, $I_{mep}$ , кА
ТВТ-110-I-600/5	110	600	5	40
ТВТ-35-I-1000/5	35	1000	5	40
ТВТ-10-I-5000/5	10	5000	5	40

Проверку выбранного трансформатора тока будем производить по условиям [1].

По напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}, \quad (4.56)$$

110 = 110 – условие выполняется для ТВТ110-I-600/5

35 = 35 – условие выполняется для ТВТ35-I-1000/5

10 = 10 – условие выполняется для ТВТ10-I-1500/5

По току, А:

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{\max}, \quad (4.57)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

$600 > 463$  – условие выполняется для ТВТ110-І-600/5

$1000 > 37$  – условие выполняется для ТВТ-35-І-1000/5

$5000 > 3240$  – условие выполняется для ТВТ-10-І-5000/5

Проверка на динамическую и термическую стойкость не производится, так как выбранный трансформатор рассчитан на это и прошел эти проверки.

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

#### 4.11. Выбор трансформаторов напряжения

Для определения нагрузки трансформаторов напряжения, на рисунке 4.4 приведем схему соединения трансформаторов напряжения и измерительных приборов в соответствии с таблицей 4.11.

Приведём условия выбора трансформаторов напряжения:

– номинальное напряжение

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (4.58)$$

– класс точности;

– по вторичной нагрузке

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} , \quad (4.59)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

– по допустимым потерям напряжения в проводах к счётчикам

$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ , где  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,5\%$  [6].

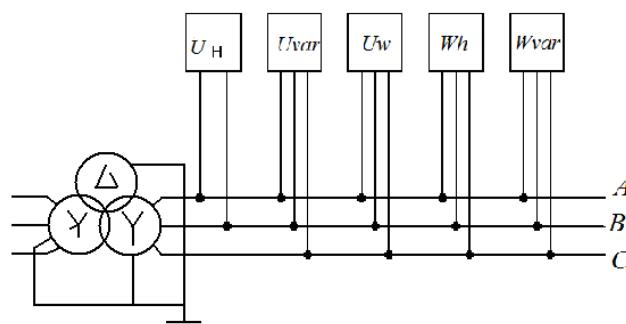


Рисунок 4.2. Схема присоединения контрольно-измерительных приборов к трансформаторам напряжения

#### 4.11.1. Выбор трансформатора напряжения на стороне высшего напряжения 110 кВ

Для установки на стороне высшего напряжения трансформаторов напряжения выбор проведем по  $U_{ном}$  [6, с. 374]. К установке примем трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 [13].

#### 4.11.2. Выбор трансформатора напряжения на стороне среднего напряжения 35 кВ

Выбор трансформаторов напряжения произведём в соответствии с данными таблицы 4.11, взятыми по [6, с. 378] Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.17.

Таблица 4.17. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Измерительный преобразователь напряжения	Е-825	5,0	1	1	0	1	5,0	0
Измерительный преобразователь активной мощности	Е-829	10,0	1	1	0	1	10,0	0
Измерительный преобразователь реактивной мощности	Е-830	10,0	1	1	0	1	10,0	0
Счётчик активной мощности	СР4-И674	3,0	2	0,38	0,925	3	18,0	43,82
Счётчик реактивной мощности	СР4-И689	3,0	2	0,38	0,925	3	18	43,82
Итого							61	87,64

Примем трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-35-III [12].

Выполним его проверку:

- по напряжению установки, формула

$$35 = 35 ;$$

- принимаемый класс точности 0,5. Номинальная нагрузка в этом классе точности  $S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$ ;
- вторичная нагрузка трансформатора напряжения

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{61^2 + 87,64^2} = 107 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с формулой

$$S_{2\Sigma} = 107 < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А};$$

- так как фаза  $A$  наиболее загружена, проведем расчёт потерь напряжения именно для этой фазы

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot R}{U} \cdot 100, \quad (4.60)$$

$$I = \frac{S_{2\Sigma}}{U_2}, \quad (4.61)$$

где  $U_2$  – линейное вторичное напряжение трансформатора напряжения, В.

$$I = \frac{107}{100} = 1,07.$$

Расчётная длина контрольного кабеля, в соответствии с [6, с. 374]

$$l_{\text{расч}} = 0,85 \cdot l = 0,8 \times 70 = 59,5 \text{ м.}$$

Тогда сечение контрольного кабеля

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{0,78} = 2,16 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4  $\text{мм}^2$ , тогда фактическое сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{4,0} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
63

Сопротивление проводов примем из условия, что такие же провода используются для связи трансформаторов тока и счетчиков. Тогда  $R = 0,42 \text{ Ом}$ .

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,07 \cdot 0,42}{100} \cdot 100 = 0,77,$$

что более допустимого значения  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,5\%$ .

Примем сечение проводов  $q = 6 \text{ мм}^2$ , тогда получим

$$R = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 59,5}{6,0} = 0,28 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,07 \cdot 0,28}{100} \cdot 100 = 0,48,$$

что менее допустимого значения, формула

$$0,48 < 0,50.$$

#### 4.11.3. Выбор трансформаторов напряжения на стороне низшего напряжения 6 кВ

Выбор произведём в соответствии с данными таблицы 4.11, взятыми по [6, с. 378] Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.18.

Таблица 4.18. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	cosφ		Число приборов	Общая потребляемая мощность	
				cosφ	sinφ		$P$ , Вт	$Q$ , вар
Измерительный преобразователь напряжения	E-825	5,0	1	1	0	1	5,0	0

Измерительный преобразователь активной мощности	E-829	10,0	1	1	0	1	10,0	0
Измерительный преобразователь реактивной мощности	E-830	10,0	1	1	0	1	10,0	0
Счётчик активной мощности	СР4-И674	3,0	2	0,38	0,925	3	18,0	43,82
Счётчик реактивной мощности	СР4-И689	3,0	2	0,38	0,925	3	18	43,82
Итого							61	87,64

Примем трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-10 [12].

Выполним его проверку:

– по напряжению установки

$$10 > 6,0 ;$$

- принимаемый класс точности 0,5. Номинальная нагрузка в этом классе точности  $S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$ ;
- вторичная нагрузка трансформатора напряжения

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{61^2 + 87,64^2} = 107 \text{ В} \cdot \text{А} .$$

В соответствии с формулой

$$107 < 150 ;$$

- так как фаза A наиболее загружена, проведем расчет потерь напряжения именно для этой фазы

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot R}{U} \cdot 100\% ,$$

$$I = \frac{S_{2\Sigma}}{U_2} ,$$

где  $U_2$  – линейное вторичное напряжение трансформатора напряжения, В.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
65

$$I = \frac{107}{100} = 1,07 .$$

Сопротивление проводов примем из условия, что такие же провода используются для связи трансформаторов тока и счетчиков. Тогда  $R = 0,48 \text{ Ом}$ .

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,07 \cdot 0,48}{100} \cdot 100 = 0,89 ,$$

что более допустимого значения  $\Delta U_{\text{don}} = 0,5\%$ .

Примем сечение проводов  $q = 6 \text{ мм}^2$ , тогда получим

$$R = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 50}{6,0} = 0,235 \text{ Ом} ;$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,07 \cdot 0,235}{100} \cdot 100 = 0,435 ,$$

что менее допустимого

$$0,435 < 0,500.$$

#### 4.12. Выбор трансформаторов собственных нужд

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ, а также на подстанциях с установленными синхронными компенсаторами и трансформаторами оснащёнными системами охлаждения типа Д, ДЦ устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Мощность потребителей собственных нужд, как правило, невелика, поэтому в качестве трансформаторов собственных нужд применяются трансформаторы с вторичным напряжением 220–380 В, мощностью не более 630 кВ·А (на очень крупных подстанциях до 1000 кВ·А, при напряжении короткого замыкания трансформатора собственных нужд ( $u_K = 8\%$ ).

Мощность трансформаторов собственных нужд определяется из условия [6, с. 475]

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKP 13.03.02.05 ПЗ

(4.62) ис  
66

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{ав}}},$$

где  $k_{\text{ав}}$  – коэффициент аварийной перегрузки, который, как сказано в [6, с. 91], не должен быть больше (1,3–1,4), примем равным 1,4;

$S_{\text{расч}}$  – расчётная мощность собственных нужд ПС, кВ·А.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования [6, с. 639]. Нагрузку собственных нужд представим в таблице 4.19. Приняв для двигательной нагрузки  $\cos\varphi = 0,85$ , определим  $Q_{\text{уст}}$  и расчетную нагрузку:

$$S_{\text{расч}} = k_C \sqrt{P_{ycm}^2 + Q_{ycm}^2}, \quad (4.63)$$

где  $k_C = 0,8$  – коэффициент спроса [6, с. 477].

Таблица 4.19. Нагрузки потребителей собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
	кол. × кВт				$P_{\text{уст}},$ кВт	$Q_{\text{уст}},$ квар
Охлаждение ТДТН – 63000/110	2 × 4,5		0,85	0,62	9,0	6,43
Подогрев ВГТ-110	2 × 1,8		1	0	3,6	–
Отопление, освещение, вентиляция	ОПУ	1 × 80,0	1	0	80,0	–
	ЗРУ 6 кВ	1 × 5,0			5,0	–
	Освещение ОРУ 110 кВ	1 × 2,0			2,0	–
	Освещение ОРУ 35 кВ	1 × 7,0			7,0	–
Подогрев шкафов КРУ	13 × 1,0		1	0	13,0	–
Подогрев приводов разъединителей	6 × 0,6		1	0	6,0	–
Подзарядно-зарядный агрегат	2 × 23,0		1	0	46,0	–
Маслохозяйство	1 × 78,0		1	0	78,0	0
Итого					249,6	6,43

Расчётная мощность нагрузки собственных нужд

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{249,6^2 + 6,43^2} = 199,8 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат	Лис
					67

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Следовательно, при двух ТСН мощность каждого определится

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_n} = \frac{199,8}{1,40} = 142,7 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где  $k_n$  – коэффициент длительно допустимой аварийной перегрузки трансформатора с естественным масляным охлаждением, равный 40 %.

К установке выбираются два ТСН типа ТМГ-160/6, параметры которых согласно [16] указаны в таблице 4.20.

Таблица 4.20. Параметры трансформатора ТМГ – 160/6

Номинальная мощность $S_{\text{ном.ТСН}}$ , кВ·А	Регулирование напряжения	Номинальное напряжение	
		высшее $U_{\text{ВН}}$ , кВ	низшее $U_{\text{НН}}$ , кВ
160	$\pm 2 \times 1,5\%$	6,0	0,4

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого ТСН,

$$k_3 \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_n \cdot S_T} = \frac{142,7}{2 \cdot 160} = 0,45 < 0,60 - 0,70 .$$

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки,

$$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{(n_T - 1) \cdot S_T} = \frac{142,7}{1 \cdot 160} = 0,89 < 1,40 .$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

Так как переменный оперативный ток применяется на ПС 35–220 кВ без выключателей ВН или при выпрямленном токе на ПС 110 кВ с одним или двумя выключателями ВН, то в качестве схемы питания собственных нужд ПС примем схему с постоянным оперативным током, который применяется на всех ПС 330–750 кВ, на ПС 110–220 кВ с числом масляных выключателей три и более, на ПС 35–220 кВ с воздушными и элегазовыми выключателями [6, с. 475].

К установке примем аккумуляторы типа *Vb 2308 VARTA*[14]. Аккумуляторные малообслуживаемые свинцово-кислотные батареи этого типа имеют срок службы при 20 °C до 30 лет. Ёмкость аккумуляторной батареи (АБ) выбрана, исходя из необходимости обеспечения батареей всей нагрузки

системы оперативного постоянного тока (ОПТ) на ПС и определена по длительному разряду током постоянной нагрузки с включением вакуумных выключателей 6 кВ в конце аварийного режима.

Выбранная АБ удовлетворяет следующим требованиям:

- напряжение не менее  $0,8U_{\text{ном}}$  на шинах ОПТ цепей управления;
- включение вакуумных выключателей 6 кВ после 12-часового разряда током нагрузки;
- напряжение не менее  $0,85U_{\text{ном}}$  на электромагнитах включения высоковольтных вакуумных выключателей 6 кВ при их работе в любых режимах.

Так же к установке примем в качестве зарядно-подзарядных выпрямительных устройств два выпрямителя типа ВТЗП 100/220, которые обеспечивают:

- заряд и подзаряд свинцово-кислотных аккумуляторных батарей во всех режимах;
- параллельную работу АБ а нагрузку;
- питание нагрузки ОПТ при отключенной АБ.

#### **4.13. Защита от волн, приходящих с линий электропередач**

При защите трансформатора от грозовых и коммутационных перенапряжений ОПН должен устанавливаться у защищаемого объекта до коммутационного аппарата. ОПН, как и вентильные разрядники имеют определенную зону защиты, зависящую от схемы распределительного устройства и параметров волн, приходящих с линий [15]. Поэтому ОПН, установленные у выводов трансформаторов, не защищают как правило удаленные объекты распределительного устройства, поэтому необходимо дополнительно устанавливать ОПН на каждой секции распределительного устройства.

##### **4.13.1. Выбор ОПН для защиты обмотки высшего напряжения трансформатора**

Предварительно выбираем ОПН по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, кВ

$$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}, \quad (4.64)$$

где  $U_{\text{нро}}$  – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
69

$U_{\text{nc}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ

$$80,0 > 72,8 .$$

Наибольшие напряжения электроустановок представлены в таблице 4.21

Таблица 4.21. Номинальные и наибольшие напряжения электроустановок и сетей высокого напряжения

$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	$U_{\text{наиб.раб}}, \text{kV}$	$U_{\text{nc}}, \text{kV}$
6,0	6,9	6,9
10,0	11,5	11,5
35,0	40,5	40,5
110,0	126,0	72,8
220,0	252,0	145,7

Данному условию удовлетворяет ОПН-П1-110/77/20/4УХЛ1 (таблица 4.21) [7].

Таблица 4.22. Характеристики ОПН-П1-110/77/20/4УХЛ1

$U_{\text{про}}, \text{kV}$	$I_{\text{ном}}, \text{kA}$	$U_{\text{ост.к}}, \text{kV}$	$U_{\text{ост.г}}, \text{kV}$	$W, \text{kДж}/\text{kV}$	$I_{\text{ВБ}}, \text{kA}$
77	10	187	244	12,7	20

Необходимо выполнить проверку данного ОПН на соответствие другим условиям. Проверка по взрывобезопасности, кА

$$I_{\text{ВБ}} > I_K , \quad (4.65)$$

$$20,0 > 8,18 ,$$

где  $I_{\text{ВБ}}$  – ток взрывобезопасности ограничителя, кА.

$I_K$  – наибольший ток короткого замыкания, кА.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях. Упрощенно оценить защитный уровень ОПН можно следующим образом. В настоящее время испытательные напряжения, а значит и уровни изоляции оборудования, скоординированы с остающимся напряжением вентильных разрядников, а расстояния между РВ и защищаемым объектом регламентированы в ПУЭ [1]. Отсюда следует, что остающееся напряжение ограничителей  $U_{\text{ост.г}}$  при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающихся напряжения РВ при тех же токах координации (5 или 10 А):

$$U_{\text{ост.г}} < U_{\text{ост.рв}} , \quad (4.66)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат	Лис
					70

BKR 13.03.02.05 ПЗ

где  $U_{\text{ост.г}}$  – остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях, кВ;

$U_{\text{ост.рв}}$  – максимальное значение остающегося напряжения вентильного разрядника, кВ.

Значение остающегося напряжения вентильного разрядника [15, с. 9], кВ

$$U_{\text{ост.рв}} = 295 \text{ .}$$

Тогда

$$244 < 295 \text{ .}$$

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях, кВ

$$U_{\text{ост.к}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15 - 1,20)}, \quad (4.67)$$

где  $U_{\text{ост.к}}$  – остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока, кВ;

$U_{\text{ки}}$  – испытательное напряжение, кВ.

Испытательное напряжение, кВ

$$U_{\text{ки}} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{исп 50}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343 \text{ ,}$$

где  $k_u$  – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса;

$k_k$  – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{\text{исп 50}}$  – одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ.

Тогда по формуле

$$187 < \frac{343}{1,20} = 286 \text{ .}$$

Проверка по временными допустимым повышениям напряжения, с

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис

71

$$t_B \geq t_y,$$

$$5,0 \geq 4,0,$$

где  $t_B$  – время, в течение которого ограничитель выдерживает квазиустановившееся перенапряжение, с [15, с. 31];

$t_y$  – время существования данного режима, с [15, с. 17].

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям выбора.

#### 4.13.2. Выбор ОПН для защиты обмотки среднего напряжения трансформатора

Предварительно выбираем ОПН по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, кВ

По формуле

$$40,5 = 40,5,$$

Данному условию удовлетворяет ОПН-П1-35/40,5/10/2УХЛ1 [7].

Таблица 4.21. Характеристики ОПН-П1-35/40,5/10/2УХЛ1

$U_{\text{нро}}, \text{kV}$	$I_{\text{ном}}, \text{kA}$	$U_{\text{ост.к}}, \text{kV}$	$U_{\text{ост.г}}, \text{kV}$	$W, \text{кДж}/\text{kV}$	$I_{\text{ВБ}}, \text{kA}$
40,5	10	100	118	2,8	20

Необходимо выполнить проверку данного ОПН на соответствие другим условиям. Проверка по взрывобезопасности, кА

По формуле

$$20,0 > 1,50,$$

Проверка ОПН по энергоемкости, кДж

$$W_{\Sigma} \leq W_{\text{ОПН}}, \quad (4.68)$$

$$W_i \cdot n \leq W_{\text{ОПН}}, \quad (4.69)$$

где  $W_i$  – энергия, рассеиваемая в ОПН за один цикл зажигания дуги, при однофазном замыкании на землю, кДж;

$n$  – число зажиганий дуги.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис

72

Число зажиганий дуги оценим по формуле

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C = 30 - 0,1 \cdot 5,50 \approx 29,$$

где  $I_C$  – емкостный ток замыкания на землю, А.

Тогда по формуле

$$0,25 \cdot 29 \leq 90,0;$$

$$7,25 < 90,0.$$

По формуле

$$118 < \frac{85}{120} = 70,8.$$

Проверка по временными допустимым повышениям напряжения, с

По формуле

$$5,0 \geq 4,0,$$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям выбора.

#### 4.13.3 Выбор ОПН для защиты обмотки низшего напряжения трансформатора

Предварительно выбираем ОПН по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, кВ

По формуле

$$7,2 > 6,9.$$

Данному условию удовлетворяет ОПН-П1-6/7,2/10/2 (таблица 4.22) [7].

Таблица 4.22. ОПН-П1-6/7,2/10/2

$U_{\text{нро}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , кА	$U_{\text{ост.к}}$ , кВ	$U_{\text{ост.г}}$ , кВ	$W$ , кДж/кВ	$I_{\text{ВБ}}$ , кА
7,2	9,0	17,5	21,2	2,8	20

Проверка по взрывобезопасности, кА

По формуле

$$20,0 > 1,15 \cdot 7,16 ;$$

$$20,0 > 8,23 .$$

Проверка ОПН по энергоемкости, кДж  
Число зажиганий дуги оценим по формуле

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C = 30 - 0,1 \cdot 68,3 \approx 23,$$

где  $I_C$  – емкостный ток замыкания на землю, А.

Тогда по формулам

$$0,25 \cdot 23 \leq 72,0 ;$$

$$5,75 < 72,0 .$$

Определим защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях.

Испытательное напряжение:

$$U_{\text{ки}} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{исп 50}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 = 42,9 \text{ кВ.}$$

Тогда по формуле

$$21,2 < \frac{42,9}{1,20} = 35,7 .$$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем необходимым условиям выбора.

Для защиты от перенапряжений секций шин 6 кВ применим этот же ОПН-П1-6/7,2/10/2

В случае разземления нейтрали трансформатора, она должна быть защищена ОПН. Для защиты нейтралей применяем ОПНН-110/56/10/400 УХЛ [15].

## 5 Безопасность проекта

Функционирование электрической системы, как и работа любой сложной технической системы, сопровождаются появлением отрицательного

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
74

воздействия на работающий персонал и окружающую среду. Возникают факторы, воздействие которых в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению состояния здоровья работающих или необратимым отрицательным воздействиям на окружающую среду.

Поэтому на объектах энергетики существует комплекс организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от таких явлений, как вредное и опасное воздействие электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Электробезопасность обеспечивается: конструкцией электроустановок, техническими средствами, организационно-техническими мероприятиями.

В работе рассматриваются следующие технические средства электробезопасности:

- выбор грозозащиты проектируемой подстанции;
- выбор заземления проектируемой подстанции;

Также рассмотрены не менее важные вопросы рациональной эксплуатации, своевременного ремонта и обслуживания электротехнического оборудования, которые позволяет в значительной мере повысить надёжность функционирования электроэнергетической системы и сократить возможность возникновения аварийных ситуаций, влекущих за собой как экономические, так и экологические последствия.

### **5.1 Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением**

Согласно правилам устройства электроустановок [1], токоведущие части не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Поэтому для безопасности труда персонала необходимо:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путём закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение надлежащей изоляции;
- применение двойной изоляции;
- компенсация ёмкостных токов замыкания на землю;

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат
----	-----	----------	---------	-----

- надежное и быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;
- заземление и зануление корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;
- выравнивание потенциалов;
- применение разделительных трансформаторов;
- применение устройств, снижающих напряженность электрического поля;
- использование предупреждающей сигнализации, надписей, плакатов.

Все перечисленные мероприятия представляют конструктивные и технические способы и средства обеспечения безопасности.

Ни одну из перечисленных выше мер нельзя считать универсальной.

В обеспечении безопасности электротехнического персонала при эксплуатации действующих электроустановок важную роль играют электротехнические средства защиты (электрозащитные средства) и предохранительные приспособления. Все электрозащитные средства делятся на следующие группы:

- а) штанги изолирующие (оперативные, измерительные, для наложения заземления), клещи изолирующие (для операций с предохранителями) и электроизмерительные, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки;
- б) изолирующие средства для ремонтных работ под напряжением выше 1000 В и слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;
- в) диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие накладки, изолирующие подставки;
- г) индивидуальные экранирующие комплекты;
- д) переносные заземления;
- е) временные ограждения, предупредительные плакаты;
- ж) защитные очки, рукавицы, противогазы, предохранительные монтерские пояса и когти, страховочные канаты, защитные каски.

В процессе работы с электроустановками используют как основные изолирующие электрозащитные средства (измерительные штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, изолирующие лестницы, изолирующие штанги), так и дополнительные (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики и др.).

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

## **5.2 Расчёт заземляющих устройств**

### **5.2.1 Расчёт заземления на подстанции ЗДК**

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением [6, с. 588].

Принцип действия защитного заземления, следующий: снижение до безопасных значений напряжений прикосновения и шага.

При коротких замыканиях релейная защита отключает оборудование подстанции.

Требования к заземлению подстанции [1]:

- заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве;

- напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок;

- заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 1,2 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции, занятой оборудованием, проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители, объединенные между собой в заземляющую сетку.

Выполним расчет заземляющего устройства для ПС ЗДК. Расчет будем производить с учетом допустимого напряжения прикосновения согласно [6, с. 595].

Для определения допустимого напряжения прикосновения вычислим расчетную длительность воздействия, с

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

**BKR 13.03.02.05 ПЗ**

**Лис**

**77**

$$\tau = t_{P3} + t_{\text{откл},B}, \quad (5.1)$$

где  $t_{P3} = 0,12$  – время срабатывания резервной защиты, с [6, с. 600];

$t_{\text{откл},B} = 0,035$  – полное время отключение выключателя, с.

Тогда расчётная длительность воздействия

$$\tau = 0,12 + 0,035 = 0,155 \text{ с.}$$

По [6, с. 596], с учетом длительности воздействия, определяем допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр,доп}} = 400$  В.

Грунты района проектируемой подстанции твердые, представлены естественными залежами горных пород – гранитами.

В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине вследствие неодинаковости характеристик почв, слагающих его.

В расчётах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной  $h$  с удельным сопротивлением  $\rho_1$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2$ . Согласно [6, с. 600] принимаем  $\rho_1 = 800$  Ом/м,  $\rho_2 = 1000$  Ом/м,  $h = 2$  м.

Площадь, занимаемая заземлением  $54 \times 36 \text{ м}^2$ .

План заземления ОРУ представлен на рисунке 5.1.

Напряжение на заземлителе, В

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{k_{\Pi}}, \quad (5.2)$$

где  $k_{\Pi}$  – коэффициент напряжения прикосновения [6, с. 600],

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
78

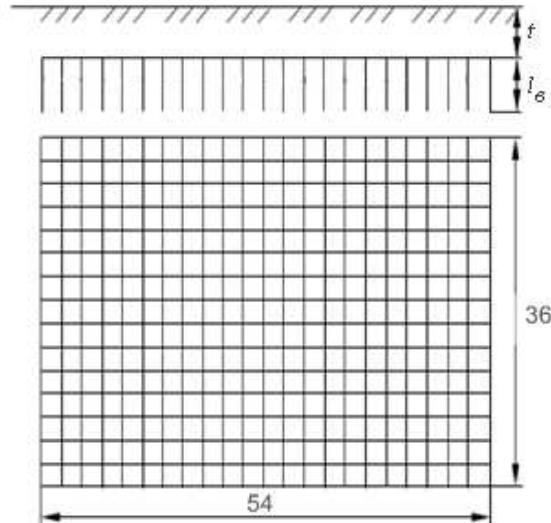


Рисунок 5.1. План заземления ОРУ 110 кВ

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B L_{II}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (5.3)$$

где  $M$  – параметр, зависящий от соотношения  $\rho_1/\rho_2$ , по [6, с. 600],  $M = 0,8$  при  $\rho_1/\rho_2 = 800/1000 = 0,8$ ;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека;

$l_B = 5,0$  – длина вертикальных заземлителей, м;

$a = 5,0$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S$  – площадь заземляющего устройства,  $\text{м}^2$ ;

$L_{II}$  – суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, м, определяется по плану подстанции в виде

$$L_{II} = n_{III} \cdot L_{III} + n_{Д} \cdot L_{Д}, \quad (5.4)$$

где  $n_{III}, n_{Д}$  – количество полос по ширине и длине ОРУ, шт.;

$L_{III}, L_{Д}$  – длина и ширина ОРУ, м.

$$n_{III} = \frac{L_{Д}}{a} + 1 = \frac{36,0}{5,0} + 1 = 8,2 \approx 8 \text{ шт};$$

$$n_{Д} = \frac{L_{III}}{a} + 1 = \frac{54,0}{5,0} + 11,8 \approx 12 \text{ шт.}$$

Тогда суммарная длина горизонтальных заземлителей

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
79

$$L_T = 8 \cdot 36,0 + 12 \cdot 54,0 = 1584 \text{ м.}$$

Коэффициент  $\beta$  определится в виде

$$\beta = \frac{R_Q}{R_Q + R_C} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,454,$$

где  $R_Q = 1000$  – сопротивление тела человека, Ом;  
 $R_C = 1,5 \cdot \rho_1$  – сопротивление ступней [6, с. 600], Ом.

Коэффициент напряжения прикосновения

$$k_P = \frac{0,800 \cdot 0,454}{\left( \frac{5 \cdot 1584}{5 \cdot \sqrt{36,0 \cdot 54,0}} \right)^{0,45}} = 0,072.$$

Напряжение на заземлителе, В

По формуле

$$U_3 = \frac{475}{0,0720} = 6597 \text{ В,}$$

что меньше допустимого значения  $U_{3 \text{ доп}} = 10,0 \text{ кВ}$  [6, с. 601].

Тогда сопротивление заземляющего устройства

$$R_{3 \text{ доп}} \leq \frac{U_3}{I_3^{(1)}}, \quad (5.5)$$

где  $I_3$  – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании, А

$$I_3^{(1)} = (0,4 - 0,6) I_{n0}^{(1)}; \quad (5.6)$$

$$I_3^{(1)} = 0,40 \cdot 2640 = 1056 \text{ А,}$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
80

где  $I_{n0}^{(1)}$  – ток однофазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения, А.

Тогда получим

$$R_{3\text{ доп}} \leq \frac{6597}{1056} = 6,16 .$$

Для дальнейшего расчета заменим сложный действительный заземлитель подстанции на более простую квадратную расчетную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели [6, с. 601].

Длина стороны модели, м

$$\sqrt{S} = \sqrt{L_{\Delta} L_{\square}} , \quad (5.7)$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{36 \cdot 54} = 44,1 \text{ м.}$$

Число ячеек расчетной модели

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 , \quad (5.8)$$

$$m = \frac{1584}{2 \cdot 44,1} - 1 = 16,0$$

принимаем  $m = 17$ .

Длина полос в расчётной модели, м

$$L'_{\Gamma} = 2\sqrt{S}(m + 1) , \quad (5.9)$$

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot 44,1(16 + 1) = 1499 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки, м

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (5.10)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
81

$$b = \frac{44,1}{16} = 2,75 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при  
 $\frac{a}{L_B} = \frac{5}{5} = 1$ , шт

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{1 \cdot l}, \quad (5.11)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 44,1}{1 \cdot 5,0} = 35,3,$$

принимаем  $n_B = 36$ .

Общая длина вертикальных заземлителей, м

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (5.12)$$

$$L_B = 5,0 \cdot 36 = 180 \text{ м.}$$

Относительная глубина, м

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (5.13)$$

$$\frac{5,0 + 0,7}{44,1} = 0,13 \text{ м.}$$

Так как относительная глубина равна 0,1, то согласно [6, с. 601]

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (5.14)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,353.$$

По [6, с. 600] для  $\rho_1/\rho_2 = 0,8$ ,  $\frac{a}{L_B} = \frac{5}{5} = 1$ ,

$$\frac{h_1 - t}{l_B}, \quad (5.15)$$

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
82

$$\frac{2 - 0,7}{5} = 0,26 .$$

Определяем  $\rho_{\mathcal{E}}/\rho_2 = 1,4$ , тогда  $\rho_2 = 1,4$ ,  $\rho_{\mathcal{E}} = 1,4 \cdot 60 = 84 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Откуда общее сопротивление заземлителя, Ом

$$R_3 = A \frac{\rho_{\mathcal{E}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\mathcal{E}}}{L_{\Gamma}'' + L_B}, \quad (5.16)$$

$$R_3 = 0,353 \frac{84}{44,1} + \frac{84}{1499 + 180} = 0,722 \text{ Ом},$$

что меньше  $R_{3 \text{ доп}} = 51,7$ .

Напряжение прикосновения, В

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} I_3 R_3 \quad (5.17)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,084 \cdot 1056 \cdot 0,722 = 64,1 \text{ В}$$

что меньше допустимого напряжения прикосновения  $U_{\text{пр доп}} = 475 \text{ В}$ .

### 5.2.2 Расчёт заземляющих устройств открытого распределительного устройства 35 кВ

В установках с незаземленными и эффективно заземленными нейтралями (сети 6, 10, 35 кВ) ограничивается потенциал на заземлителе ( $U_3$ ), т. е. нормируется сопротивление заземляющего устройства  $R_3$ . Это объясняется тем, что замыкание фазы на землю вызывает протекание сравнительно небольшого емкостного тока, и этот режим может быть длительным [6, с. 598].

Требования к заземлению в сетях 6–35 кВ согласно [1]:

- сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}, \quad (5.18)$$

где  $I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А

Ток замыкания на землю [6, с. 30],

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350} = \frac{38,5 \cdot 50}{350} = 5,50 \text{ А},$$

где  $U$  – напряжение сети, кВ;

$l$  – суммарная протяженность кабельных линий с учетом перспективы, км.  
(Приближенную суммарную длину ВЛ 35 кВ с учетом перспективы примем равной 50 километров.)

–сопротивление заземляющего устройства для электроустановок 6–35 кВ не должно превышать 10 Ом.

Исходя из вышесказанного, сопротивление заземления, Ом

$$R_3 \leq \frac{250}{5,50} = 45,5 .$$

В данном случае принимаем максимально допустимое сопротивление 10 Ом.

Площадь, занимаемая заземлением  $54 \times 20 \text{ м}^2$ .

Заземляющее устройство выполнено в виде контура из полосы  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ , проложенной на глубине 1,0 м вокруг оборудования распределительного устройства на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды. Общая длина полосы 148 м.

Сопротивление заземляющего контура согласно [6, с. 593], Ом

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (5.19)$$

где  $l$  – длина полосы, м;

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м;

$\rho_{\text{расч}}$  – расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей, Ом/м.

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot 800}{148} \lg \frac{2 \cdot 148^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0} = 11,0 \text{ Ом},$$

Предварительно принимая в контуре 8 вертикальных заземлителей, согласно [6, с. 594] находим коэффициент использования полосы  $\eta_e = 0,74$ , тогда сопротивление полосы в контуре из восьми вертикальных заземлителей, Ом

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

(5.20) с

$$R_2 = \frac{R_2}{\eta_2},$$

$$R_2 = \frac{11,0}{0,74} = 14,9 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей, Ом

$$R_e = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3}, \quad (5.21)$$

$$R_e = \frac{14,9 \cdot 10}{14,9 - 10} = 30,4 .$$

Количество вертикальных заземлителей

$$n_e = \frac{r_e}{R_e \cdot \eta_e},$$

где  $r_e$  – сопротивления одного вертикального заземлителя (стержня длиной 5 ми диаметром 12 мм);

$\eta_e$  – коэффициент использования, взятый из [6, с. 594].

$$r_b = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right), \quad (5.22)$$

$$r_b = \frac{0,366 \cdot 800}{5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 181,5 ,$$

$$n_b = \frac{181,5}{30,4 \cdot 0,82} = 7,20 .$$

Принимаем в контуре 8 вертикальных заземлителей.

### 5.2.3 Расчёт молниезащиты

Молниезащитой называется комплекс мероприятий, предназначенных для обеспечения надёжной работы оборудования и безопасности людей, сохранности зданий и сооружений при грозовых воздействиях.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
85

Зашиту ОРУ осуществим двумя стержневыми молниеотводами, выполняемыми в виде вертикальных металлических стержней. Высота молниеотводов от уровня земли равна 35 метров. Размеры проектируемой ПС  $54 \times 90$  метров.

Проведём расчёт молниезащиты для ПС (рисунок 5.2).

Ширина зоны защиты  $b_x$  определяется, м

$$b_x = r_x \frac{7h - a}{14h - a}, \quad (5.23)$$

где  $r_x$  – радиус защиты для одиночного молниеотвода, м;

$a$  – расстояние между молниеотводами, м;

$h$  – полная высота молниеотвода, м.

$$r_x = h_a \frac{1,6P}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (5.24)$$

где  $h_a$  – активная часть молниеотвода (превышение молниеотвода над защищаемым уровнем), м;

$h_x$  – высота защищаемых объектов, м;

$P$  – постоянная, при  $h \leq 40$ ,  $P = 1$ .

$$r_x = h_a \frac{1,6P}{1 + \frac{h_x}{h}} = 30 \frac{1,6 \cdot 1,0}{1 + \frac{5}{35}} = 43,4 \text{ м},$$

$$b_x = 2 \cdot 43,4 \cdot \left( \frac{7 \cdot 35 - 30}{14 \cdot 35 - 30} \right) = 40,6 \text{ м.}$$

Из полученных значений видно, что зоны защиты двух молниеотводов  $b_x$  и радиус защиты для одиночного молниеотвода  $r_x$  полностью покрывают территорию проектируемой ПС на высоте 5 метров.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
86

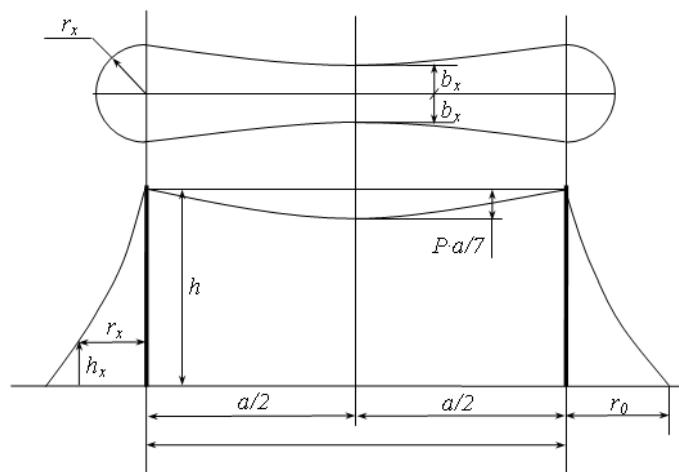


Рисунок 5.2. Сечение зоны защиты на высоте  $h_X$  для двухстержневого молниеводителя

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на ВКР спроектирована подстанция 110 кВ.

Выполнен выбор проводов линий электропередачи для проектируемой отпаечной подстанции. При проектировании подстанции 110/35/6 выбраны схемы РУ, токоведущие части и современное оборудование, такое как: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд.

В качестве источников информации использовались каталожные данные производителей оборудования. Рассчитано заземление и грозозащита. Решения, принятые при проектировании, соответствуют нормам технологического проектирования подстанций, утвержденные ОАО «ФСК ЕЭС».

Были рассчитаны режима работы сети: нормальный зимнего максимума и летнего минимума нагрузок, послеаварийный при отключении линии, трансформатора. Для расчёта режимов были использованы: программно-вычислительный комплекс «REGIM» и RastrWin3.

Результаты показали, что параметры для всех режимов находятся в пределах допустимых значений.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
88

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок [Текст]: по состоянию на 2019 г. 7 изд. ТЕХЭКСПО [Электронный ресурс]. Код доступа: <https://tech-expo.ru/pue/>
2. Руководство пользователя RastrWin3 [Текст]: / В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, А.С. Александров, А.А. Багрянцев, Москва, 2012. 243 с.
3. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро. М.: НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.
4. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии. [Текст]: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин; Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
5. Зорин, В. Б. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчёт токов коротких замыканий [Текст]: метод. указания к решению задач / В. Б. Зорин; Красноярск гос. техн. ун-т. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. 56 с.
6. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. М. Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
7. Завод электротехнического оборудования [Электронный ресурс]. Код доступа: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/catalog](https://zeto.ru/products_and_services/catalog)
8. Электротехнический завод «КОНСТАЛИН» [Электронный ресурс]. Код доступа: <http://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=2103>
9. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. 30.06.2003 М-во энергетики РФ. Москва. Издательство НЦ ЭНАС, 2004. 16 с.
10. КРУ «Самара Электрощит» [Электронный ресурс]. Код доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/>
11. Стандарт организации: Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. - ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. 132 с.
12. "Свердловский завод трансформаторов тока" [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.cztt.ru/products.html>
13. ПКФ Электрокомплекс [Электронный ресурс]. Код доступа: <https://el-komplex.ru/>
14. ООО "ЭТФ АТОН" [Электронный ресурс]. Код доступа: <http://www.atonn.ru/site/28>

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Лат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
89

15. Тимофеев, С. А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений [Текст]: метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / С. А. Тимофеев; Красноярск. гос. техн. ун-т. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

16. Трансформатор силовой ТМГ-СЭЩ-10, ЗАО «Электрощит» [сайт]. Самара, 2016. Код доступа: <https://electroshield.ru>

17. СТО 4.2–07–2014. Стандарт организации «Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности» Красноярск: 2014. 60 с.

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
90

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Нормальный режим зимнего максимума нагрузок 2022.

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	В	Кт/г	N_анц	БД...	R_нач	Q_нач	Na	I_max
1		ЛЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-65	35		183
2		ЛЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-110	22		277
3		ЛЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-102	26		261
4		ЛЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-66	35		185
5		ЛЭП	1	2			ПС Приангурская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-321	-3		806
6		ЛЭП	1	2			ПС Приангурская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-321	-3		806
7		ЛЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-11	6		59
8		ЛЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-11	6		59
9		ЛЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-49	28		139
10		ЛЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	6		40
11		Выкл	15	21			ПС ГОК -										
12		Выкл	13	40			ПС ЗДК -										
13		Тр-р	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000			-30	-17		177
14		ЛЭП	6	7			ПС Аникан -	9,23	36,70	-225,7				-88	22		226
15		ЛЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	8		74
16		ЛЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	8		74
17		Тр-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-13	5		71
18		ЛЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3		24
19		ЛЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3		24
20		ЛЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-19	-9		102
21		ЛЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-19	-9		102
22		ЛЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3				-32	-18		189
23		ЛЭП	4	5			- ПС Абалаковская	8,19	25,50	-177,0				-50	29		141
24		Выкл	36	33			-										
25		Выкл	32	35			-										
26		Тр-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-30	-17		177
27		Тр-р	31	36			-	0,52			0,320			-3	-1		15
28		Тр-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-27	-14		161
29		Тр-р	30	33			-	0,52			0,320			-3	-1		15
30		Тр-р	30	32			-	0,52	13,10		0,050			-27	-14		161
31		Выкл	14	20			-										
32		Тр-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-13	5		71
33		ЛЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-14	4		75
34		ЛЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-14	4		75
35		ЛЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-32	-18		189
36		ЛЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-15		250
37		ЛЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-15		250
38		Тр-р	22	10			-	0,50			0,500			-94	29		241
39		Тр-р	8	10			-	0,50			0,500			-94	29		241
40		Тр-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046			-1			2
41		Тр-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046			-1			2
42		Тр-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-84	15		213
43		Тр-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-84	15		213

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**Отключение линии 19-13 в нормальной схеме. Режим зимнего максимума нагрузок.**

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1		ЛЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-320	3	803	
2		ЛЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-320	3	803	
3		ЛЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-65	35	182	
4		ЛЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	6	40	
5		ЛЭП	4	5			- ПС Абалаевская	8,19	25,50	-177,0				-49	29	139	
6		ЛЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-49	29	138	
7		ЛЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-66	36	184	
8		Тр-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	17	208	
9		Тр-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	17	208	
10		Тр-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	2		
11		Тр-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	2		
12		Тр-р	8	10			-	0,50		0,500				-93	32	239	
13		Тр-р	22	10			-	0,50		0,500				-93	32	239	
14		ЛЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-109	26	275	
15		ЛЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-101	29	259	
16		ЛЭП	6	7			ПС Амикан -	9,23	36,70	-225,7				-87	25	223	
17		ЛЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-18	-9	100	
18		ЛЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-18	-9	100	
19		ЛЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-78	-36	422	
20		ЛЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-14	7	77	
21		ЛЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3	23	
22		ЛЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3	23	
23		ЛЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	8	72	
24		ЛЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	8	72	
25		ЛЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-59	-35	355	
26		ЛЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3							
27		ЛЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-13	4	71	
28		ЛЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-14	6	75	
29		ЛЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	6	57	
30		ЛЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	6	57	
31		Тр-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-12	5	65	
32		Тр-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-13	6	72	
33		Выкл	14	20			-										
34		Выкл	15	21			ПС ГОК -										
35		Тр-р	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000			-27	-16	162	
36		Тр-р	30	32			-	0,52	13,10		0,050			-24	-14	147	
37		Тр-р	30	33			-	0,52			0,320			-3	-1	14	
38		Тр-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-24	-14	147	
39		Тр-р	31	36			-	0,52			0,320			-3	-1	14	
40		Тр-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-27	-16	162	
41		Выкл	13	40			ПС ЗДК -							28	16	166	
42		Выкл	32	35			-										
43		Выкл	36	33			-										

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Отключение трансформатора в нормальной схеме. Режим зимнего максимума нагрузок.

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД...	R_нач	Q_нач	Na	I max
1		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-323	-56		822
2		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-323	-56		822
3		лЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-65	31		191
4		лЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	6		43
5		лЭП	4	5			- ПС Абалаковская	8,19	25,50	-177,0				-49	27		148
6		лЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-49	27		147
7		лЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-66	31		193
8		Тр-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	-12		240
9		Тр-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	-12		240
10		Тр-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	3		
11		Тр-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	3		
12		Тр-р	8	10			-	0,50			0,500			-93	6		274
13		Тр-р	22	10			-	0,50			0,500			-93	6		274
14		лЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-111	-16		303
15		лЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-103	-12		284
16		лЭП	6	7			ПС Аникан -	9,23	36,70	-225,7				-87	-9		250
17		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-18	-9		120
18		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-18	-9		120
19		лЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-47	-28		323
20		лЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-47	-28		323
21		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3		28
22		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-3		28
23		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	5		81
24		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	5		81
25		лЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-31	-24		247
26		лЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3				-31	-24		246
27		лЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-13			85
28		лЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-13			85
29		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	5		66
30		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	5		66
31		Тр-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-12			77
32		Тр-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-12			77
33		Выкл	14	20			-										
34		Выкл	15	21			ПС ГОК -										
35		Выкл	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000						
36		Выкл	30	32			-	0,52	13,10		0,050						
37		Выкл	30	33			-	0,52			0,320						
38		Тр-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-44	-30		383
39		Тр-р	31	36			-	0,52			0,320			-5	-1		37
40		Тр-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-54	-45		443
41		Выкл	13	40			ПС ЗДК -							-29	-22		232
42		Выкл	32	35			-							21	12		3 680
43		Выкл	36	33			-							-2	-1		46

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Нормальный режим летнего минимума нагрузок 2022.

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/р	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-277	35		701
2		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-277	35		701
3		лЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-75	34		198
4		лЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	5		37
5		лЭП	4	5			- ПС Абалаковская	8,19	25,50	-177,0				-60	27		157
6		лЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-59	27		155
7		лЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-76	35		200
8		Тр-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	30		203
9		Тр-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	30		203
10		Тр-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	1		
11		Тр-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	1		
12		Тр-р	8	10			-	0,50			0,500			-82	36		203
13		Тр-р	22	10			-	0,50			0,500			-82	36		203
14		лЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-94	46		252
15		лЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-89	49		244
16		лЭП	6	7			ПС Аникан -	9,23	36,70	-225,7				-80	41		210
17		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		88
18		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		88
19		лЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-8		223
20		лЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-8		223
21		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		20
22		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		20
23		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-12	10		72
24		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-12	10		72
25		лЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-33	-16		171
26		лЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3				-33	-16		171
27		лЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-14	8		76
28		лЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-14	8		76
29		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	7		55
30		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	7		55
31		Тр-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	8		76
32		Тр-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	8		76
33		Выкл	14	20			-										
34		Выкл	15	21			ПС ГОК -										
35		Тр-р	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000			-33	-16		170
36		Тр-р	30	32			-	0,52	13,10		0,050			-31	-13		160
37		Тр-р	30	33			-	0,52			0,320			-2	-1		12
38		Тр-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-31	-13		160
39		Тр-р	31	36			-	0,52			0,320			-2	-1		12
40		Тр-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-33	-16		170
41		Выкл	13	40			ПС ЗДК -										
42		Выкл	32	35			-										
43		Выкл	36	33			-										

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Отключение линии 19-13 в нормальной схеме. Режим летнего минимума нагрузок.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1			лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-278	25		700
2			лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-278	25		700
3			лЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-75	34		200
4			лЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	5		38
5			лЭП	4	5			- ПС Абалаковская	8,19	25,50	-177,0				-60	27		158
6			лЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-59	27		157
7			лЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-76	34		202
8			Tr-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	23		204
9			Tr-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	23		204
10			Tr-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046						1
11			Tr-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046						1
12			Tr-р	8	10			-	0,50			0,500			-82	29		204
13			Tr-р	22	10			-	0,50			0,500			-82	29		204
14			лЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-95	39		248
15			лЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-90	41		240
16			лЭП	6	7			ПС Аникан -	9,23	36,70	-225,7				-80	34		208
17			лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		90
18			лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		90
19			лЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-83	-33		419
20			лЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-14	9		80
21			лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		21
22			лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		21
23			лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-12	9		73
24			лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-12	9		73
25			лЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-66	-33		366
26		✗	лЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3							
27			лЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-14	6		77
28			лЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-14	8		76
29			лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	7		56
30			лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	7		56
31			Tr-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	6		76
32			Tr-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	8		76
33		✗	Выкл	14	20			-										
34		✗	Выкл	15	21			ПС ГОК -										
35			Tr-р	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000			-33	-16		183
36			Tr-р	30	32			-	0,52	13,10		0,050			-31	-13		171
37			Tr-р	30	33			-	0,52			0,320			-2	-1		13
38			Tr-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-31	-13		171
39			Tr-р	31	36			-	0,52			0,320			-2	-1		13
40			Tr-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-33	-16		183
41			Выкл	13	40			ПС ЗДК -							33	16		183
42		✗	Выкл	32	35			-										
43		✗	Выкл	36	33			-										

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Отключение трансформатора в нормальной схеме. Режим летнего минимума нагрузок.

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-277	14		697
2		лЭП	1	2			ПС Приангарская - ПС Ра...	9,48	70,60	-475,8				-277	14		697
3		лЭП	2	3			ПС Раздолинская - ПС Го...	14,20	44,30	-303,5				-75	33		202
4		лЭП	3	4			ПС Горевский ГОК -	0,07	0,20	-1,4				15	5		38
5		лЭП	4	5			- ПС Абалаковская	8,19	25,50	-177,0				-60	26		160
6		лЭП	3	5			ПС Горевский ГОК - ПС А...	8,24	25,70	-178,1				-59	26		159
7		лЭП	2	4			ПС Раздолинская -	14,00	43,70	-303,5				-76	33		204
8		Тр-р	7	8			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	15		205
9		Тр-р	7	22			-	0,50	48,60	-11,8	1,000			-82	15		205
10		Тр-р	8	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	1		
11		Тр-р	22	9			-	1,00	82,40		0,046			-1	1		
12		Тр-р	8	10			-	0,50			0,500			-82	21		206
13		Тр-р	22	10			-	0,50			0,500			-82	21		206
14		лЭП	2	6			ПС Раздолинская - ПС Ам...	15,40	61,30	-377,5				-95	29		243
15		лЭП	2	7			ПС Раздолинская -	24,70	98,00	-603,2				-90	32		234
16		лЭП	6	7			ПС Аникан -	9,23	36,70	-225,7				-80	24		205
17		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		94
18		лЭП	10	11			- ПС Благодатнинская	2,40	3,20	-19,3				-17	-8		94
19		лЭП	10	12			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-17		251
20		лЭП	10	19			-	4,08	16,18	-99,5				-48	-17		250
21		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		21
22		лЭП	10	16			- ПС Викторовское	0,14	0,22	-1,4				-4	-2		21
23		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	9		74
24		лЭП	10	17			- ПС Нойбинское	13,00	40,40	-281,0				-13	9		74
25		лЭП	12	40			-	0,38	1,50	-9,3				-33	-21		198
26		лЭП	19	13			- ПС ЗДК	0,38	1,50	-9,3				-33	-21		198
27		лЭП	12	14			-	0,96	2,40	-15,7				-14	6		77
28		лЭП	19	20			-	0,96	2,40	-15,7				-14	6		77
29		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	6		58
30		лЭП	17	18			ПС Нойбинское - ПС Высо...	6,24	19,40	-135,0				-10	6		58
31		Тр-р	14	15			- ПС ГОК	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	6		77
32		Тр-р	20	21			-	2,54	55,60	-3,8	0,057			-14	6		77
33		Выкл	14	20			-										
34		Выкл	15	21			ПС ГОК -										
35		Выкл	13	30			ПС ЗДК -	0,52	22,50	-47,6	1,000						
36		Выкл	30	32			-	0,52	13,10		0,050						
37		Выкл	30	33			-	0,52			0,320						
38		Тр-р	31	35			-	0,52	13,10		0,050			-61	-30		369
39		Тр-р	31	36			-	0,52			0,320			-5	-2		28
40		Тр-р	40	31			-	0,52	22,50	-47,6	1,000			-67	-42		396
41		Выкл	13	40			ПС ЗДК -							-33	-21		198
42		Выкл	32	35			-							31	12		3 693
43		Выкл	36	33			-							-2	-1		44

# ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

## Р Е З У Л Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А :

Имя сети : ZDK

Число узлов КЗ: 3

Число поясов: 1

Число коммутаций: 0

Число дополнительных ветвей: 0

Вид КЗ 1

МЕСТО КЗ 13

Упа 115.21 1

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (5.707 26.950)  
I1 379 -81

Z2 (5.707 26.950)  
I2 379 -81

Z0 (14.722 119.901)  
3I0 1136 -81

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

13-19

I1 -378 -81

I2 -379 -81

13-33

I1 0 0

I2 0 0

13-33

I1 -3 0

I2 0 0

3I0 -9 -180

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 13

Упа 115.21 1

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (5.707 26.950)  
I1 2414 -77

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

13-19

I1 -2414 -77

13-33

I1 0 0

13-33

I1 0 0

Вид КЗ 1

МЕСТО КЗ 37

Упа 36.70 1

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.631 3.804)  
I1 1000 -82

Z2 (0.631 3.804)  
I2 1000 -82

Z0 (1.472 13.397)  
3I0 2999 -82

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

37-33

I1 -1000 -82

I2 -999 -82

3I0 -2994 -83

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 37

Упа 36.70 1

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.631 3.804)  
I1 5493 -80

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

*BKR 13.03.02.05 ПЗ*

Лис  
97

37-33

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

I1 -5492 -80

Вид КЗ 1

МЕСТО КЗ 41 Упа 36.70 1  
суммарные величины в месте несимметрии  
Z1 (0.573 3.968) Z2 (0.573 3.968) Z0 (-1661.731  
0.000)  
I1 -13 0 I2 -13 0 310 -39 0

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ  
41-34 I1 0 0 I2 -13 -180  
310 -47 -180

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 41 Упа 36.70 1  
суммарные величины в месте несимметрии  
Z1 (0.573 3.968)  
I1 5283 -81

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ  
41-34 I1 -5283 -81

Вид КЗ 3

МЕСТО КЗ 39 Упа 6.60 0  
суммарные величины в месте несимметрии  
Z1 (0.000 0.144)  
I1 19557 -86

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ  
39-34 I1 -19557 -86

\*\*\*\*\* 1 мая 2022 23 час 31 мин 46 сек \*\*\*\*\*

Время оформления 0 сек

Из	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

BKR 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
98

Таблица ветвей сети ZDK стр. 1  
Прямая последовательность.

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R	X	E;K;B(c);	F	N эл.
4	0	0	1	0.001	0.910	230.000	0.000	0
0	0	1	2	2.370	17.600	0.000	0.000	0
0	0	2	4	3.500	10.900	0.000	0.000	0
0	0	2	3	3.550	11.100	0.000	0.000	0
0	0	3	4	0.016	0.051	0.000	0.000	0
0	0	4	5	2.050	6.380	0.000	0.000	0
0	0	3	5	2.060	6.420	0.000	0.000	0
0	0	2	7	6.180	24.500	0.000	0.000	0
0	0	2	6	3.850	15.300	0.000	0.000	0
0	0	6	7	2.310	9.180	0.000	0.000	0
0	0	10	11	2.400	3.200	0.000	0.000	0
0	0	10	11	2.400	3.200	0.000	0.000	0
0	0	10	12	4.080	16.200	0.000	0.000	0
0	0	10	19	4.080	16.200	0.000	0.000	0
0	0	19	13	0.380	1.500	0.000	0.000	0
0	0	10	16	0.140	0.220	0.000	0.000	0
0	0	10	16	0.140	0.220	0.000	0.000	0
0	0	10	17	13.000	44.000	0.000	0.000	0
0	0	10	17	130.000	44.000	0.000	0.000	0
0	0	17	18	6.240	19.400	0.000	0.000	0
0	0	17	18	6.240	19.400	0.000	0.000	0
0	0	3	24	71.400	178.500	0.000	0.000	0
0	0	5	23	21.600	54.000	0.000	0.000	0
0	0	6	25	137.000	342.000	0.000	0.000	0
0	0	11	28	51.900	130.000	0.000	0.000	0
0	0	16	27	222.000	554.000	0.000	0.000	0
0	0	17	23	422.000	1056.000	0.000	0.000	0
0	0	18	30	85.000	212.000	0.000	0.000	0
0	0	13	33	27.900	69.800	0.000	0.000	0
0	0	9	26	921.000	2303.000	0.000	0.000	0
0	0	12	14	0.380	1.500	0.000	0.000	0
0	0	19	32	133.000	333.000	0.000	0.000	0
0	0	12	31	133.000	333.000	0.000	0.000	0
3	0	7	8	0.001	12.160	1.000	0.000	0
3	0	7	22	0.001	12.160	1.000	0.000	0
3	0	8	10	0.001	0.000	2.000	0.000	0
3	0	22	10	0.001	0.000	2.000	0.000	0
3	0	8	9	0.001	20.600	21.900	0.000	0
3	0	22	9	0.001	20.600	21.900	0.000	0
3	0	13	33	0.001	12.160	1.000	0.000	0
3	0	14	34	0.001	12.160	1.000	0.000	0
3	0	33	37	0.001	0.000	3.140	0.000	0
3	0	34	41	0.001	0.000	3.140	0.000	0
3	0	33	35	0.001	20.600	18.250	0.000	0
3	0	34	39	0.001	20.600	18.250	0.000	0

Таблица ветвей сети ZDK стр. 1  
Нулевая последовательность.

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R	X	K; B(c);
0	0	0	1	0.001	0.730	0.000
0	0	1	2	8.840	82.700	0.000
0	0	2	4	7.560	51.200	0.000
0	0	2	3	7.650	52.200	0.000
0	0	3	4	0.040	0.240	0.000
0	0	4	5	4.410	30.000	0.000
0	0	3	5	4.440	30.200	0.000
0	0	2	7	14.700	115.000	0.000
0	0	2	6	9.220	71.900	0.000
0	0	6	7	5.510	43.200	0.000
0	0	10	11	3.550	15.000	0.000
0	0	10	11	3.550	15.000	0.000
0	0	10	12	9.730	76.100	0.000
0	0	10	19	9.730	76.100	0.000
0	0	19	13	0.900	7.050	0.000
0	0	10	16	0.210	1.030	0.000
0	0	10	16	0.210	1.030	0.000
0	0	10	17	28.000	190.000	0.000
0	0	10	17	28.000	190.000	0.000
0	0	17	18	13.400	91.200	0.000
0	0	17	18	13.400	91.200	0.000
0	0	3	24	0.000	0.000	0.000
0	0	5	23	0.000	0.000	0.000
0	0	6	25	0.000	0.000	0.000
0	0	11	28	0.000	0.000	0.000
0	0	16	27	0.000	0.000	0.000
0	0	17	23	0.000	0.000	0.000
0	0	18	30	0.000	0.000	0.000
0	0	13	33	0.000	0.000	0.000
0	0	9	26	0.000	0.000	0.000
0	0	12	14	0.000	0.000	0.000
0	0	19	32	0.000	0.000	0.000
0	0	12	31	0.000	0.000	0.000
3	0	7	8	0.001	12.160	1.000
3	0	7	22	0.001	12.160	1.000
3	0	8	10	0.001	0.000	2.000
3	0	22	10	0.001	0.000	2.000
3	0	8	9	0.001	20.600	21.900
3	0	22	9	0.001	20.600	21.900
3	0	13	33	0.001	12.160	1.000
3	0	14	34	0.001	12.160	1.000
3	0	33	37	0.001	0.000	3.140
3	0	34	41	0.001	0.000	3.140
3	0	33	35	0.001	20.600	18.250
3	0	34	39	0.001	20.600	18.250

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

Политехнический институт  
Кафедра «Электроэнергетика»

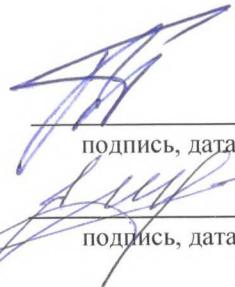
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В. И. Пантелейев  
«14» 06 2022 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02.05 – «Электроэнергетические системы и сети»

Тема выпускной квалификационной работы: «Проектирование подстанции  
110 кВ для электроснабжения золотодобывающей компании»

Руководитель



подпись, дата

Выпускник



подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, учёная степень

В. Н. Гиренков  
ициалы, фамилия

Е.В. Червенкова  
ициалы, фамилия

Красноярск 2022