

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____
(должность)
_____/ /
(подпись и печать)
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие сетей промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2019.000 ВКР
(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель, должность

_____/ А.В. Одегов /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 571
_____/ Я.И. Хуторной /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, должность

_____/ К.Е. Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
«____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Хуторного Ярослава Игоревича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие сетей промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ
утверждена приказом по университету от _____ 201_ г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Аннотация

Хуторной Я.И. Развитие сетей промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ – Челябинск ЮУрГУ, 2019, 104 стр., 23 рис., 50 табл. Библиография литературы – 40 наименований. Четыре листа чертежей формата А1.

После анализа существующей схемы электроснабжения района , произведена проверка ее работы , с учетом увеличения нагрузок потребителей. После анализа работы сети в режиме перспективных нагрузок предложен вариант ее реконструкции. Проведен расчет характерных режимов как части данной энергосистемы.

Базируясь на данных о нагрузке потребителей и токах короткого замыкания, выбрано основное электрооборудование подстанции, затронуты вопросы по эксплуатации подстанции, произведена ее реконструкция и переоборудование.

Выполнен подсчет основных технико-экономических показателей.

					<i>13.03.02. 2019.</i>					
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Развитие сетей промышленного района с разработкой подстанции 110/10 кВ.					
Разработал		Хуторной Я.И.						литер	лист	листов
Проверил		Одегов А.В.								
Н.контр.		Одегов А.В.						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Утв.										

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	11
1.1 Значение генерации и нагрузок в узлах рассматриваемой сети.....	11
1.2 Электрическая схема соединений сети, перечень и параметры ЛЭП.....	12
рассматриваемого района	12
2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	13
2.1 Баланс активных мощностей.....	13
2.2 Баланс реактивных мощностей	16
2.3 Расчет параметров схемы замещения линий электропередач	18
2.4 Расчет основных установившихся режимов работы сети.....	21
2.4.1 Режим максимальных нагрузок	21
2.4.2 Режим минимальных нагрузок	26
2.4.3 Послеаварийный режим.....	28
2.4.4 Вывод.....	30
3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ.....	31
3.1 Выбор трансформаторов на подстанции.....	31
3.2 Выбор схемы РУ подстанции «Подстанция 1»	33
3.3 Расчёт токов короткого замыкания на стороне ВН и НН на подстанции «Подстанция 1».....	34
3.4 Выбор оборудования РУ ВН и РУ НН	36
3.4.1 Средства измерения на РУ-1 ЮкВ, РУ-10кВ	36
3.4.2 Выключатели РУ ВН.....	38
3.4.3 Выбор разъединителей РУ ВН.....	39
3.4.4 Выбор трансформаторов тока РУ ВН	40
3.4.5 Выбор трансформаторов напряжения РУ ВН	43
3.4.6 Токоведущие части РУ ВН.....	45
3.4.7 Ограничители перенапряжения	46
3.4.8 Подвесные изоляторы	46
3.4.9 Выбор ячеек КРУ на стороне НН	46
3.4.10 Выключатели РУ НН 10 кВ.....	47
3.4.11 Трансформаторы тока РУ БН.....	48
3.4.12 Трансформаторы напряжения РУ НН.....	51
3.4.13 Токоведущие части РУ НН.....	53

						Лист
					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.14	Ограничители перенапряжения на РУ НН	54
3.4.15	Разработка схемы питания собственных нужд подстанции	55
3.4.15.1	Определение мощности потребителей собственных нужд.....	55
3.4.15.2	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	56
3.4.15.3	Выбор схемы СН	57
3.5	Выводы	58
4	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.....	59
4.1	Выбор видов релейной защиты и автоматики.....	59
4.1.1	Воздушные линии 110 кВ.....	59
4.1.2	Трансформаторы 110/10 кВ.....	60
4.1.3	Ошиновка 110 кВ.....	60
4.1.4	Секционный выключатель 110 кВ.....	60
4.1.5	Отходящие присоединения 10 кВ.....	61
4.1.6	Вводные выключатели 10 кВ	61
4.1.7	Секционные выключатели 10 кВ	61
4.1.8	Шины 10 кВ	62
4.1.9	Ячейки ТН 10 кВ	62
4.2	Выбор фирмы поставщика оборудования	62
4.3	Назначение типоразмера терминалов.....	63
4.3.1	РЗА линий 110 Кв.....	63
4.3.2	РЗА ячеек трансформатора 110/10 Кв.....	64
4.3.3	РЗА ошиновок 110 Кв	64
4.3.4	РЗА секционного выключателя 110 кВ.....	65
4.3.5	РЗА отходящих присоединений 10 кВ.....	65
4.3.6	РЗА вводных выключателей 10 кВ.....	65
4.3.7	РЗА секционных выключателей 10 кВ.....	66
4.3.8	РЗА ячеек ТН 10 кВ.....	66
4.3.9	РЗА шин 10 кВ	66
4.4	Расчёт параметров устройств РЗА трансформатора ТРДН - 40 МВА.....	67
4.4.1	Дифференциальная защита трансформатора	67
4.4.1.1	Выбор тока начала торможения.....	69
4.4.1.2	Расчет минимального тока срабатывания ДЗТ	69
4.4.1.3	Расчет тока торможения блокировки ДЗТ.....	70
4.4.1.4	Расчет коэффициента торможения ДЗТ.....	70

4.4.1.5	Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике	72
4.4.1.6	Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.....	72
4.4.2.	МТЗ ВН силового трансформатора	74
4.4.3.	Защита от перегрузки трансформатора.....	74
4.5	Расчет параметров автоматики КРУ 10 Кв.....	75
4.5.1	УРОВ.....	75
4.6	Проверка пригодности трансформаторов тока	75
5	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	78
5.1	Капитальные вложения на реконструкцию подстанции	78
5.2	Определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий ремонт	78
5.4	Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии	81
5.5	Определение общего срока окупаемости и рентабельности проекта	84
6.	МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ.....	86
6.1	Активная молниезащита	86
6.2	Пассивная молниезащита	89
6.3	Способы защиты подстанции.....	90
6.3.1	Установка молниеотводов на конструкциях и подсоединение их к общему заземляющему устройству подстанции.....	90
6.3.2	Установка отдельно стоящих молниеотводов со своими обособленными заземлениями.....	87
6.4	Молниезащита подстанции «Подстанция 1».....	92
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	96
	ПРИЛОЖЕНИЕ А1.....	98
	ПРИЛОЖЕНИЕ А2.....	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ А3.....	102

ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что в современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства, с развитием промышленности происходит рост энергопотребления. Это обуславливает необходимость соответствующего развития электросетей, которые являются важнейшим элементом в системе производства, передачи и потребления электрической энергии.

Из-за большого физического износа основного оборудования подстанций снижается эффективность передачи и увеличению потерь электроэнергии. Поэтому основные цели реконструкции и развития обеспечить энергетическую безопасность и надежность электроснабжения, повышение эффективности использования ресурсов, улучшение экологии.

С увеличением нагрузки необходимо проверить установленное в нашей сети оборудование (трансформаторы, ЛЭП) на пропускную способность.

В связи с истекшим сроком службы оборудования, его физического и морального износа появилась необходимость его замены.

Реконструироваться может как вся сеть, так и её части. При реконструкции необходимо рассмотреть ряд вопросов, связанных с проверкой линий по пропускной способности, короне, механической прочности, а также по допустимому отклонению или потери напряжения. В процессе проектирования может возникнуть необходимость в увеличении номинального напряжения сети.

При реконструкции подстанций необходимо использовать новейшие решения, а также оборудование, имеющее лучшие эксплуатационные характеристики по сравнению с существующими типами оборудования, больший срок службы и большую надежность.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Значение генерации и нагрузок в узлах рассматриваемой сети

В таблице 1 представлены данные значений генерации и нагрузок в узлах рассматриваемой сети.

Таблица 1- Значение генерации в узлах сети

№ п/п	Наименование	P, МВт	Q, МВАр
1	Подстанция 8	120	55
2	Подстанция 2	150	65
3	Подстанция 10	105	50

В качестве балансирующего узла (БУ), принимаем шины 110 кВ «Подстанция 12».

В таблице 2 представлены значения нагрузок в узлах сети.

Таблица 2- Значение нагрузок в узлах сети

№ п/п	Наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
4	Подстанция 3	7,1	2,3
5	Подстанция 5	6,9	2,1
6	Подстанция 7	18	4
7	Подстанция 15	4,3	1,9
8	Подстанция 11	37,6	12,4
9	Подстанция 9	25,2	7,1
10	Подстанция 18	36,3	11,7
11	Подстанция 31	17,7	4,6
12	Подстанция 16	12,5	3,6
13	Подстанция 13	17,1	6
14	Подстанция 14	14,7	7,2
15	Подстанция 1	46,2	14,7
16	Подстанция 19	11,5	3,1
17	Подстанция 17	10,2	2,4
18	Подстанция 20	36,2	12,3
19	Подстанция 22	4,3	1,5
20	Подстанция 21	14,7	4,1
21	Подстанция 23	28,1	6,9

Продолжение таблицы 2

22	Подстанция 24	34,7	12,7
23	Подстанция 25	9,2	1,9
24	Подстанция 26	11,2	3,8
25	Подстанция 28	32,7	10,2
26	Подстанция 29	41,2	11,6
27	Подстанция 27	8,2	1,4
28	Подстанция 30	2,9	1,1
29	Подстанция 12		
30	Подстанция 4	12,1	8,1
31	Подстанция 6		

В таблице 2 нагрузки являются перспективными и приведены к стороне высокого напряжения.

1.2 Электрическая схема соединений сети, перечень и параметры ЛЭП рассматриваемого района

Электрическая схема соединений сети представлена в однолинейном исполнении (в соответствии с рисунком Б.1).

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_r = \sum P_{\Pi}, \quad (1)$$

где: $\sum P_r$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;
 $\sum P_{\Pi}$ - суммарное потребление мощности.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является «Подстанция 12».

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_H$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{CH}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_L$, и трансформаторах $\sum \Delta P_T$:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum P_{CH} + \sum \Delta P_L + \sum \Delta P_T. \quad (2)$$

В виду того, что заданные перспективные нагрузки сети уже приведены к стороне высшего напряжения, то примем значения потерь активной мощности в трансформаторах, а также потери на собственные нужды подстанций равные нулю. Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2,5% [2, с.45]. Суммарная генерируемая активная мощность складывается из активной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях: Подстанция 8, Подстанция 2, Подстанция 10 (таблица 3).

Таблица 3 - Генерируемая активная мощность

№	Название ЭС/подстанции	Вырабатываемая активная мощность, МВт
1	Подстанция 8	120
2	Подстанция 2	150
3	Подстанция 10	105
Итого		375

Суммарная генерируемая активная мощность:

$$\sum P_r = 375 \text{ МВт.}$$

Суммарная потребляемая активная мощность указана в таблице 4.

Таблица 4 - Потребляемая активная мощность

№	Название подстанции	Потребляемая мощность $P_{\text{ПОТ}}$, (МВт)
4	Подстанция 3	7,1
5	Подстанция 5	6,9
6	Подстанция 7	18
7	Подстанция 15	4,3
8	Подстанция 11	37,6
9	Подстанция 9	25,2
10	Подстанция 18	36,3
11	Подстанция 31	17,7
12	Подстанция 16	12,5
13	Подстанция 13	17,1
14	Подстанция 14	14,7
15	Подстанция 1	46,2
16	Подстанция 19	11,5
17	Подстанция 17	10,2
18	Подстанция 20	36,2
19	Подстанция 22	4,3
20	Подстанция 21	14,7
21	Подстанция 23	28,1
22	Подстанция 24	34,7
23	Подстанция 25	9,2

24	Подстанция 26	11,2
25	Подстанция 28	32,7
26	Подстанция 29	41,2
27	Подстанция 27	8,2
28	Подстанция 30	2,9
29	Подстанция 12	
30	Подстанция 4	12,1

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_H = 500,8 \text{ МВт.}$$

Рассчитаем активные потери в ЛЭП:

$$\sum \Delta P_L = 0,02 \cdot (\sum P_H); \quad (3)$$

$$\sum \Delta P_L = 0,02 \cdot (500,8) = 10,016 \text{ МВт.}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую активную мощность:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum \Delta P_L ; \quad (4)$$

$$\sum P_{\Pi} = 500,8 + 10,016 = 510,816 \text{ МВт.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-P_c$), либо потребляемой ($+P_c$) балансирующим узлом:

$$P_c = \sum P_r - \sum P_{\Pi}; \quad (5)$$

Баланс активной мощности обеспечивается за счет обменной мощности балансирующим узлом («Подстанция 12»).

Получилось, что генерируемая мощность на электростанциях системы, оказалась меньше потребляемой мощности. Поэтому недостаток мощности будет генерироваться за счет выдачи мощности балансирующим узлом.

2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_r + \sum Q_3 + Q_{ку} + Q_c = \sum Q_{п} ; \quad (6)$$

где: $\sum Q_r$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;
 $\sum Q_3$ - мощность, генерируемая линиями (зарядная);
 $Q_{ку}$ - реактивная мощность компенсирующих устройств;
 Q_c - величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей собственных нужд электрических станций $\sum Q_{н}$, потерь мощности в линиях $\sum Q_{сн}$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_{т}$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий принимаем 5% при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности [2]. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5 ... 9% от полной мощности, проходящей через трансформатор. Зарядная мощность Q_3 , генерируемая воздушной одноцепной линией 110кВ - 35кВАр/км [2].

Также как и с активной мощностью будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи. Суммарная генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и реактивной мощности, поступающей из соседних систем (таблица 5).

Таблица 5 - Реактивная мощность, выдаваемая в систему

№	Название ЭС	Вырабатываемая реактивная мощность; Q_r , МВАр
1	Подстанция 8	55
2	Подстанция 2	65
3	Подстанция 10	50
Итого:		170

$$\sum Q = 170 \text{ МВАр.}$$

Таблица 6 - Потребляемая реактивная мощность

№	Название подстанции	Потребляемая мощность Q_H , МВАр
4	Подстанция 3	2,3
5	Подстанция 5	2,1
6	Подстанция 7	4
7	Подстанция 15	1,9
8	Подстанция 11	12,4
9	Подстанция 9	7,1
10	Подстанция 18	11,7
11	Подстанция 31	4,6
12	Подстанция 16	3,6
13	Подстанция 13	6
14	Подстанция 14	7,2
15	Подстанция 1	14,7
16	Подстанция 19	3,1
17	Подстанция 17	2,4
18	Подстанция 20	12,3
19	Подстанция 22	1,5
20	Подстанция 21	4,1
21	Подстанция 23	6,9
22	Подстанция 24	12,7
24	Подстанция 26	3,8
25	Подстанция 28	10,2
26	Подстанция 29	11,6
27	Подстанция 27	1,4
28	Подстанция 30	1,1
29	Подстанция 12	
30	Подстанция 4	8,1

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum Q_H = 158,7 \text{ МВАр ;}$$

Потери реактивной мощности в ЛЭП:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$\sum \Delta Q_L = \frac{\Delta Q_L}{100} \cdot (|\sum S_H|); \quad (7)$$

$$\sum \Delta Q_L = \frac{5}{100} \cdot (|500.8 + j158.7|) = 26.7 \text{ МВАр.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными одноцепными линиями, при напряжении сети $U=110$ кВ примем $Q_3 = 35$ кВАр / км, а для двухцепных $Q_3 = 70$ кВ Ар / км [2], тогда:

$$\sum Q_3 = l \cdot Q_3, \quad (8)$$

где: l - сумма всех длин линий 110 кВ.

$l = 60,59$ км - длина двухцепных ЛЭП 110 кВ,

$l = 186,98$ км - длина одноцепных ЛЭП 110 кВ,

$\sum Q_3 = 60,59 \cdot 0,07 + 186,98 \cdot 0,035 = 10,79$ МВАр.

В итоге получаем суммарную потребляемую активную мощность:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum \Delta Q_H + \sum \Delta Q_L + \sum Q_3; \quad (9)$$

$$\sum Q_{\Pi} = 158,7 + 26,7 - 10,79 = 174,61 \text{ МВАр.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой $-(Q_C)$, либо потребляемой $+(Q_C)$ балансирующим узлом:

$$Q_C = \sum Q_r - \sum Q_r; \quad (10)$$

$$Q_C = 170 - 174,61 = -4,61 \text{ МВАр.}$$

Баланс реактивной мощности обеспечивается за счет обменной мощности генерируемой балансирующим узлом «Подстанция 12».

Таким образом, мощность в базисном узле $P_C + jQ_C = -135.816 - j4.61$ МВАр.

2.3 Расчет параметров схемы замещения линий электропередач

Рассчитаем параметры линий заданной схемы района. Эквивалентная схема замещения ЛЭП представлена на рисунке 1.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

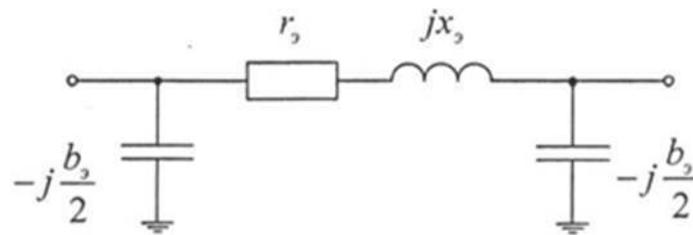


Рисунок 1 - Эквивалентная схема замещения ЛЭП

При расчетах активная проводимость ЛЭП не учитывается, так как величины сечений воздушных линий исключают возможность появления короны (для сетей с $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$: $F \geq AC - 70/11$) [1].

Рассчитаем погонные параметры для линии «Подстанция 2- Подстанция 7». Марка провода $AC - 240/32$, $l = 5.8 \text{ км}$, $n = 1$.

$$r_3 = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad (11)$$

$$r_3 = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad (12)$$

$$x_3 = \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad (13)$$

где: l - длина линии, км;
 n - количество цепей линии.

$$r_3 = 0.118 \cdot 5.8 = 0.6844 \text{ Ом};$$

$$x_3 = 0.405 \cdot 5.8 = 2.349 \text{ Ом};$$

$$b_3 = 2.808 \cdot 10^{-6} \cdot 5.8 = 16.286 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Определим параметры зарядной мощности линии:

$$Q_C = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_3 \quad (14)$$

где: $U_{\text{НОМ}}^2$ - номинальное напряжение линии, кВ;

$$Q_C = (110 \cdot 103)^2 \cdot 16,286 \cdot 10^{-6} = 0,197 \text{ МВАр.}$$

На рисунке 2 представлена упрощенная схема замещения для линии «Подстанция 2- Подстанция 7».

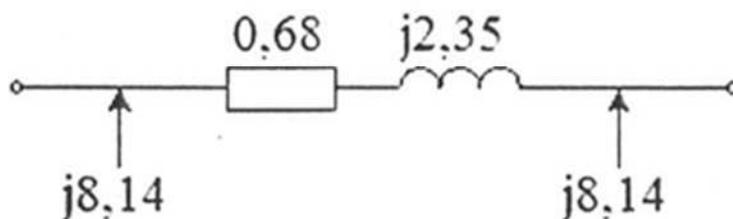


Рисунок 2 - Упрощенная схема замещения ЛЭП

Расчет параметров остальных линий производим подобно приведенному расчету. Расчетные данные сведем в таблицу 7.

Таблица 7- Параметры ЛЭП

Название	Исходные данные			Расчетные параметры		
	Марка ЛЭП	L, км	n	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Подстанция 2- подстанция 3	АС-300	1,6	2	1,54	0,65	4,2
Подстанция 3 подстанция 4	АС-185	2,8	1	0,45	1,16	7,7
Подстанция 4- Подстанция 5	АС-185	2,8	1	0,45	1,16	7,7
Подстанция 3 - Подстанция 6	АС-185	2,8	1	0,45	1,16	7,7
Подстанция 6 - Подстанция 5	АС-185	2,8	1	0,45	1,16	7,7
Подстанция 2- Подстанция 7	АС-240	5,8	1	0,68	2,35	16,3
Подстанция 5 - подстанция 8	АС-185	10,3	2	1,64	4,25	28,3
Подстанция 9 - Подстанция 6	АС-240	7,4	1	0,87	3	20,8
Подстанция 10 - Подстанция 11	АС-185	5,9	1	0,94	2,44	16,2
Подстанция 11 - Подстанция 9	АС-185	2,3	1	1,05	2,73	18,1
Подстанция 7 - Подстанция 12	АС-240	18,4	1	2,17	7,45	51,7
Подстанция 10 - Подстанция 13	АС-240	3,7	2	0,44	1,50	10,39
Подстанция 13 - подстанция 14	АС-240	2,03	2	0,24	0,82	5,70
Подстанция 14 - Подстанция 1	АС-240	1,63	1	0,19	0,66	4,58
Подстанция 14-Подстанция 12	АС-240	6,63	1	0,78	2,68	18,6
Подстанция 12 - Подстанция 1	АС-240	6,2	1	0,73	2,51	17,4
Подстанция 8 - Подстанция 15	АС-240	2,5	1	0,3	1,01	7
Подстанция 15 - Подстанция 16	АС-240	5	1	0,59	2,02	14
Подстанция 8 - Подстанция 16	АС-240	8,6	1	1,02	3,48	24,2
Подстанция 16- Подстанция 17	АС-185	9,1	2	1,45	3,76	25
Подстанция 18 - Подстанция 16	АС-185	6,2	2	0,99	2,56	17
Подстанция 16 - Подстанция 19	АС-185	1,5	1	0,24	0,62	4,1
Подстанция 19 - подстанция 20	АС-185	2,1	1	0,33	0,87	5,8
Подстанция 20 - Подстанция 21	АС-185	9,4	2	1,5	3,88	25,8
Подстанция 22 - Подстанция 21	АС-185	7,66	2	1,22	3,16	21
Подстанция 22 - Подстанция 17	АС-185	6,3	2	1	2,6	17,3
Подстанция 21 - Подстанция 23	АС-240	22,9	1	2,7	9,27	64,3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ

Лист

20

Подстанция 23 - Подстанция 24	АС-240	9	1	1,06	3,64	25,3
Подстанция 24 - Подстанция 25	АС-185	4	1	0,64	1,65	11
Подстанция 25 - Подстанция 12	АС-240	5,2	1	0,61	2,11	14,6
Подстанция 25 - Подстанция 26	АС-185	2,1	1	0,33	0,87	5,8
Подстанция 21-Подстанция 27	АС-240	9,02	1	1,06	3,65	25,3
Подстанция 27 - Подстанция 12	АС-240	5	1	0,59	2,02	14
Подстанция 21 - Подстанция 28	АС-240	23,5	1	2,77	9,52	66
Подстанция 28 - Подстанция 29	АС-240	1,2	1	0,14	0,49	3,4
Подстанция 28 - Подстанция 12	АС-240	8,3	1	0,98	3,36	23,3
Подстанция 29 - Подстанция 30	АС-240	2	1	0,24	0,81	5,62
Подстанция 30 - Подстанция 12	АС-240	4	1	0,47	1,62	11,2
Подстанция 17 - Подстанция 31	АС-185	4,3	2	0,68	1,78	11,8
Подстанция 10 - Подстанция 9	АС-185	5,6	1	1,05	2,73	18,1

2.4 Расчет основных установившихся режимов работы сети

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; частотой; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов протекающих по участкам сети; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. По результатам расчета оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними. Для ряда систем можно выделить влияние одного определяющего фактора. В рассматриваемой сети определяющим фактором будем считать нагрузки подстанций.

Проведем расчет существующей сети, применяя программный комплекс RastrWin, для следующих характерных режимов:

- режим максимальных нагрузок;
- режим минимальных нагрузок;
- послеаварийный режим.

2.4.1 Режим максимальных нагрузок

Данный режим возникает в зимний период, когда возникают максимальные потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

Нагрузки потребителей системы в зимний период представлены в таблице 2. Сведем в таблицу 8 токовую загрузку ЛЭП, полученную в программе RastrWin, а также проверим сечение проводов линии электропередачи по плотности тока:

$$j = \frac{I_{нд}}{F}; \quad (15)$$

где j - плотность тока $\left[\frac{A}{мм^2} \right]$,

$I_{нд}$ - наибольший ток, протекающий по линии, [A];

F - сечение сталеалюминиевого провода, [мм²].

Рассмотрим пример расчёта плотности тока для линии «Подстанция 2-Подстанция 3»:

$$j = \frac{256}{300} = 0.85 \left(\frac{A}{мм^2} \right).$$

Аналогично произведем расчет для других ЛЭП и занесем их значения в таблицу 8.

Таблица 8 - Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

№ ЛЭП	Название	Исходные данные		На одну цепь			
		Марка ЛЭП	n	$I_{доп}$	I_{max}	$j_{э}, \frac{A}{мм^2}$	$ИП_{доп}$
2-4	Подстанция 2-подстанция 3	АС-300	2	690	256	0,85	37,1
4-30	Подстанция 3 подстанция 4	АС-185	1	510	282	1,52	55,3
30-5	Подстанция 4-подстанция 5	АС-185	1	510	40	0,21	7,9
4-31	Подстанция 3 - подстанция 6	АС-185	1	510	194	1,04	38,1
31-5	Подстанция 6 - подстанция 5	АС-185	1	510	126	0,68	24,8
2-6	Подстанция 2-подстанция 7	АС-240	1	610	292	1,21	47,8
5-1	Подстанция 5 - подстанция 8	АС-185	2	510	66	0,35	12,8
9-31	Подстанция 9 - подстанция 6	АС-240	1	610	246	1,03	40,3

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

3-8	Подстанция 10 - подстанция 11	АС-185	1	510	96	0,52	18,9
3-9	Подстанция 10 - подстанция 9	АС-185	1	510	21	0,11	4,2
8-9	Подстанция 11 - подстанция 9	АС-185	1	510	101	0,55	19,9
6-29	Подстанция 7 - подстанция 12	АС-240	1	610	211	0,88	34,5
3-13	Подстанция 10 - подстанция 13	АС-240	2	610	251	1,04	41,2
13-14	Подстанция 13 - подстанция 14	АС-240	2	610	207	0,86	33,9
14-15	Подстанция 14 - подстанция 1	АС-240	1	610	251	1,05	41,1
14-29	Подстанция 14- Подстанция 12 ПО	АС-240	1	610	92	0,38	15,1
29-15	Подстанция 12 - Подстанция 1	АС-240	1	610	33	0,13	5,3
1-7	Подстанция 8 - Подстанция 15	АС-240	1	610	423	1,76	69,3
7-12	Подстанция 15 - Подстанция 16	АС-240	1	610	400	1,66	65,6
1-12	Подстанция 8 - Подстанция 16	АС-240	1	610	355	1,48	58,2
12-17	Подстанция 16 - Подстанция 17	АС-185	2	510	99	0,53	19,5
10-12	Подстанция 18 - Подстанция 16	АС-185	2	510	96	0,52	18,7
12-16	Подстанция 16 - Подстанция 19	АС-185	1	510	303	1,63	59,4
16-18	Подстанция 19 - подстанция 20	АС-185	1	510	244	1,32	47,9
18-20	Подстанция 20 - Подстанция 21	АС-185	2	510	30	0,16	5,9
19-20	Подстанция 22 - Подстанция 21	АС-185	2	510	22	0,12	4,4
19-17	Подстанция 22 - Подстанция 17	АС-185	2	510	31	0,17	6,1
20-21	Подстанция 21 - Подстанция 23	АС-240	1	610	90	0,38	14,8
21-22	Подстанция 23 - Подстанция 24	АС-240	1	610	62	0,26	10,1

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				23

22-23	Подстанция 24 - Подстанция 25	АС-185	1	510	244	1,32	47,9
23-29	Подстанция 25 - Подстанция 12	АС-240	1	610	351	1,46	57,6
23-24	Подстанция 25 - Подстанция 26	АС-185	1	510	60	0,32	11,7
20-27	Подстанция 21 - Подстанция 27	АС-240	1	610	90	0,38	14,7
27-29	Подстанция 27 - Подстанция 12	АС-240	1	610	130	0,54	21,3
20-25	Подстанция 21 - Подстанция 28	АС-240	1	610	22	0,09	3,6
25-26	Подстанция 28 - Подстанция 29	АС-240	1	610	10	0,04	1,7
25-29	Подстанция 28 - Подстанция 12	АС-240	1	610	167	0,69	27,4
26-28	Подстанция 29 - Подстанция 30	АС-240	1	610	220	0,91	36
28-29	Подстанция 30 - Подстанция 12	АС-240	1	610	235	0,98	38,6
17-11	Подстанция 17 - Подстанция 31	АС-185	2	510	46	0,25	9

Сведем в таблицу 9 значения напряжений в узлах в максимальном режиме.

Таблица 9 - Напряжения в узлах в максимальном режиме

№	Название подстанции	$U_{ном}, кВ$	U, кВ	delta, %
1	Подстанция 8	110	116,89	6,26
2	Подстанция 2	110	118,27	7,51
3	Подстанция 10	110	116,22	5,65
4	Подстанция 3	110	117,53	6,84
5	Подстанция 5	110	117,11	6,47

Продолжение таблицы 9

6	Подстанция 7	110	117,35	6,68
7	Подстанция 15	110	116,41	5,83
8	Подстанция 11	110	115,97	5,43
9	Подстанция 9	110	116,32	5,75
10	Подстанция 18	110	115,24	4,77
11	Подстанция 31	110	114,97	4,52
12	Подстанция 16	110	115,53	5,03
13	Подстанция 13	110	115,73	5,21
14	Подстанция 14	110	115,42	4,93
15	Подстанция 1	110	115,13	4,67
16	Подстанция 19	110	115,28	4,8
17	Подстанция 17	110	115,06	4,6
18	Подстанция 20	110	115	4,54
19	Подстанция 22	110	114,92	4,48
20	Подстанция 21	110	114,8	4,36
21	Подстанция 23	110	113,81	3,46
22	Подстанция 24	110	113,89	3,53
23	Подстанция 25	110	114,32	3,93
24	Подстанция 26	110	114,26	3,87
25	Подстанция 28	110	114,5	4,09
26	Подстанция 29	110	114,5	4,09
27	Подстанция 27	110	114,89	4,44
28	Подстанция 30	110	114,66	4,23
29	Подстанция 12	115	115	
30	Подстанция 4	110	117,26	6,6
31	Подстанция 6	110	117,14	6,49

Из таблицы 9 по токовой загрузки проводов можно сделать вывод, что по линиям электропередачи протекают токи, которые не превышают допустимые, следовательно протекающие токи по линиям электропередачи не вызывают перегрев проводов и в замене не нуждаются.

Рассчитанная плотность тока превышает в некоторых ЛЭП значения плотности для существующих линий, которая составляет 1 (А/мм²) для неизолированных алюминиевых проводов, при числе более 5000 часов использования максимума нагрузки в год, но согласно [3] допускается двукратное превышение нормированных значений во избежание увеличения количества линий или цепей.

Максимальная плотность тока приходится на часть линии «ПОДСТАНЦИЯ 8 - Подстанция 15» и составляет 1,76 (А/мм²).

По результатам расчета напряжений в максимальном режиме из таблицы 9 видно, что:

- максимальное напряжение: $U_{\max} = 118,27$ кВ на подстанции «Подстанция 2»;
- минимальное напряжение: $U_{\min} = 113,81$ кВ на подстанции «Подстанция 23».

Согласно ГОСТ 32144-2013, допустимое напряжение на подстанции с нерегулируемым напряжением должно находиться в пределах $\pm 10\%$ от номинального, а для подстанций с РПН $\pm 15\%$.

Т.к. в сети в основном установлены трансформаторы с РПН, сеть проходит по допустимым напряжениям, т.к. они не превышают 15% от номинального.

Карта режима представлена на рисунке Б.1.

2.4.2 Режим минимальных нагрузок

В летний период происходит снижение потребления энергии, а, следовательно, и уменьшается нагрузка, которая требуется потребителю. Вследствие этого возрастают уровни напряжения, что может привести к перекрытию изоляции, а значит и к аварии в сети. Произведем анализ расчета сети с минимальными нагрузками, данные которых приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Значение нагрузок в узлах сети в минимальном режиме

№ п/п	Наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
4	Подстанция 3	6	1,9
5	Подстанция 5	5,8	1,8
6	Подстанция 7	15,1	3,4
7	Подстанция 15	3,6	1,6
8	Подстанция 11	31,6	10,4
9	Подстанция 9	21,2	6
10	Подстанция 18	30,5	9,8
11	Подстанция 31	14,9	3,9
12	Подстанция 16	10,5	3
13	Подстанция 13	14,4	5
14	Подстанция 14	12,4	6,1
15	Подстанция 1	38,9	12,4
16	Подстанция 19	9,7	2,6
17	Подстанция 17	8,6	2
18	Подстанция 20	30,5	10,3
19	Подстанция 22	3,6	1,3
20	Подстанция 21	12,4	3,4

21	Подстанция 23	23,6	5,8
----	---------------	------	-----

Продолжение таблицы 10

22	Подстанция 24	29,2	10,7
23	Подстанция 25	7,7	1,6
24	Подстанция 26	9,4	3,2
25	Подстанция 28	27,5	8,6
26	Подстанция 29	34,7	9,8
27	Подстанция 27	6,9	1,2
28	Подстанция 30	2,4	0,9
29	Подстанция 12		
30	Подстанция 4	10,2	6,8
31	Подстанция 6		

Таблица 11 - Напряжения в узлах в минимальном режиме

№	Название подстанции	$U_{НОМ}, кВ$	U, кВ	delta, %
1	Подстанция 8	110	117,4	6,73
2	Подстанция 2	110	118,65	7,86
3	Подстанция 10	110	116,5	5,91
4	Подстанция 3	110	117,95	7,23
5	Подстанция 5	110	117,58	6,89
6	Подстанция 7	110	117,66	6,96
7	Подстанция 15	110	116,94	6,31
8	Подстанция 11	110	116,35	5,78
9	Подстанция 9	110	116,71	6,1
10	Подстанция 18	110	115,84	5,31
11	Подстанция 31	110	115,51	5,01
12	Подстанция 16	110	116,08	5,52
13	Подстанция 13	110	115,97	5,43
14	Подстанция 14	110	115,60	5,09
15	Подстанция 1	110	115,29	4,81
16	Подстанция 19	110	115,82	5,29
17	Подстанция 17	110	115,58	5,07
18	Подстанция 20	110	115,52	5,02
19	Подстанция 22	110	115,4	4,91
20	Подстанция 21	110	115,2	4,73
21	Подстанция 23	110	114,17	3,79
22	Подстанция 24	110	114,16	3,78
23	Подстанция 25	110	114,48	4,07
24	Подстанция 26	110	114,43	4,02

Продолжение таблицы 11

25	Подстанция 28	110	114,64	4,21
26	Подстанция 29	110	114,62	4,2
27	Подстанция 27	110	115,04	4,58
28	Подстанция 30	110	114,74	4,31
29	Подстанция 12	115	115	
30	Подстанция 4	110	117,71	7,01
31	Подстанция 6	110	117,57	6,89

Из таблицы 11 видно, что:

- максимальное напряжение: $U_{\max} = 118,65$ кВ на подстанции «Подстанция 2»;
- минимальное напряжение: $U_{\min} = 114,16$ кВ на подстанции «Подстанция 24».

После проведения расчета, можно сделать вывод, что в результате снижения нагрузок значения падения напряжения не превышают допустимых значений.

Карта режима представлена на рисунке Б.1.

2.4.3 Послеаварийный режим

Послеаварийный режим работы сети рассматривается для выявления максимальных потоков мощности по линиям. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Поочередно будем отключать линии и проверять токовую загрузку проводов. Необходимо, чтобы по линиям электропередачи протекали токи не превышающие допустимые. Если линия двухцепная, то ограничимся отключением одной цепи.

Для данного пункта введем сокращенную нумерацию линий (таблица А.2).

Поочередно отключаем линии и заполняем таблицу А.3. В каждой ячейке указано значение $I_{\text{доп}}$ в процентах в данной линии при отключении линии из вертикального столбца.

Из таблицы А.3 видим, что при отключении линии 18 возникает токовая перегрузка в 20 линии, при отключении 19 также наблюдаем токовую перегрузку в 20 линии, а при отключении 20 линии возникает токовая перегрузка сразу в двух линиях - в 18 и 19. Из этого делаем вывод о том, что необходимо увеличить сечение проводов в данных линиях или же сделать их двухцепными, то есть протянуть вторую цепь для повышения пропускной способности в послеаварийном режиме.

Кроме того, в линиях 2, 4, 13, 23, 28 наблюдаем загрузку проводов близкую к критической. В более серьезных аварийных случаях эти линии могут выйти из строя, поэтому необходимо провести реконструкцию и этих линий - увеличить сечение проводов, или протянуть вторую цепь.

Сведем в таблицу 12 наиболее тяжелый послеаварийный режим - отключение линии 20.

Таблица 12 - Отключение линии 20

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>I</i>	242	277	16	170	102	318	33	284	83	43
<i>I_{дон}</i>	690	510	510	510	510	610	510	610	510	510
<i>I/I_{дон}</i>	35	54,3	3,1	33,3	20,1	52,2	6,5	46,6	16,2	8,4
№	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<i>I</i>	115	236	270	226	268	ПО	39	708	685	-
<i>I_{дон}</i>	510	610	610	610	610	610	610	610	610	610
<i>I/I_{дон}</i>	22,5	38,7	44,3	37	43,9	18	6,3	116	112,2	-
№	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<i>I</i>	84	96	262	203	15	14	18	77	74	258
<i>I_{дон}</i>	510	510	510	510	510	510	510	610	610	510
<i>I/I_{дон}</i>	16,6	18,8	51,3	39,7	3	2,7	3,5	12,6	12,1	50,6
№	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
<i>I</i>	365	60	125	167	27	17	177	231	246	46
<i>I_{дон}</i>	610	510	610	610	610	610	610	610	610	510
<i>I/I_{дон}</i>	59,8	11,7	20,6	27,3	4,4	2,8	28,9	37,8	40,3	9

Проверим напряжения в узлах при отключении линии 20. Результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Напряжения в узлах при отключении линии 20

№	Название подстанции	$U_{ном,кВ}$	U, кВ	delta, %
1	Подстанция 8	110	117,41	6,73
2	Подстанция 2	110	118,52	7,75
3	Подстанция 10	110	116,33	5,75
4	Подстанция 3	110	117,82	7,11
5	Подстанция 5	110	117,47	6,79
6	Подстанция 7	110	117,54	6,85
7	Подстанция 15	110	116,61	6,01
8	Подстанция 11	110	116,12	5,56
9	Подстанция 9	110	116,51	5,92
10	Подстанция 18	110	114,81	4,37
11	Подстанция 31	110	114,61	4,19

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

12	Подстанция 16	110	115,10	4,63
13	Подстанция 13	110	115,81	5,29
14	Подстанция 14	110	115,47	4,98
15	Подстанция 1	110	115,17	4,7
16	Подстанция 19	110	114,88	4,44

Продолжение таблицы 13

17	Подстанция 17	110	114,7	4,27
18	Подстанция 20	110	114,65	4,22
19	Подстанция 22	110	114,61	4,19
20	Подстанция 21	110	114,55	4,14
21	Подстанция 23	110	113,7	3,36
22	Подстанция 24	110	113,83	3,48
23	Подстанция 25	110	114,29	3,9
24	Подстанция 26	110	114,23	3,84
25	Подстанция 28	110	114,47	4,06
26	Подстанция 29	110	114,47	4,06
27	Подстанция 27	110	114,8	4,36
28	Подстанция 30	110	114,64	4,22
29	Подстанция 12	115	115	0
30	Подстанция 4	110	117,59	6,9
31	Подстанция 6	110	117,44	6,77

Уровни напряжения на подстанциях не превышают предельно допустимых значений по ГОСТ 32144-2013 $\pm 10\%$ и обеспечивают высокое качество напряжения у потребителей при использовании устройств РПН:

- максимальное напряжение: $U_{\max} = 118,52$ кВ Подстанция 2;
- минимальное напряжение: $U_{\min} = 113,7$ кВ Подстанция 23.

Карта режима представлена на рисунке Б.1.

2.4.4 Вывод

Из анализа существующей сети видно, что в обеспечении электроэнергией потребителей г. Челябинска существуют незначительные проблемы, связанные с ведением определенных режимов сети 110 кВ. В частности, вышеперечисленные проблемы касаются воздушных ЛЭП.

Необходима реконструкция линий:

- «Подстанция 8 - Подстанция 15»;
- «Подстанция 15 - Подстанция 16»;
- «Подстанция 8 - Подстанция 16».

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

Желательна реконструкция линий:

- «Подстанция 3ПОДСТАНЦИЯ 4»;
- «Подстанция 3 - Подстанция 6»;
- «Подстанция 10 – Подстанция 13»;
- «Подстанция 16 - Подстанция 19»;
- «Подстанция 21 - Подстанция 23».

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Выбор трансформаторов на подстанции

Полная потребляемая мощность подстанции с учетом перспективной нагрузки:

$$|S| = |46.2 + j14.7| = 48.27 \text{ МВА.}$$

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \phi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{н.ав}}; \quad (16)$$

где: N_T - количество трансформаторов;

$k_{\text{н.ав}}$ - коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, $k_{\text{н.ав}} = 1.4$.

Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки [5].

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \phi \cdot (N_T - 1)} = \frac{S_{\text{max}}}{2-1}; \quad (17)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{48,27}{2-1} = 48,27 \text{ МВА.}$$

С учетом условия $S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{н.ав}}$ получаем, что:

$$S_{\text{ном}} \leq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{н.ав}}} = \frac{48,27}{1,4} = 34,47 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Согласно расчетам, выбираем трансформатор ТРДН-40000/110, параметры которого представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Параметры выбранных трансформаторов

Тип	S , МВ · А	$U_{\text{номВН}}$, кВ	$U_{\text{номНН}}$, кВ	$U_{\text{кВН}}$, %	$P_{\text{хх}}$, кВт	$P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	Группа соед.обмот.
2хТРДН- 40000/110	40	115	10,5	10,5	36	172	0,65	Y/Δ

Регулирование напряжения: РПН $\pm 9 \times 1,78\%$.

Рассчитаем коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном режиме:

$$k_{\text{э.н.р.}} = \frac{S_{\text{наг}}}{N_m \cdot S_{m.\text{ном}}} \leq 0,7; \quad (18)$$

$$k_{\text{э.н.р.}} = \frac{48,27}{2 \cdot 40} = 0,6 \leq 0,7.$$

Рассчитаем коэффициент загрузки выбранного трансформатора в аварийном режиме (один трансформатор поврежден или выведен в ремонт):

$$k_{\text{з.ав.}} = \frac{S_{\text{наг}}}{(N_m - 1) \cdot S_{m.\text{ном}}} \leq 1,4; \quad (19)$$

$$k_{\text{з.ав.}} = \frac{48,27}{(2 - 1) \cdot 40} = 1,21 \leq 1,4.$$

Ток трансформаторов в нормальном режиме на стороне ВН:

$$I_{\text{нор.тр-ра.ВН}} = \frac{0,7 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (20)$$

$$I_{\text{нор.тр-ра.ВН}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 10^3 = 141 \text{ А.}$$

Ток трансформаторов в максимальном режиме на стороне ВН (при выходе одного трансформатора из строя):

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{тр-ра.ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (21)$$

$$I_{\text{тр-ра.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 10^3 = 281 \text{ А.}$$

Так как на подстанции установлено два трансформатора с расщепленными обмотками, то ток трансформаторов в нормальном режиме на стороне НН:

$$I_{\text{нор.тр-ра.НН}} = \frac{0,7 \cdot \frac{S_{\text{T}}}{2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2}; \quad (22)$$

$$I_{\text{нор.тр-ра.НН}} = \frac{0,7 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} \cdot 10^3 = 642 \text{ А.}$$

Ток трансформаторов в максимальном режиме на стороне НН (при выходе одного трансформатора из строя):

$$I_{\text{павар.тр-ра.НН}} = \frac{1,4 \cdot \frac{S_{\text{T}}}{2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2}; \quad (23)$$

$$I_{\text{павар.тр-ра.НН}} = \frac{1,4 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} \cdot 10^3 = 1283 \text{ А.}$$

3.2 Выбор схемы РУ подстанции «Подстанция 1»

При выборе схемы распределительного устройства подстанции следует учитывать, что от нее будут питаться потребители второй категории.

Для потребителей второй категории перерыв в электроснабжении допускается на время включения резервного питания действием дежурного персонала или оперативно выездной бригады.

Питание электроэнергией выполняется от двух независимых источников электроснабжения.

Подстанция является транзитной, осуществляется транзит электроэнергии между подстанциями Подстанция 12 и Подстанция 10. В связи с этим наиболее оптимальная схема РУ ВН это мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Схема данного распределительного устройства приведена на рисунке 3.

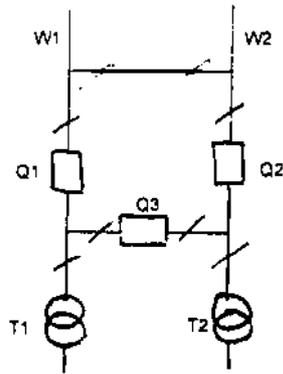


Рисунок 3 - Схема «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»

3.3 Расчёт токов короткого замыкания на стороне ВН и НН на подстанции «Подстанция 1»

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Кроме того, коммутационные аппараты проверяют по отключающей способности. Для этого рассчитаем ток короткого замыкания в точке, в которой через выбираемые аппараты или проводники будет протекать наибольший ток. В нашем случае такими точками являются шины высшего, и низшего напряжения (точки К1 и К2 на рисунке 4).

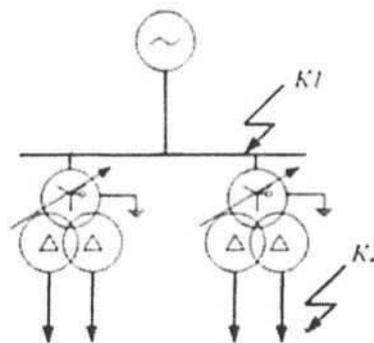


Рисунок 4 - Характерные точки при расчете токов КЗ

Значение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 были предоставлены в ходе преддипломной практики.

$$I_{n.0} = 24,95 \text{ kA.}$$

Рассчитаем ударный ток КЗ на стороне ВН:

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y; \quad (24)$$

где $k_y = 1,61$ принимает для системы, связанной со сборными шинами, через ВЛ-110 кВ [6].

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 24,95 \cdot 1,61 = 56,8 \text{ kA.}$$

Произведем расчет тока трехфазного замыкания на стороне НН в программе ТОКО, разработанной на кафедре ЭССиС.

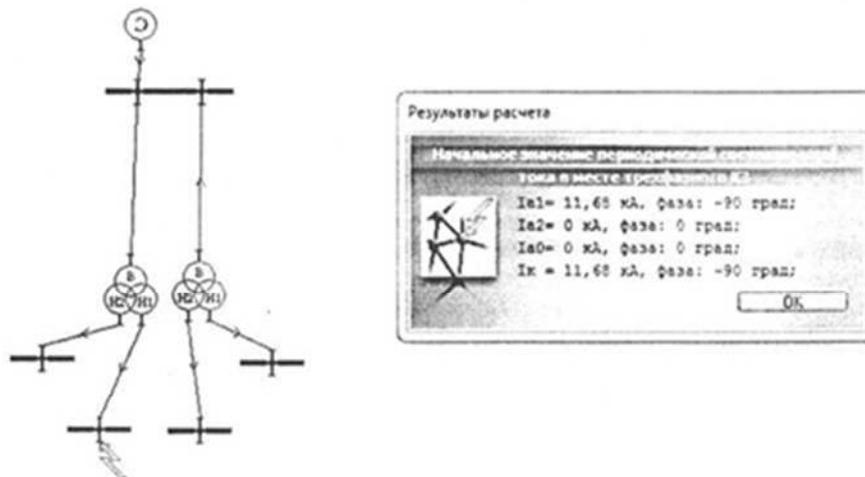


Рисунок 5 - Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания

$$I_{n.0} = 11,68 \text{ kA.}$$

Рассчитаем ударный ток КЗ на стороне НН:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot k_y; \quad (25)$$

где: $k_y = 1,8$ принимаем для системы, связанной со сборными шинами 10кВ через трансформатор [6].

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 11,68 \cdot 1,8 = 23,73 \text{ кА.}$$

3.4 Выбор оборудования РУ ВН и РУ НН

3.4.1 Средства измерения на РУ-110кВ, РУ-10кВ

Контроль над режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным. В таблице 15 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на подстанции.

Таблица 15 – КИП для РУ ВН на подстанции [5]

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Шины 110 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр с переключателем на три междуфазных напряжения и регистрирующий вольтметр, осциллограф
Линии 110 кВ	-	Амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной мощности
Трансформатор	ВН	-
	НН	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной мощности
Сборные шин 10 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений
Секционный выключатель 10 кВ	-	Амперметр

На рисунке 6 приведена схема РУ с установкой измерительных приборов, рекомендуемых для подстанций 110/10 кВ, согласно таблице 15.

В настоящее время вместо счетчиков активной и реактивной мощности и энергии применяется один многофункциональный счетчик. Выберем счетчик типа «СЭТ-4ТМ», который предназначен для учета активной и реактивной мощности и энергии, измерения частоты, коэффициента мощности, фазных углов, также имеет возможность опроса по порту RS-485.

Вместо фиксирующего прибора (ФИП), необходимого для определения места повреждения, будем использовать более современный прибор - ИМФ-ЗР - индикатор микропроцессорный фиксирующий. Он предназначен для непосредственного определения расстояния до места КЗ, с фиксацией действующих значений токов КЗ, токов прямой, обратной и нулевой последовательностей, напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей. ИМФ-ЗР включает в себя осциллограф, который фиксирует осциллограммы входных токов и напряжений аварийного процесса.

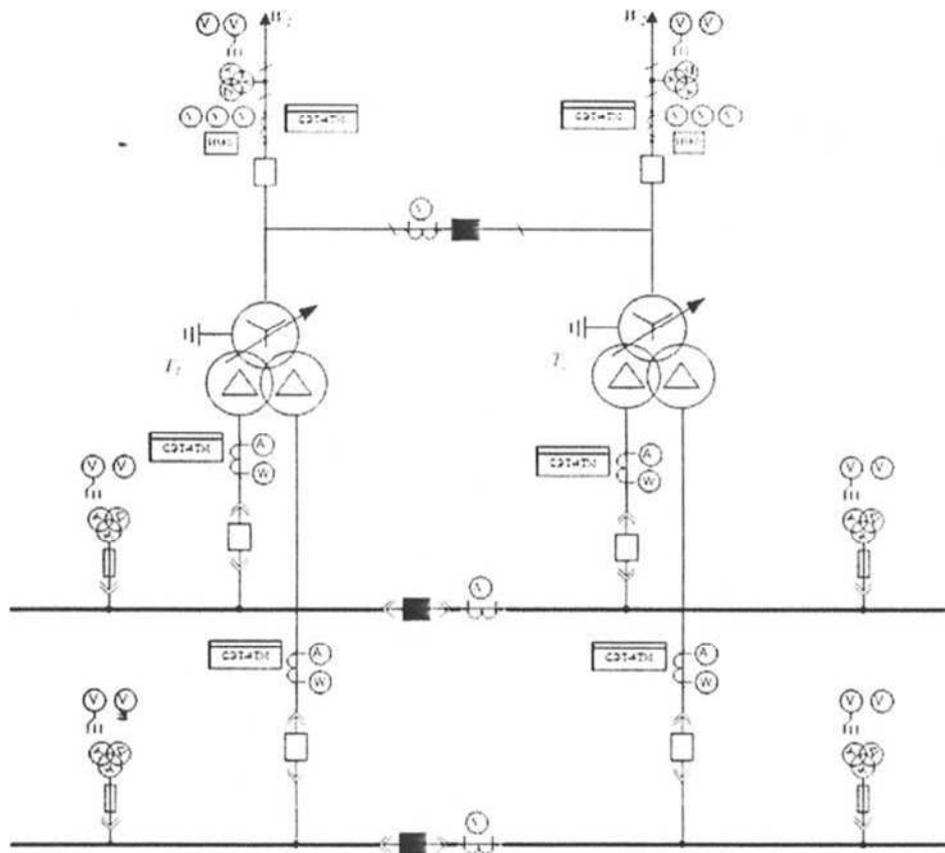


Рисунок 6 - Место установки КИП на п/ст «Подстанция 1»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ

Лист

37

3.4.2 Выключатели РУ ВН

При выборе оборудования на РУ ВН, а также и других частей подстанции, будем стремиться к однотипности выбираемого оборудования, что упрощает расчет, монтаж и эксплуатацию этого оборудования.

Максимальный длительный ток, который может протекать через выключатель на РУ ВН по ранее рассчитанному значению:

$$I_{max,РУВН} = I_{max.л.ВН} = 251 \text{ А.}$$

Также учитывая расчетный ток трехфазного короткого замыкания выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-110-40/2000 У1 [8], изготовленный ЗАО Энергомаш, г. Екатеринбург. Параметры выключателя и сравнение с расчетными параметрами приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Параметры выключателя на РУ ВН

Параметр	ВЭБ-110	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	110 кВ	110 кВ	$U_{ном.выкл.} \geq U_{ном.РУВН.}$
Ток максимального режима	2,5 кА	$I_{max.л.ВН} = 251 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
Проверка по отключающей способности	40 кА	24,95 кА	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения	22,6 кА	3,21 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном},$ где $i_{a.ном} =$ $= \sqrt{2} \frac{\beta_{Н}}{100} I_{отк.ном}$
Проверка на электро-динамическую стойкость	40 кА	24,95 кА	$I_{n.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин},$
	102 кА	56,8 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин},$
По тепловому импульсу тока КЗ, $M \cdot A^2 \cdot c$	4800	108,93	$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер},$

Собственное время отключения данного выключателя (по каталогу): $t_{c.в}=0,035$ с. Тогда расчетное время отключения:

$$\tau = t_{з.min} + t_{c.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}; \quad (26)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 16,6 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 3,21 \text{ кА},$$

где $Ta = 0,02$ (с)- постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, связанных с системой по ЛЭП 110кВ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}, \quad (27)$$

где: B_k - тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}$ - предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу).

$$B_k \leq 40^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания определяется:

$$B_k I^2_{\text{п.о}} (t_{\text{отк}} + T_k) \quad (28)$$

где:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{отк.в}}; \quad (29)$$

$t_{\text{р.з}}$ - время действия релейной защиты.

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}.$$

$$B_k = 24,95^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 108,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем параметрам выбранный выключатель удовлетворяет требованиям, предъявляемых к выключателям.

3.4.3 Выбор разъединителей РУ ВН

Аналогично выключателю выбираем и разъединители того же производителя: РПД-110. Параметры разъединителя представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Параметры разъединителя на РУ ВН

Параметр	ВЭБ-110	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	110 кВ	110 кВ	$U_{\text{ном.выкл.}} \geq U_{\text{ном.РУВН.}}$

Ток максимального режима	1600 А	$I_{max.л.ВН} = 251 А$	$I_{max} \leq I_{ном}$
Проверка на электродинамическую стойкость	102 кА	56,8 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$,
По тепловому импульсу тока КЗ, $M \cdot A^2 \cdot c$	4800	108,93	$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$,

На термическую стойкость разъединитель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (30)$$

По всем параметрам выбранный разъединитель удовлетворяет предъявляемым требованиям.

К установке принимаем разъединители с одним и двумя заземляющими ножами [9].

3.4.4 Выбор трансформаторов тока РУ ВН

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, классу точности, по электродинамической стойкости. Выберем к установке трансформаторы тока ТОМ-110 III, встроенные трансформаторы тока в элегазовые выключатели ТВГ-110-300/5, встроенные трансформаторы тока в силовой трансформатор ТВТ-110-300/5 параметры которых представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Параметры трансформаторов тока

Расчетные параметры		Каталожные параметры	
трансформатора тока ТВГ-110-300/5			
$U_{ном} = 110$ кВ		$U_{ном.сети} = 110$ кВ	
$I_{max} = 251$ А		$I_{ном} = 300$ А	
$i_{y1} = 56,8$ кА		$i_{дин} = 102$ кА	
$B_k = 108,93$ кА ² · с.		$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с.	
трансформатора тока ТВТ-110-300/5			
$U_{ном} = 110$ кВ		$U_{ном.сети} = 110$ кВ	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
						40

$I_{max} = 251 \text{ A}$	$I_{ном} = 300 \text{ A}$
$i_{y1} = 56,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 108,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$
трансформатора тока ТОМ-110Ш	
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 251 \text{ A}$	$I_{ном} = 300 \text{ A}$
$i_{y1} = 56,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 108,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствие с ПУЭ [3]:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Некоторые обмотки имеют класс точности 0,5 и предназначены для подключения счётчиков. Остальные обмотки имеет класс точности 1 и предназначены для подключения приборов технического учёта.

Согласно ПУЭ на цепь линии 110 кВ устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 трансформатора тока не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$, Ом, т.е:

(31)

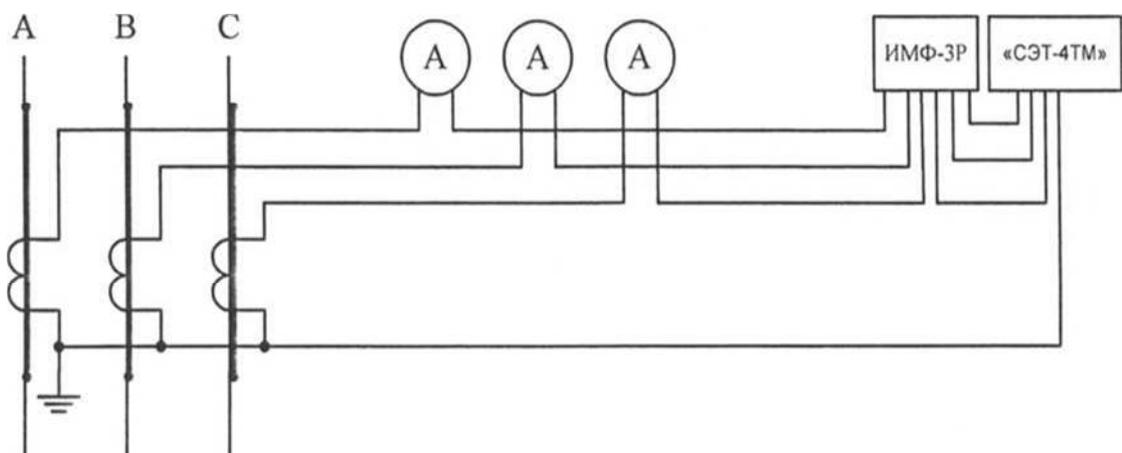


Рисунок 7 - Схема подключения измерительных приборов к ТТ для ЛЭП

Расчет нагрузки на измерительный трансформатор тока (ТТ) производится согласно схеме, представленной на рисунке 7.

Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ указана в таблице 19.

Таблица 19- Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Кл.точн. прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	0,5	0,5
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ	0,5	1,5	1,5	1,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-ЗР	1,0	0,5	0,5	0,5
Итого:			2,5	2,5	2,5

Рассмотрим выбор трансформатора тока по вторичной нагрузке.
Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (32)$$

где: $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;
 I_2^2 - вторичный ток трансформатора тока.

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5_2} = 0,1 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}}; \quad (33)$$

где: $Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5 (из каталога на трансформатор тока);

$r_{\text{КОНТАКТОВ}}$ - сопротивление контактов равное 0,1 Ом, принимаемое для семи приборов.

$$r_{\text{ПРОВ}} = 1,2 - 0,1 - 0,1 = 1 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{p \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} \quad (34)$$

где: p - удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами, $p = 0,0283$;

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока (в данном случае полный треугольник). Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять $l_{\text{рт.ч}} = 60\text{м.}$ [7]

Рассчитаем сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0.0283 \cdot 60}{1} = 1.698 \text{ мм}^2$$

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель АКПВГ с медными жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 4 мм^2 , поэтому устанавливаем АКПВГ сечением 4 мм^2 .

Намеченный к установке ТТ подходит устанавливаем его на питающие линии 110 кВ.

3.4.5 Выбор трансформаторов напряжения РУ ВН

Трансформаторы напряжения предназначены для питания электроизмерительных приборов. Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока:

- по напряжению установки;

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (35)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (36)$$

где: $S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка" всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

К установке примем трансформатор напряжения типа НКФ-110-57 У1, имеющий первичную обмотку $110000/\sqrt{3}$ (В), основную $100/\sqrt{3}$ (В) и дополнительную вторичную 100 (В). Остальные параметры трансформатора представлены в таблице 20.

Таблица 20- Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5
3xНКФ-110	3x400=1200

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 21.

Схема подключения приборов показана на рисунке 8.

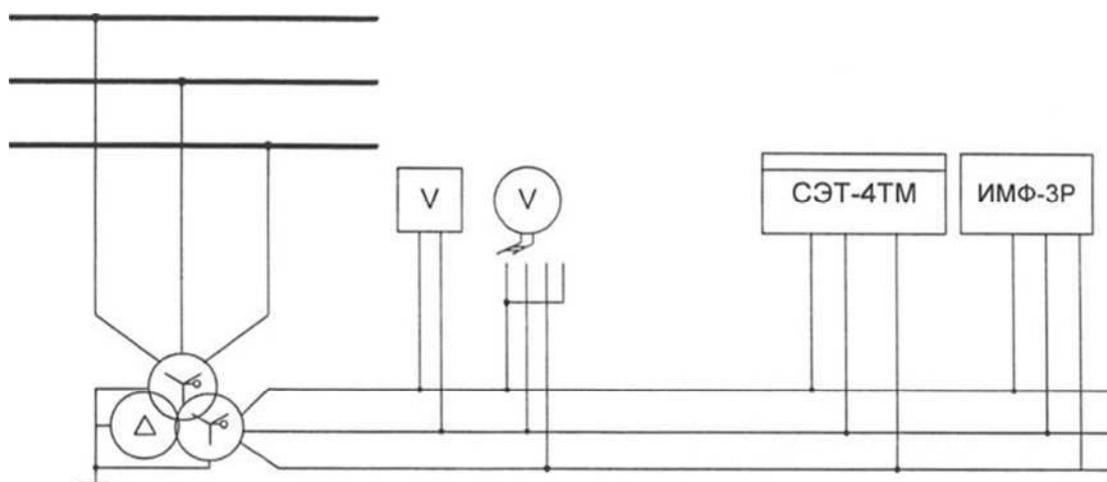


Рисунок 8 - Схема подключения измерительных приборов к ТН

Таблица 21 - Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной, ВА	Число обмоток шт	cos φ	sin φ	Число приборов, шт	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-

Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Счетчик	СЭТ-4ТМ	1,5	3	1	0	1	4,5	-
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-ЗР	1,5	3	1	0	6	4,5	-

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (37)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{27^2 + 0^2} = 27 \text{ ВА}.$$

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм².

3.4.6 Токоведущие части РУ ВН

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. На подстанции «Подстанция 1» токоведущие части выполнены жёсткой ошиновкой и от шин до вводов трансформатора проводами АС. При напряжении 110 кВ расщепление фаз не используют, поэтому по условию возникновения короны необходимо правильно подобрать сечение провода (минимально допустимое сечение для напряжения 110 кВ АС-70/11). Так как шины и ошиновка по экономической плотности тока не выбираются, то выбираем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, т.е. по максимальному току проходящему по линии: $I_{max} = 251 \text{ А}$.

Выберем сечение провода для токоведущих частей от выводов трансформатора до шин и жёсткой ошиновки шин 110 кВ.

Таблица 22 - Токоведущие части РУ ВН

Напряжение, кВ	Провод	Максимальный длительный ток,	Допустимый длительный ток,
----------------	--------	------------------------------	----------------------------

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

		А	А
110	АС - 150/24	251	450

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на воздухе.

3.4.7 Ограничители перенапряжения

Выбор ОПН выполним по методике [10].

Для напряжения 110 кВ, согласно ГОСТ 1516.3 [11], наибольшее рабочее напряжение принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети и равно 88 кВ, выбираем ОПН-П/ЗЭУ-110/83/10/550 УХЛ1. Для защиты разземляемой нейтрали трансформаторов наибольшее рабочее напряжение ОПН равно не менее 52 кВ. Включим в каждую нейтраль ОПНН-П/ЗЭУ- 110/56/10/550 УХЛ1.

3.4.8 Подвесные изоляторы

В РУ ВН гибкие шины закреплены на опорах при помощи изоляторов.

Для установки примем полимерный изолятор типа ЛК 70/110-А2. Данные на изолятор приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Технические данные изолятора ЛК 70/110-А2

Расчетные параметры	ЛК 70/110-А2
Номинальное напряжение, кВ	110
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	70
Строительная высота Н, мм	1280
Длина изоляционной части L, мм	1032
Длина пути утечки, см	204
Масса, не более, кг	2,8
Выдерживаемое напряжение: - в сухом состоянии, кВ	230
- под дождем, кВ	200
Значение напряжения полного грозового импульса, кВ	550

3.4.9 Выбор ячеек КРУ на стороне НН

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Расчетный ток продолжительного режима в цепи низшего напряжения трансформатора ТРДН-40000/110:

$$I_{\text{раб.норм.}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А}; \quad (38)$$

$$I_{\text{раб.ут.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}; \quad (39)$$

Примем к установке ячейки КРУ-К-105 на номинальный ток 2600 А. Необходимости в их проверке по условиям выбора токоведущих частей нет,

поскольку завод-изготовитель гарантирует соответствие параметров сборных шин требованиям предъявляемым при их выборе.

Произведем выбор аппаратуры, которую предлагает завод-изготовитель для КРУ.

3.4.10 Выключатели РУ НН 10 кВ

Определим ток нормального режима, т.е. когда трансформатор работает с номинальной мощностью (для одной обмотки), по ранее рассчитанному выражению:

$$I_{\text{норм.т}} = 769,8 \text{ А}$$

Максимальный режим предполагает работу трансформатора с 40% перегрузкой (для одной обмотки), по ранее рассчитанному выражению:

$$I_{\text{max}} = 1539,6 \text{ А}$$

Параметры выбранного выключателя, устанавливаемого в КРУ, и проверка выбора по расчетным параметрам приведена в таблице 24.

Таблица 24 - Параметры секционного выключателя, выключателя для присоединения к трансформатору

Параметр	ВВЭ-10/2000	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ.}} \geq U_{\text{НОМ.РУВН.}}$
Ток нормального режима	2000 А	769 А	$I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{НОМ}}$
Ток max режима	2000 А	1539 А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
Номинальный ток отключения	31,5 кА	11,68 кА	$I_{\text{П.т}} \leq I_{\text{ОТК.НОМ}}$
Проверка на электродинамическую стойкость	80 кА	29,73кА	$i_y \leq i_{\text{вкл.}}$
	31,5 кА	11,68 кА	$I_{\text{н.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин.}}$
По тепловому импульсу тока короткого замыкания, $M \cdot A^2 \cdot c$	80 кА	29,73 кА	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин.}}$
	2977	28,65	$B_k \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер.}}$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{с.} \quad (40)$$

$$B_k I^2_{\text{п.0}} (t_{\text{отк}} + T_k); \quad (41)$$

где: $t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{отк.в}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$;

$$B_k = 11,68^2 \cdot (0,15 + 0,06) = 28,65 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

где: B_k - тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}^2$ - предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер.}}$ - длительность протекания тока термической стойкости.

Вместо разъединителей на КРУ используются втычные контакты, уже рассчитанные на параметры соответствующих ячеек КРУ и дополнительный расчет не требуют.

3.4.11 Трансформаторы тока РУ НН

Для КРУ ввода и секционного выключателя возможно установка трансформаторов типа ТШЛ 10 УЗ параметры которого представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Параметры трансформатора тока ТШЛ 10 УЗ

Параметр	ВВЭ-10/2000	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном.выкл.}} \geq U_{\text{ном.КРУ}}$
Ток максимального режима	2000 А	1539 А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на электродинамическую стойкость	100 кА	11,68 кА	$I_{\text{н.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
	100 кА	29,73 кА	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, к-А2-с	2977	28,65	$B_k \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

Согласно [7]:

- На цепь трансформатора на стороне низкого напряжения устанавливается амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии в каждой цепи обмоток НН.
- На цепь сборных шин на каждой секции устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключателем для измерения трех фазных напряжений.
- На цепь секционного выключателя устанавливается только амперметр.

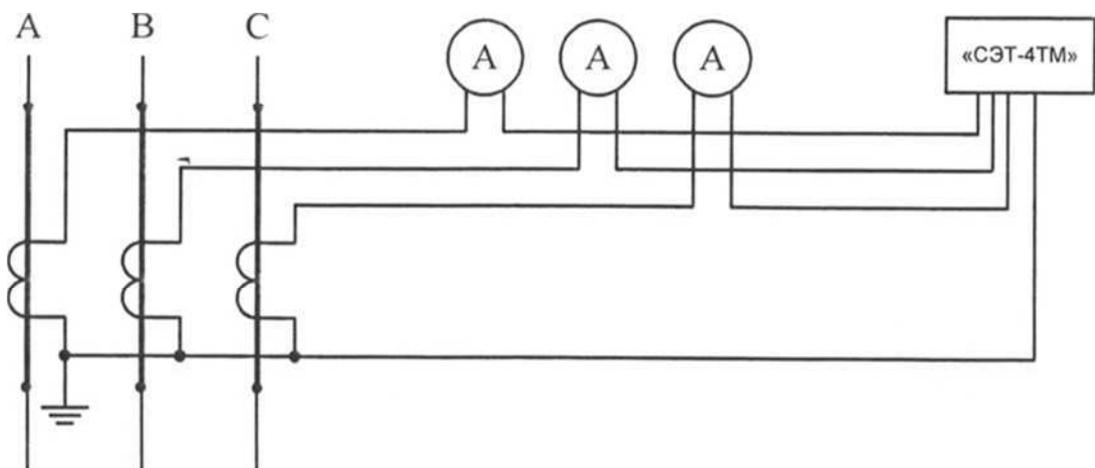


Рисунок 9 - Схема подключения измерительных приборов к ТТ для цепи силового трансформатора

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 трансформатора тока не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2\text{ном}}$, Ом, т.е:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (42)$$

						Лист
					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет нагрузки на измерительный трансформатор тока (ТТ) производится согласно схеме, представленной на рисунке 9.

Таблица 26 - Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Кл.точн. прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	0,5	0,5
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ	0,5	1,5	1,5	1,5
Итого:			2	2	2

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2}{5^2} = 0.08 \text{ Ом}, \quad (43)$$

где: $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;
 I_2^2 - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}}; \quad (44)$$

где: $z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5 (из каталога на трансформатор тока);
 $r_{\text{КОНТАКТОВ}}$ - сопротивление контактов равным 0,1 Ом, принимаемое для пяти приборов.

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,08 - 0,1 = 0,62 \text{ Ом}$$

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{p \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} \quad (45)$$

где: p - удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами, $p = 0,0283$;

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока (в данном случае полный треугольник). Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять $l_{\text{расч}} = 6\text{м}$.

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 .

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,62} = 0,27\text{ мм}^2$$

Для установки на приборы выбираем провод АКРВГ с сечением жил 4 мм^2

3.4.12 Трансформаторы напряжения РУ НН

К установке примем трансформатор напряжения типа 3хЗНОЛ-10УЗ, имеющий первичную обмотку $10000/\sqrt{3}\text{ (В)}$, основную $100/\sqrt{3}\text{ (В)}$ и дополнительную вторичную 100 (В) . Номинальная мощность ТН представлена в таблице 27.

Таблица 27 - Номинальная мощность ТН

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5
3хЗНОЛ-10УЗ	3х75=225

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены на рисунке 10.

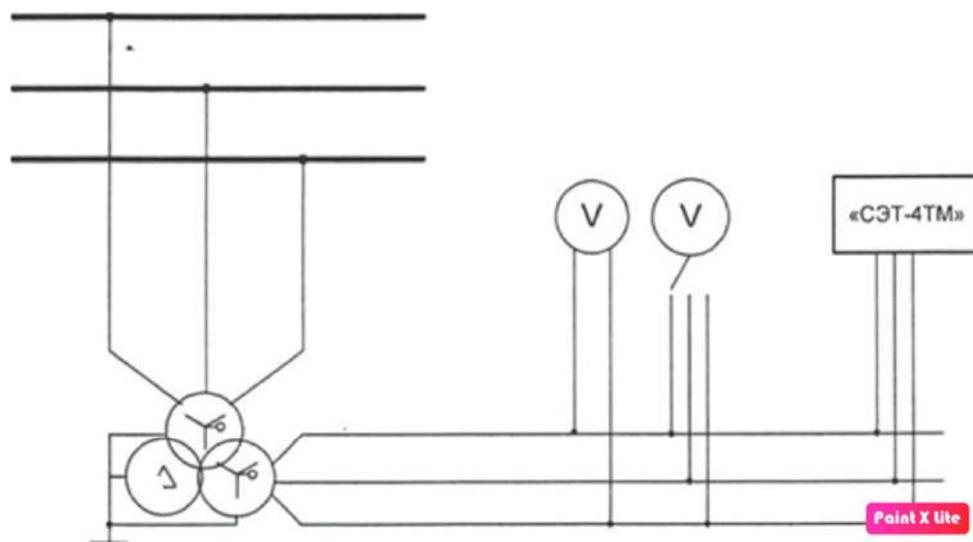


Рисунок 10 - Схема подключения измерительных приборов к ТН

Таблица 28 - Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток шт	cos φ	sin φ	Число приборов, шт	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	4	8	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	4	1	1	0	1	4	-
Счетчик электроэнергии [7]	СЭТ-4ТМ	1,5	3	1	0	4	18	-
Итого:							33	

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 0} = 33 \text{ ВА.}$$

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора.

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель КРВГ с алюминиевыми жилами и сечения = 4 мм².

3.4.13 Токоведущие части РУ НН

Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ: Для закрытых распределительных устройств ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Соединение трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом из прямоугольных алюминиевых шин. Согласно [3] шинный мост и ошиновка в пределах КРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производим по допустимому току (т.е. по нагреву). Причем шины выполняются на ток наиболее мощного присоединения. В данном случае это ток утяжеленного режима трансформатора $I_{max.тр-ра} = 1539 \text{ А}$.

Принимаем однополосные шины сечением $100 \times 10 \text{ мм}^2$; $I_{доп} = 2310 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{max} = 1539 \text{ А} < 2310 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (47)$$

где: B_k -тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя;

C - функция, значение которой для алюминиевых шин равно 167.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{28,65 \cdot 10^2}}{167} = 32 \text{ мм}^2;$$

$$q_{min} = 32 \text{ мм}^2 < 998,1 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{K}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (48)$$

Откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (49)$$

где l - длина пролёта между изоляторами;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, (см 4);
 K - коэффициент, зависящий от материала шин, для алюминия: 173,2;
 q - поперечное сечение шины, (см 2).

Если шины расположены горизонтально, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (50)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 8^3}{6} = 34,1 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{34,1}{6,38}} \approx 2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1.41 \text{ м.}$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W};$$

где:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6};$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{49,8^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 8,5} = 9,1 \text{ Мпа,}$$

3.4.14 Ограничители перенапряжения на РУ НН

Для напряжения 10 кВ наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети равно 11,5 кВ. Выбираем ОПН-Ю/12 УХЛ2 используемые в ячейках К-105.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

3.4.15 Разработка схемы питания собственных нужд подстанции

3.4.15.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения и т.д. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Определим основные нагрузки собственных нужд подстанции. Состав потребителей собственных нужд зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Таблица 29 - Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность			$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Нагрузка	
	Количество	Мощность, кВт	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$ квар
Охлаждение ТРДН-40000/110	2	3	6	0,85	0,62	6	3,7
Подогрев ВЭБ-110	2	2	4	1	0	4	-
Подогрев приводов разъединителей	6	0,5	3	1	0	3	-
Подогрев шкафов КРУ	4	2	8	1	0	8	-
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ, совмещенное с ОПУ и камерами Т1,Т2	-	15	15	1	0	15	-
Освещение ОРУ 1 ЮкВ	-	5	5	1	0	5	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2	15	30	-	-	30	-
Итого:						71	3,7

3.4.15.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

На данной подстанции по условиям надежности электроснабжения потребителей собственных нужд устанавливаются два трансформатора СН.

Мощность трансформаторов СН по определённым ранее нагрузкам СН с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, определяется так:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}; \quad (53)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,7 \cdot \sqrt{71^2 + 3,7^2} = 49,8 \text{ Ква.}$$

где: k_c - коэффициент спроса, учитывающий одновременность и загрузку.

При установке на подстанции двух трансформаторов СН расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{(N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}} \quad (54)$$

где: N_T - количество трансформаторов;

$k_{\text{п.ав}}$ - коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов, $N_T = 1,4$.

С учетом условия $S_{\text{расч}} = S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}}$ получаем, что:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.ав}}} = \frac{49,8}{1,4} = 35,6 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТМ-63/10, параметры которого приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Параметры трансформатора собственных нужд

Тип							Группа соед. обмот.	ПБВ
2хТМ63/10	0,063	10	0,4	4,7	0,24	1,47	Y/Yн-0	±2х2,5%

3.4.15.3 Выбор схемы СН

Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Для питания оперативных цепей подстанции применяется постоянный оперативный ток. На подстанциях трансформаторы СН присоединяются к шинам с низким напряжением, т.е. для нашей подстанции это шины 10 кВ. Шины 0,4 кВ секционируются (рисунок 11).

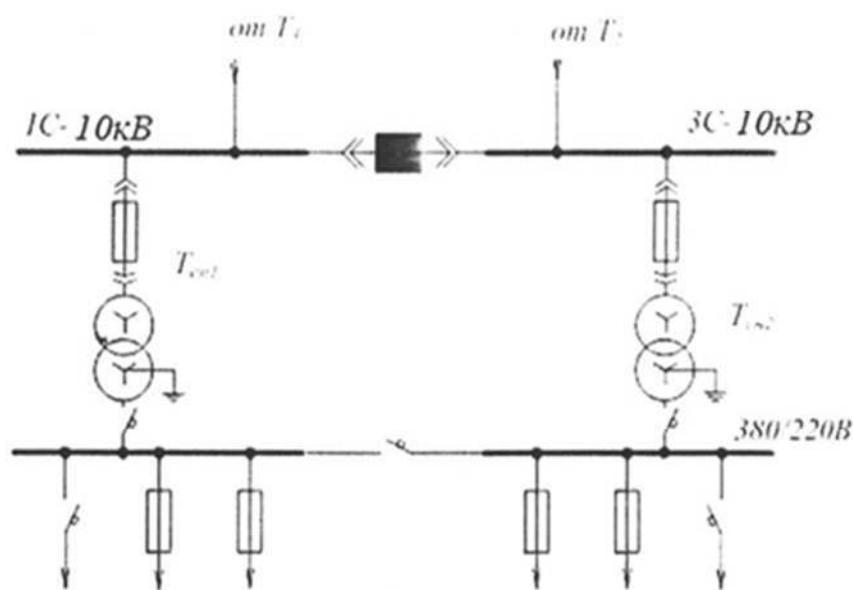


Рисунок 11 - Схема питания СН подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ

Лист

57

3.5 Выводы

Данная глава была посвящена выбору и проверке оборудования: силовых трансформаторов, разъединителей, выключателей, измерительных трансформаторов, КРУ, выбору электрической схемы РУ, схемы питания собственных нужд подстанции.

Всё установленное на ПС оборудование выбрано по условиям длительного режима работы и проверено по условиям коротких замыканий. При этом для всех аппаратов производилось:

- 1) выбор по напряжению;
- 2) выбор по нагреву при длительных токах;
- 3) проверка на электродинамическую стойкость;
- 4) проверка на термическую стойкость.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

4.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики

Для каждого объекта подстанции и для линий, приходящих на подстанцию, защиту и автоматику выберем в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240 ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 [12].

4.1.1 Воздушные линии 110 кВ

Проектируемая подстанция имеет двухстороннее питание линиями 110 кВ. Согласно пункту 9.9 [12] на этих линиях должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). В данном случае линии не являются особо ответственными, следовательно, устанавливается одна основная быстродействующая защита. Для обеспечения взаимодействия полуккомплектов быстродействующих защит будут использоваться волоконно-оптические линии связи.

Таблица 31 - РЗиА линий 110 кВ

Виды РЗиА	Исполнение	Примечание
ДЗЛ	С функциями ступенчатых защит	Основная защита
КСЗ	Должен содержать ДЗ и ТНЗНП. Отдельные (по выбору) ступени должны блокироваться при качаниях.	Резервная защита
3-х фазное АПВ	Однократного действия	С контролем синхронизма
УРОВ	С пуском от защит присоединений, интегрировано в терминал	Должен быть реализован ступенчатым действием: 1 ступень - без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя. 2 ступень - с выдержкой времени и с контролем тока на отключение смежных присоединений с запретом АПВ.

4.1.2 Трансформаторы 110/10 кВ

Таблица 32 - РЗиА ячеек трансформаторов 110/10 кВ

Виды РЗиА	Исполнение	Примечание
Продольная ДЗТ без выдержки времени	С применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, ПП и токов небаланса.	ДЗТ должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами
Газовая защита	На сигнал - при слабом газообразовании и понижении уровня масла, на отключение - при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла	Газовые реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами)
Струйная защита РПН	Отдельный терминал	Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле
МТЗ с комбинированным пуском по напряжению	Со стороны основного питания	-
Автоматика регулирования РПН	-	-
Защита от перегрузки	С действием на сигнал	-

4.1.3 Ошиновка 110 кВ

Для защиты ошиновок 110 кВ используется ДЗО, которая должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока [12].

4.1.4 Секционный выключатель 110 кВ

Согласно [12] на СВ предусмотрим токовую отсечку и максимальную токовую защиту, а также однократное АПВ.

4.1.5 Отходящие присоединения 10 кВ

Таблица 33 - РЗА кабельных присоединений 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
Токовая отсечка	Двухфазное, трехрелейное.	$t_B = 0$
МТЗ		$t_B = const$
Защита от ОЗЗ	ТЗНП на сигнал	Подключается к ТТ нулевой последовательности на кабельной линии
Дуговая защита	Датчики дуги	С контролем тока ВВ
УРОВ	Интегрировано в терминал РЗА	На откл. ВВ и СВ
Защита от перегрузки	-	На ТСН

Так как ток в кабельных линиях приблизительно равен 1А, то нет необходимости применять селективные защиты.

4.1.6 Вводные выключатели 10 кВ

Таблица 34 - РЗА вводных выключателей 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ с комбинированным пуском по напряжению	Трехфазное, трехлинейное	Выдержка времени как для отходящих присоед.
Дуговая защита	3 датчика дуги	С контролем тока ввода
Защита минимального напряжения	ПО напряжения в терминале ТН	На отключение ВВ
УРОВ	Интегрировано в терминал РЗА	На отключение выключателей со стороны ВН трансформатора

4.1.7 Секционные выключатели 10 кВ

Таблица 35 - РЗА секционных выключателей 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	Двухфазное, трехрелейное	Выдержка времени как для отходящих присоед.
Дуговая защита	3 датчика дуги	С контролем тока ввода
АВР	Реализуется совместным действием вводных терминалов и терминалов ТН	-

4.1.8 Шины 10 кВ

Таблица 36 - РЗиА шин 10 кВ

Виды РЗиА	Исполнение	Примечание
ЗДЗ	3 датчика дуги на ячейку	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН	Наличие ТО с $t_b = 0,1$ с. В терминалах ВВ и СВ
ОЗЗ	УКИ	На ТН секции

4.1.9 Ячейки ТН 10 кВ

Таблица 37 - РЗиА ячеек ТН 10 кВ

Виды РЗиА	Исполнение	Примечание
УКИ	Контроль	Действие на сигнал
ЗМЛ ВВ	Контроль	Отключение ВВ
АЧР	Контроль	Отключение части нагрузки
ЧАПВ	Контроль	Включение нагрузки, отключенной АЧР

4.2 Выбор фирмы поставщика оборудования

Согласно [13], при новом строительстве, ТПВ и РК должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС».

В связи с государственной политикой импортозамещения рассмотрим основных отечественных производителей оборудования РЗиА:

- ООО НЛП «Экра»;
- ЗАО «РАДИУС Автоматика»;
- ЗАО НГТП «ЭнергоПромАвтоматика»;
- НТЦ «Механотроника».

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы производства НИН «ЭКРА». Научно-производственное предприятие «ЭКРА» - одно из ведущих в России предприятий - производителей устройств релейной защиты, автоматики и управления электрических присоединений 6-750 кВ для подстанций и электрических станций. Они больше всего соответствуют требованиям российской электроэнергетики.

ООО НЛП «ЭКРА» (г. Чебоксары) организовано в 1991 г. ведущими специалистами из «ВЛИИР» в области релейной защиты и противоаварийной автоматики.

4.3.2 РЗА ячеек трансформатора 110/10 Кв

Защита трансформаторов будет выполнена на базе шкафа ШЭ2607 154 [14]. Шкаф предназначен для защиты трансформатора со схемой «мостик» с высшим напряжением 110-220 кВ и управлением электропривода РПН при регулировании коэффициента трансформации. Используем газовое реле типа РГТ - 80 и струйное реле для защиты отсека РПН типа РСТ - 25.

Таблица 39 - Шкафы защиты трансформаторов 110/10 кВ

Комплект	Состав и функции
ШЭ2607 154 комплект А1 на базе терминала БЭ2704045 и электромеханических реле	ДЗТ
	МТЗВН
	МТЗ НН1 и МТЗ НН2
	ЗП
	УРОВ
	Прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН
	Блокировка РПН при перегрузке по току и понижению напряжения стороны НН
ШЭ2607 154 комплект А2 на базе терминала БЭ2502 А0501	АРКТ
Струйная защита РСТ-25	-
Газовая защита РГТ-80	-

4.3.3 РЗА ошиновок 110 Кв

Защита ошиновок 110 кВ будет выполнена на базе шкафа ШЭ2607 051051, состоящем из двух одинаковых комплектов [14].

Таблица 40 - Шкаф защиты ошиновок 110 кВ

Шкаф	Состав и функции
ШЭ2607 051051	ДЗО
	3-х фазные реле тока УРОВ в каждом присоед.
	Индивидуальные 3-х фазные УРОВ для 2-х выключателей
	Реле мин. и макс, напряжений (на напряжения обратной послед, на междуфазные напряж)
	Реле контроля исправности токовых цепей
	Логика: «очувствления» ДЗО, опробования, запрета АПВ
	Цепи: откл. и пуска АПВ, откл. и пуска УРОВ, запрета АПВ на откл. через две группы отключающих реле

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

4.3.7 РЗА секционных выключателей 10 кВ

Для защиты секционных выключателей 10 кВ будет использоваться терминал БЭ2502А0201 [14]. Терминалы размещаются в КРУ.

Таблица 44 - Терминалы защиты секционных выключателей 10 кВ

Терминал	Состав и функции
БЭ2502А0201	МТЗ 2-х ступенчатая, от междуфазных КЗ
	УРОВ
	АВР
	ЗДЗ
	АУВ

4.3.8 РЗА ячеек ТН 10 кВ

Таблица 45 - Терминалы защиты ячеек ТН 10 кВ

Терминал	Состав и функции
БЭ2502А0402	УКИ
	АЧР
	ЧАПВ
	ЗМНВВ

4.3.9 РЗА шин 10 кВ

Таблица 46 - Терминалы защиты шин 10 кВ

Терминал	Состав и функции
БЭ2502А0303	ЛЗШ
БЭ2502А1101	АЧР
	ЧАПВ
	УКИ
ОВОД-МД	ЗДЗ

4.4 Расчёт параметров устройств РЗиА трансформатора ТРДН - 40 МВА

Тип трансформатора ТРДН - 40000/110, $S_{НОМ} = 40$ МВА.

Схема и группа соединения обмоток: $Y/\Delta/\Delta - 11 - 11$.

$U_{В.НОМ} = 115$ кВ, $U_{Н1.НОМ} = U_{Н2.НОМ} = 10,5$ кВ.

Диапазон регулирования РПН на стороне ВН: $\Delta U_{ВН} = \pm 9 \cdot 1,78\%$

На стороне ВН установлен ТТ типа ТВТ-110 с $I_{НОМ} = 300$ А ($n_{ТТ\text{ ВН}} = 60$)

На стороне НН установлен ТТ типа ТШЛ 10 УЗ с $I_{НОМ} = 2000$ А ($n_{ТТ\text{ ВН}} = 400$)

4.4.1 Дифференциальная защита трансформатора

Схема соединения трансформаторов тока на стороне ВН - звезда, на сторонах НН₁ и НН₂ - треугольник.

Вторичные токи сторон НН₁, НН₂ подаются на разные входы терминала.

Первичные токи со всех сторон трансформатора, соответствующие номинальной мощности:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (55)$$

где $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН;
 $S_{НОМ}$ - номинальная мощность, протекающая через силовой трансформатор.

$$I_{НН1\text{ НОМ}} = I_{НН2\text{ НОМ}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1100 \text{ А};$$

$$I_{ВН\text{ НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}.$$

Полная нагрузка подстанции:

$$S_{НАГР} = 48,48 \text{ МВА}.$$

Максимальные рабочие токи трансформатора с учетом возможной перегрузки:

$$I_{ВН\text{ РАБ.МАХ}} = 254,46 \text{ А};$$

$$I_{НН\text{ РАБ.МАХ}} = 1399,5 \text{ А}.$$

Базисные токи со всех сторон трансформатора:

$$I_{БАЗ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{n_{ТТ}} \quad (56)$$

						Лист
					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где $n_{ТТ}$ - коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны;

$K_{СХ}$ - коэффициент схемы ТТ.

$$I_{\text{БАЗ ВН}} = \frac{201 \cdot 1}{60} = 3,35 \text{ А};$$

$$I_{\text{БАЗ ВН}} = \frac{1001 \cdot 1}{400} = 2,75 \text{ А}.$$

4.4.1.1 Выбор тока начала торможения

Ток начала торможения ДЗТ $I_{Т.0} = 1$ задается в о.е. от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,6 до 1 от $I_{\text{БАЗ}}$ с шагом 0,01.

Согласно СТО 56947007- 29.120.70.99-2011 [15] ток начала торможение ДЗТ рекомендуется принимать равным:

$$I_{Т.0} = 1$$

4.4.1.2 Расчет минимального тока срабатывания ДЗТ

Минимальный ток срабатывания ДЗТ на горизонтальном участке характеристики $I_{д.0}$ при отсутствии торможения определяется условием отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах:

$$I_{д.0} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.}} \quad (57)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{НБ.РАСЧ.*}}$ - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах.

Определим относительный ток небаланса при токе начала торможения:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.*}} = (K_{\text{ОДН}}K_{\text{ПЕР}} + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}})I_{д.0} \quad (58)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимаем 2;

$K_{\text{ОДН}}$ - коэффициент однотипности для высоковольтных трансформаторов тока, равный 1;

$\varepsilon = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - половина относительного диапазона регулирования РПН, равная 0,1602;

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ - относительная погрешность выравнивания токов сторон защиты, принимается 0,02.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,1602 + 0,02) \cdot 1 = 0,3802 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{Д.0}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = 1,3 \cdot 0,3802 = 0,494 \text{ о. е.}$$

Принимается начальный относительный ток срабатывания защиты: $I_{\text{Д.0}} = 0,5$.

4.4.1.3 Расчет тока торможения блокировки ДЗТ

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПРЕД.НАГР}} \cdot \frac{I_{\text{ВН.НОМ}}}{I_{\text{БАЗ.ВН}}} \cdot \frac{1}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (59)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ - коэффициент отстройки;

$K_{\text{ПРЕД.НАГР}}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, равный 1,8, т.к. защищаемый Т является Т средней мощности.

$$I_{\text{Т.БЛ}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{201}{3,35} \cdot \frac{1}{60} = 1,98$$

Ток торможения блокировки принимается равным $I_{\text{Т.БЛ}} = 2 \text{ о. е.}$

4.4.1.4 Расчет коэффициента торможения ДЗТ

Коэффициент торможения определяет отстройку ДЗТ от внешних КЗ. С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗТ Т в диапазоне значений тормозного тока от $I_{\text{Д.0}}$ до $I_{\text{Т.БЛ}}$:

$$K_{\text{Т}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}}, \quad (60)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{Д.0}}$ - принятое значение минимального тока срабатывания;

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_{ТО}$ - принятое значение тока начала торможения;

$I_{НБ}$ - расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т сквозного тока:

$$I_{НБ} = (K_{ОДН}K_{ПЕР} + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР})I_{СКВ}, \quad (61)$$

где $I_{СКВ}$ - максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МЕ.СТОП}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}}, \quad (62)$$

где $I_{КЗ.МЕ.СТОП}$ - максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ, приведенный к стороне ВН:

$$I_{КЗ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.МАКС.НН}}{n_T} \cdot \frac{11680 \cdot 10,5}{115} = 1066,43 \text{ А};$$

$$I_{СКВ} = \frac{1066,43}{3,35} \cdot \frac{1}{60} = 5,31 \text{ о. е.};$$

$$I_{НБ} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,1602 + 0,02) \cdot 5,31 = 2,019 \text{ о. е.}$$

$I_{НБ}$ - Расчетный тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ})} \cdot \cos \varphi, \quad (63)$$

$$\beta = 15^\circ$$

$$I_T = \sqrt{5,31 \cdot (5,31 - 2,019)} \cdot \cos \varphi(15^\circ) = 4,108 \text{ о. е.}$$

$$K_T = \frac{1,1 \cdot 2,019 - 0,5}{4,108 - 1} = 0,554 \text{ о. е.}$$

Принимается коэффициент торможения: $K_T = 0,6$.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

4.4.1.5 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДЗТ Т при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а так же для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ выполняется блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты - $K_{БЛ.2} = I_{Д.100Гц} / I_{Д.50Гц}$.

Согласно [15] рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,1.

4.4.1.6 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДЗТ Т при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{ОТС*} \geq 6,5, \quad (64)$$

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ:

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{ОДН} K_{ПЕР} + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}), \quad (65)$$

где $I_{КЗ*} = I_{СКВ*} = 5,31$ о. е.;

$K_{ПЕР} = 3$.

$$I_{ОТС*} = (1 \cdot 0,1 + 0,1602 + 0,02) \cdot 5,31 \cdot 1,5 = 3,82 \text{ о. е.}$$

Выбираем наибольшее значение из полученных:

$$I_{ОТС*} = 6,5 \text{ о. е.}$$

На рисунке 12 изобразим тормозную характеристику.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

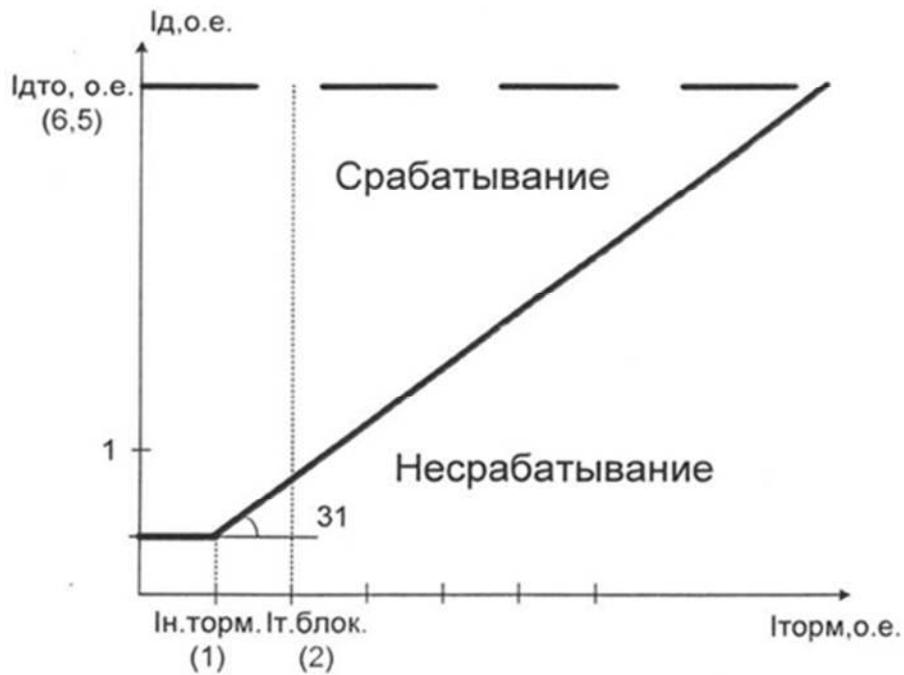


Рисунок 12 - Тормозная характеристика ДЗТ

Относительный минимальный ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{МИН ОТН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МИН}}};$$

$$I_{\text{МИН ОТН}}^{(2)} = \frac{923,52}{201} = 4,59 \text{ o. e.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{МИН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 2; \quad (66)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,59}{0,5} = 9,18 > 2. \quad (67)$$

4.4.2. МТЗ ВН силового трансформатора

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC} \cdot k_{3АП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 254,46 = 508,92 \text{ А},$$

где k_B - коэффициент возврата по, $k_B = 0,9$;

$k_{3АП}$ - коэффициент самозапуска, $k_{3АП} = 1,5$;

k_{OTC} - коэффициент отстройки $k_{OTC} = 1,2$.

$I_{РАБ.МАКС.ВН}$ - максимальный рабочий ток ВН (в режиме перегруза).

Коэффициент чувствительности при КЗ на выводах НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗМИН.НН}}^{(3)}}{I_{C.3}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{2278}{508,92} \cdot 1 = 4,48 > 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, пуск по напряжению не требуется.

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.2} = \frac{I_{C.3}}{n_{\text{Т.ВН}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{508,92}{60} \cdot 1 = 8,48 \text{ А}.$$

Задаем вторичный ток срабатывания МТЗ $I_{C.3.2} = 8,48 \text{ А}$.

4.4.3. Защита от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{C.3.П} = \frac{K_{OTC}}{k_B} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}},$$

где $k_{\text{оте}}$ - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,05$;

k_B - коэффициент возврата по, $k_B = 0,9$;

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{I_{\text{Т.НОМ.В}}}{1 - \Delta U_{\text{пер}}} = \frac{201}{1 - 0,16} = 239,3 \text{ А}$$

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$I_{С.З.П} = \frac{K_{ОТС}}{k_B} \cdot \frac{I_{Т.НОМ.ВН}}{k_{ТТВН}} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 239,3 = 279,18 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{С.З.П.2} = \frac{I_{С.З.П}}{n_{Т.ВН}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{279,18}{60} \cdot 1 = 4,65 \text{ А.}$$

Согласно пункту [15] время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок, примем без расчета $t_{П.Т}$ равной 10с.

4.5 Расчет параметров автоматики КРУ 10 Кв

Расчет проведем согласно [15].

4.5.1 УРОВ

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{В.УРОВ} + t_{П.УРОВ} + t_{ЗАП} = 0,055 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ - время отключения выключателя, $t_{ОТКЛ.В} = 0,07\text{с}$;

$t_{В.УРОВ}$ - время возврата токового органа УРОВ, $t_{В.УРОВ} = 0,030\text{с}$;

$t_{П.УРОВ}$ - погрешность выдержки времени, $t_{П.УРОВ} = 0,04\text{с}$;

$t_{ЗАП}$ - время запаса, $t_{ЗАП} = 0,1\text{с}$.

Уставки на реле тока устройств, контролирующих наличие КЗ, выбираются с учетом надежного действия этих реле при КЗ в конце резервируемого присоединения и из условия возврата при токе нагрузки после отключения КЗ. Примем уставку равную 2 А.

4.6 Проверка пригодности трансформаторов тока

В линейных выключателях установлены трансформаторы тока ТОМ-110111 с номинальным током 300 А, с коэффициентом трансформации 300/5, работающие в классе точности ЮР. Трансформаторы тока включены по схеме полная звезда, проверим трансформаторы тока по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{н.доп} \quad (68)$$

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока по расчету;
 $Z_{н.доп.}$ - допустимая нагрузка трансформатора тока.

$$Z_2 = 2Z_{пр} + Z_p, \quad (69)$$

где Z_p - сопротивление реле,
 $Z_{пр}$ - сопротивление соединительных проводов.

$$Z_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} \quad (70)$$

где ρ - удельное сопротивление соединительных проводов,
 $l_{расч}$ - расчетная длина соединительного провода,
 q - сечение жилы провода.

Для принятого контрольного кабеля АКПВГ с медными жилами $\rho = 0.0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, $l_{расч} = 60\text{м}$ для распределительного устройства 110 кВ, $q = 2,5 \text{ мм}^2$

$$Z_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Сопротивление реле определяется по потребляемой реле мощности - 0,2 ВА.

$$Z_p = \frac{S_p}{I_{НОМ2ТТ}^2} \quad (71)$$

где S_p - потребляемая реле мощность,
 $I_{НОМ2ТТ}^2$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока.

$$Z_p = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом.}$$

Допустимую нагрузку определяем по кривым предельной кратности. Найдем предельную кратность для данного трансформатора:

$$K_{10 \text{ МАКС}} = \frac{I_{КЗМАКС}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{k_a}{\alpha} = \frac{2278}{300} \cdot \frac{1,2}{0,9} = 10,12$$

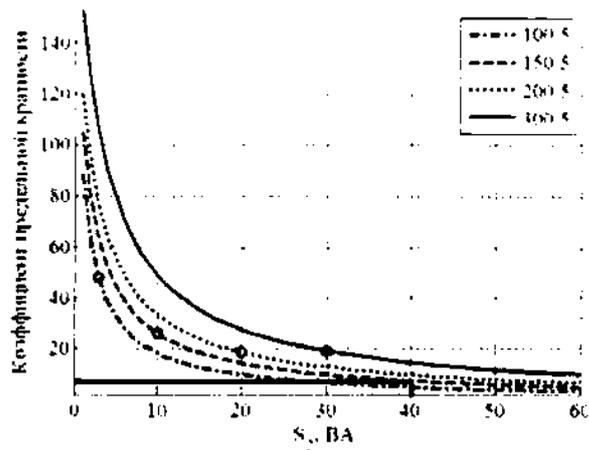


Рисунок 13 - Кривые предельной кратности

Допустимая нагрузка по кривым предельной кратности равна 50 ВА.

$$Z_{н.доп.} = \frac{S_{ном.доп}}{I_{ном2тт}^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока равна:

$$Z_2 = 2 \cdot 0,42 + 0,008 = 0,848 \text{ Ом.}$$

Полученное значение меньше допустимой нагрузки, выбранные трансформаторы тока соответствуют требованиям.

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая часть заключается в определении эффективности проектных решений на объекте проектирования.

Для реконструкции подстанции «Подстанция 1» целесообразно рассчитать технико-экономические показатели, которые включают в себя:

- расчет капитальных вложений в строительство подстанции;
- определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий ремонт;
- фонд заработной платы и штатное расписание;
- определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии;
- расчет срока окупаемости и рентабельности проекта.

5.1 Капитальные вложения на реконструкцию подстанции

На реконструкцию подстанции «Подстанция 1» потребуется:

- замена ОРУ 110 кВ, выполненного по схеме 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

Согласно приложению 5 к Письму Минстроя РФ №3004-ЛС/08 от 06.02.2015 индекс изменения сметной стоимости оборудование на I квартал 2015 г. по отношению к уровню цен 2000 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 4,04.

Согласно Стандарту Организации ОАО «ФСК ЕЭС» зональный коэффициент для Урала составляет 1,15.

В ценах 2000 г. стоимость сооружения ОРУ-110кВ с элегазовыми выключателями по схеме 5Н составляет 69000 тыс.руб.

Показатели стоимости ОРУ-ПОкВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, ОПН); ошиновку, порталы; панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также строительные и монтажные работы.

Таким образом, капитальные вложения на реконструкцию ОРУ составляют:

$$K = 69000 \cdot 4,04 \cdot 1,15 = 320574 \text{ (тыс.руб.)}$$

5.2 Определение стоимости эксплуатационных работ и затрат на текущий ремонт

Расчеты стоимости эксплуатационных работ и текущего ремонта для подстанции в ценах 2000 г. сведены в таблицы 47 и 48.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Таблица 47 - Стоимость единицы объема эксплуатационных работ подстанции

№	Наименование	Стоимость ед. работы, тыс.руб.	Периодичность работы в годах	Число единиц	Стоимость работ, тыс.руб.
1	Испытание силовых трансформаторов 110 кВ	35,8	6	2	429,6
2	Испытание измерительных трансформаторов 110 кВ	15,1	6	18	1630,8
3	Осмотр подстанции 110кВ	3,8	1 раз в месяц	1	45,6
4	Испытание ОПН	4,2	6	2	50,4
5	Измерение сопротивления контура заземления на подстанции	11,9	10	1	119
6	Отбор проб масла	3,1	1	2	6,2
7	Прочие эксплуатационные расходы	300			300
	Итого				2581,6

Согласно приложению 4 к Письму Минстроя РФ №3004-ЛС/08 от 06.02.2015 индекс изменения сметной стоимости работ и затрат на I квартал 2015 г. по отношению к уровню цен 2000 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 7,94. Таким образом, стоимость эксплуатационных работ на подстанции составит:

$$2581,6 \cdot 7,94 = 20497,9 \text{ (тыс.руб.)}$$

Таблица 48 - Стоимость работ по текущему ремонту оборудования п/ст

№	Наименование	Стоимость ед. работы, тыс.руб.	Периодичность работы в годах	Число единиц	Стоимость работ, тыс.руб.
1	Текущий ремонт трансформатора ПОКВ	144,9	2	2	579,6

Продолжение таблицы 48

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

2	Текущий ремонт выключателя 110кВ	30,8	2	3	184,8
3	Текущий ремонт измерительных трансформаторов 110кВ	19,1	2	18	687,6
4	Текущий ремонт контура заземления подстанции	31,7	1	1	31,7
5	Чистка и окраска выключателей 110кВ	57	5	3	855
6	Окраска силового трансформатора 110кВ	100	5	2	1000
7	Прочие расходы по текущему ремонту	300			300
	Итого				3638,7

Таким образом, стоимость эксплуатационных работ на подстанции составит:

$$3638,7 \cdot 7,94 = 28891,29 \text{ (тыс.руб.)}$$

Общие затраты равны сумме эксплуатационных работ и ремонтных работ:

$$I_p = 20497,9 + 28891,29 = 49389,19 \text{ (тыс. руб.)}$$

5.3 Расчет фонда оплаты труда и страховых взносов

Реконструируемая подстанция без постоянного обслуживающего персонала. Ремонт и обслуживание подстанции осуществляется оперативной выездной бригадой.

Таблица 49 - Персонал, оклад и размер премии

Должность	Категор ИЯ	Кол- во	Оклад в месяц тыс. руб./мес	Размер премии в месяц
Мастер I гр.	спец.	1	18,6	6,8
Инженер II кат.	спец.	1	21,5	8,4
Электромсштер по ремонту РЗиА	рабоч.	1	14,3	5,9
Электромонтер ОВБ V гр.	рабоч.	5	14,3	5,9
Электрослесарь	рабоч.	3	12,5	4,8
Водитель спецавтомобиля	рабоч.	4	11,2	3,9
Уборщик помещений	рабоч.	1	9,5	3,5
Итого:			217,7	84,1

Фонд оплаты труда с учётом районного коэффициента (Урал - 15%):

$$(217,7+84,1) \cdot 12 \cdot 1,15 = 4164,84 \text{ (тыс.руб.)}$$

Страховые взносы:

- Отчисления в пенсионный фонд 22% от ФОТ:

$$4164,84 \cdot 0,22 = 916,26 \text{ (тыс.руб.)}$$

- Отчисления в фонд социального страхования 2,9% от ФОТ:

$$4164,84 \cdot 0,029 = 120,78 \text{ (тыс.руб.)}$$

- Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования 5,1% от
ФОТ:

$$4164,84 \cdot 0,051 = 212,41 \text{ (тыс.руб.)}$$

Итого страховых взносов: $916,26+120,78+212,41=1249,45$ (тыс.руб.).

5.4 Определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии

$$C = \frac{I}{W}, \quad (72)$$

где C - себестоимость передачи электроэнергии;

I - издержки;

W - энергия проходящая через подстанцию.

Нагрузка подстанции: $P = 46,2$ (МВт).

Эксплуатационные издержки:

$$И = И_a + И_p + И_{пс} + И_з + И_{стр} + И_{\Delta W} + И_y \quad (73)$$

где: $И_a$ - отчисления на амортизацию, 5% от капитальных вложений;

$И_p$ - общие годовые эксплуатационные расходы по объекту без учета затрат на амортизацию, 5,9% от капитальных вложений:

$И_{пс}$ - отчисления на заработную плату(ФОТ);

$И_з$ - страховые взносы;

$И_{\Delta W}$ - затраты на возмещение потерь электроэнергии;

$И_y$ - отчисления на возмещение инвестиций.

Время наибольшего числа использования нагрузки $T_{НБ} = 5000$ (ч).

Время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{НБ}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ (ч)}$$

$$W = P \cdot \tau = 46,2 \cdot 3411 = 157588,2 \text{ (МВт. ч)}$$

1) Отчисления на амортизацию:

$$И_a = \alpha \cdot K = \frac{5}{100} \cdot 320574 = 16028,7 \text{ (тыс. руб.)}.$$

2) Отчисления на эксплуатационные расходы:

$$И_{пс} = \beta \cdot K = \frac{5,9}{100} \cdot 320574 = 18913,87 \text{ (тыс. руб.)}.$$

$$И_p = 49389,19 \text{ (тыс. руб.)}.$$

3) Отчисления на заработную плату:

$$И_з = 4164,84 \text{ (тыс. руб.)}.$$

4) Затраты на возмещение потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot Ц \quad (74)$$

где ΔW - расчетные потери электроэнергии;

$Ц$ - тариф на электроэнергию, 2,41 руб/кВт · ч.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (75)$$

где ΔP - потери в трансформаторах на подстанции:

$$\Delta P = \left(\frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_T + \Delta P_X \right) = 2 \cdot \left(\frac{40^2}{110_{\text{НОМ}}^2} \cdot 1,4 + 0,036 \right) = 0,221 \text{ (МВт)}.$$

$$I_{\Delta P} = 0,221 \cdot 3411 \cdot 2,41 = 1816,7 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Отчисления на возмещение инвестиций:

$$I_y = \beta \cdot K = \frac{2}{100} \cdot 320574 = 6411,5 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Себестоимость электроэнергии без учета потерь:

$$C = \frac{16028,7 + 18913,9 + 4164,84 + 1249,45 + 6411,5 + 49389,19}{157588,2} = 0,609 \left(\frac{\text{руб.}}{\text{кВт. ч}} \right)$$

Себестоимость передачи электроэнергии с учетом потерь:

$$C = \frac{16028,7 + 18913,9 + 4164,84 + 1249,45 + 6411,5 + 49389,19 + 1816,7}{157588,2} = 0,621 \left(\frac{\text{руб.}}{\text{кВт. ч}} \right)$$

Построим график зависимости себестоимости электроэнергии от передаваемой мощности (рисунок 14).

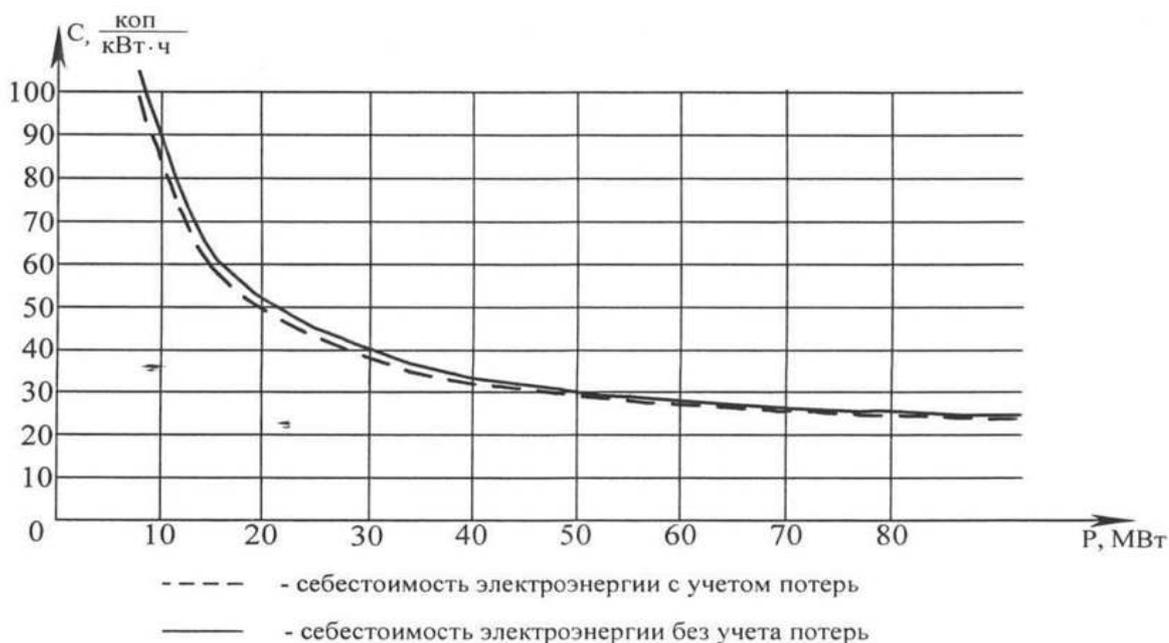


Рисунок 14 - График зависимости себестоимости электроэнергии от передаваемой мощности

Из графика видно, что при снижении передаваемой мощности к потребителям сети наблюдается рост себестоимости вырабатываемой в сети электроэнергии, а при увеличении передаваемой мощности происходит снижение себестоимости. Такая зависимость связана с тем, что увеличение потерь энергии в сети при увеличении передаваемой мощности в малой степени влияют на себестоимость. Т.е. наиболее выгодным режимом для предприятия, продающего электроэнергию является режим максимальных нагрузок.

5.5 Определение общего срока окупаемости и рентабельности проекта

Окупаемость капиталовложений (инвестиций) на построенных и действующих предприятиях или, с финансовой точки зрения, возвратность вложенных средств происходит за счет прибыли как конечного результата производственно-хозяйственной деятельности.

Прибыль «брутто» P_6 не учитывает налоги и обязательные платежи:

$$P_6 = P \cdot T_{НБ} \cdot (T - C) \quad (76)$$

где T - трафик электроэнергии, $T=1041,56$ руб/МВт·ч (в соответствии с постановлением ЕТО Челябинской области от 18.12.2014 г. N58/32 «Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области»).

$$P_6 = 46200 \cdot 5000 \cdot (1,042 - 0,621) = 97251 \text{ (тыс.руб);}$$

Чистая прибыль или прибыль «нетто» P_n равна:

$$P_n = P_6 - H$$

где H - величина налогов, принимаем равными 20% от общей прибыли.

$$P_n = 97251 \cdot 0,8 = 77800,8 \text{ (тыс.руб.)}$$

$$T_o = \frac{K}{P_n} = \frac{320574}{77800,8} = 4,12 \text{ (года)}$$

Таблица 50 - Сводные технико-экономические и плановые показатели

№ п/п	Наименование показателя	Размерность	Значение
1	Капитальные затраты	тыс.ру б.	320574
2	Затраты на эксплуатационные работы и текущий ремонт	тыс.руб.	49389,19
3	Годовой фонд заработной платы	тыс.руб.	4164,84
4	Срок окупаемости	год	4,12
5	Себестоимость передачи энергии без учета потерь	<u>коп</u> кВт·ч	29,6
6	Себестоимость передачи энергии с учетом потерь	<u>коп</u> кВт·ч	30,8

6. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Молния является опасным явлением, атмосферный разряд которого может нанести существенный вред жизни человека и его имущества. И это при том, что сегодня постоянно растет потребность в расширении производственных мощностей и использование современного оборудования, чувствительного к воздействиям коммутационных и атмосферных перенапряжений. То есть обладающих теми качествами и особенностями, которые очень сильно повлияли на создание систем защиты, которые позволяют избежать результатов воздействия этих стихийных, гигантских электрических искровых разрядов.

Молния представляет собой электрический разряд между облаками и землей или между облаками. В средних широтах (30-40)% молний поражают землю, а остальные (60-70)% это разряды между облаками или их разноименно расположенными частями.

По наблюдениям специалистов компании ОАО «Челябэнерго» средняя продолжительность грозовой активности в регионе составляет порядка 55 часов в год, однако, в некоторых районах Южного Урала этот показатель достигает 112 часов. Это при том, что средним числом грозовых часов в году является величина 30 часов. Следовательно, на молниезащиту на подстанциях в нашем регионе следует обратить особое внимание

Молниезащита подразделяется на активную и пассивную. Рассмотрим различия, достоинства и недостатки обоих способов защиты подстанции.

6.1 Активная молниезащита

В активной молниезащите используется молниеприемник, который во время грозы ионизирует воздух вокруг себя, и тем самым значительно увеличивает зону защиты. Его принцип действия основан на генерации высоковольтных импульсов на конце молниеприемника с помощью встроенного электронного устройства.

Это позволяет, опережая формирование «естественного» лидера, формировать «искусственный» лидер, который быстро распространяясь, захватывает молнию на большем расстоянии и направляет ее на землю.

Следовательно, увеличивается область защиты.

Это устройство не требует питания и безопасно для окружающих. Активный молниеприемник устанавливается на 1 метр выше самой высокой точки здания. Два спуска обеспечивают надежный отвод тока молнии. Среди преимуществ активной молниезащиты можно выделить:

- компактность;
- практически полное отсутствие изменения внешнего вида строения;
- большую зону защиты;
- небольшую материалоемкость.

										Лист
										86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ					

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Конструкция активного молниеприемника представлена на рисунке 19.

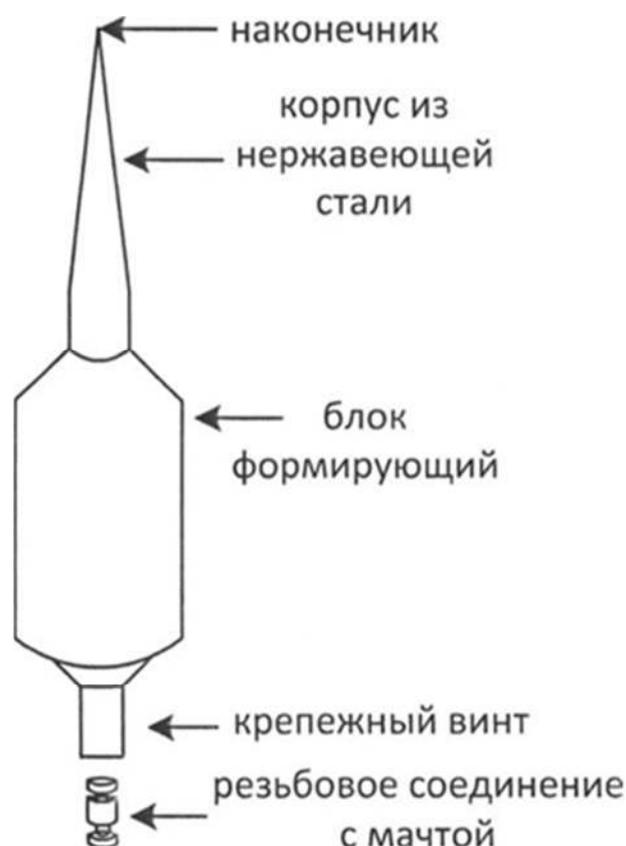


Рисунок 19 - Конструкция активного молниеприемника

Когда нисходящий лидер разряда молнии приближается к поверхности земли, любая проводящая поверхность может создавать встречный восходящий стример. Время инициирования восходящего стримера у активного молниеприемника значительно меньше в сравнении с традиционными системами молниезащиты, что позволяет значительно увеличить зону защиты.

Активный молниеприемник обладает широким рядом преимуществ перед традиционным пассивным, однако имеется и ряд недостатков и трудностей. Решающим из них является то, что принцип действия активных молниеприемников не находит поддержки у российских ученых. Существует мнение, что расширенная зона защиты это миф, и она ничем не отличается от зоны защиты пассивных молниеприемников. Использование активных молниеприемников на территории РФ не подтверждено законодательством и не установлено какими-либо техническими регламентами. Поэтому в своем проекте используем пассивную молниезащиту.

6.2 Пассивная молниезащита

Пассивная (классическая) система молниезащиты - это система молниезащиты, которая предназначена для защиты строений от прямого удара молнии, а также защиты находящихся в них людей. При всей простоте конструкции, она имеет свои особенности и должна монтироваться в соответствии с требованиями.

Защита от прямых ударов молнии (ПУМ) выполняется с помощью молниеотводов. ПУМ - это непосредственный контакт канала молнии с объектом, сопровождающийся протеканием через него тока молнии. Молниеотвод - это возвышающееся над защищаемым объектом устройство, которое воспринимает удар молнии и отводит его энергию в землю. Молниеотвод состоит из молниеприемника (предназначен для перехвата молнии), заземляющего устройства (состоит из заземлителя и заземляющих проводов, которые соединяют объект с заземлителем), токоотвода (соединяющего молниеприемник с заземляющим устройством), объединенных в общую электрическую сеть. При выборе каждого из этих элементов, главным параметром, влияющим на выбор, является поперечное сечение проводящей части.

Приведем типичную конструкцию молниеотвода на рисунке 20.



Рисунок 20 - Конструкция типичного молниеотвода

Молниеприёмник является первым элементом молниезащиты, который принимает удар молнии. Именно в него попадает молния и потом отводится по токоотводу к заземлителю.

Молниеприёмники могут представлять собой:

- стержни;
- подвесные тросы;
- металлическую сетку;
- произвольную комбинацию из стержней, тросов и сетки.

Наилучшим образом себя зарекомендовала комбинация стержней и сетки, как система с максимальной надежностью.

От качества установки молниеприёмника зависит надежность всей системы молниезащиты. Кроме электрических характеристик, важными составляющими являются механические показатели крепления молниеприёмника. В связи с тем, что гроза сопровождается сильными порывами ветра, требуется обеспечивать соответствующую прочность крепления молниеприёмника.

Во избежание коррозионных процессов в местах соединений, материал токоотвода и молниеприёмника должен быть из однородного металла. С целью достижения максимальной защищенности здания, токоотводы следует проводить таким образом, чтобы:

- одновременно существовало несколько путей прохождения тока,
- ток шел самым кратчайшим путем.

Существует несколько правил установки токоотводов:

- если молниеприёмники установлены на отдельных опорах, то токоотводом обеспечивается каждая из опор;
- если применяется тросовая система молниезащиты, то токоотводы устанавливаются с двух сторон троса;
- если применяется сетчатая конструкция, то она снабжается минимум двумя токоотводами.

Заземлители принимают весь электрический заряд молнии и отводят его в землю. Причем они должны быть установлены в труднодоступных местах и на безопасном расстоянии от инженерных коммуникаций. Схема расположения и размеры заземлителей - основные параметры, которые учитываются при обустройстве системы молниезащиты. Горизонтальные заземлители должны прокладываться в земле на глубине не менее 50 см от верхнего края земли. Вертикальные заземлители устанавливаются в зависимости от структуры грунта и расчетов сопротивления заземлителей.

В ПУЭ сказано, что ОРУ 35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Открытые подстанции защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами.

6.3 Способы защиты подстанции

6.3.1 Установка молниеотводов на конструкциях и подсоединение их к общему заземляющему устройству подстанции

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, требуют меньше металла на изготовление, чем отдельно стоящие молниеотводы. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используются их защитные зоны.

Но при поражении молниеотвода, установленного на портале ОРУ, ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале, на котором он установлен, значительно возрастает напряжение.

Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции, что снижает надежность данной защиты. При этом может быть перекрытие гирлянд на порталах, где установлены молниеотводы, а также пробой изоляции у аппаратов, расположенных поблизости от пораженных молниеотводов, с корпусов на их токоведущие части.

Большую опасность для изоляции трансформаторов представляет установка молниеотводов на трансформаторных порталах, потому что при поражении молнией молниеотвода, находящегося вблизи трансформатора, кожух трансформатора приобретает потенциал молниеотвода, который может привести к обратному перекрытию изоляции трансформатора. Изобразим конструкцию этого способа защиты на рисунке 21.

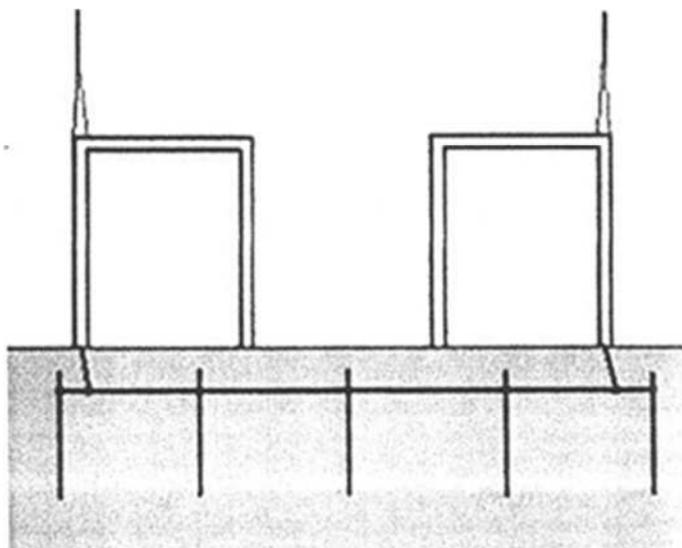


Рисунок 21 - Молниеотводы, установленные на конструкциях ПС

6.3.2 Установка отдельно стоящих молниеотводов со своими обособленными заземлениями

Отдельно стоящие молниеотводы с обособленным заземлением могут быть установлены так, что «обратные» перекрытия с заземлителями на токоведущие части подстанции исключаются. Защита от ПУМ при этом оказывается значительно надежнее, но дороже защиты с молниеотводами, установленными на конструкциях подстанции.

При выборе защиты от ПУМ ОРУ подстанций определяется оптимальный вариант защиты. Для этого сопоставляется стоимость молниезащиты из молниеотводов, установленных на конструкциях подстанции, или из отдельно

стоящих молниеотводов с обособленными заземлителями, с ущербом, который может принести поражение ОРУ молнией.

Надежность защиты подстанции от ПУМ как отдельно стоящими молниеотводами, так и молниеотводами, установленными на конструкциях подстанции, может быть оценена по количеству случаев коротких замыканий в ОРУ, вызванных прорывами молнии через зону защиты молниеотводов и обратными перекрытиями с заземлений и заземленных конструкций на токоведущие части ОРУ.

Изобразим конструкцию этого способа защиты на рисунке 22.

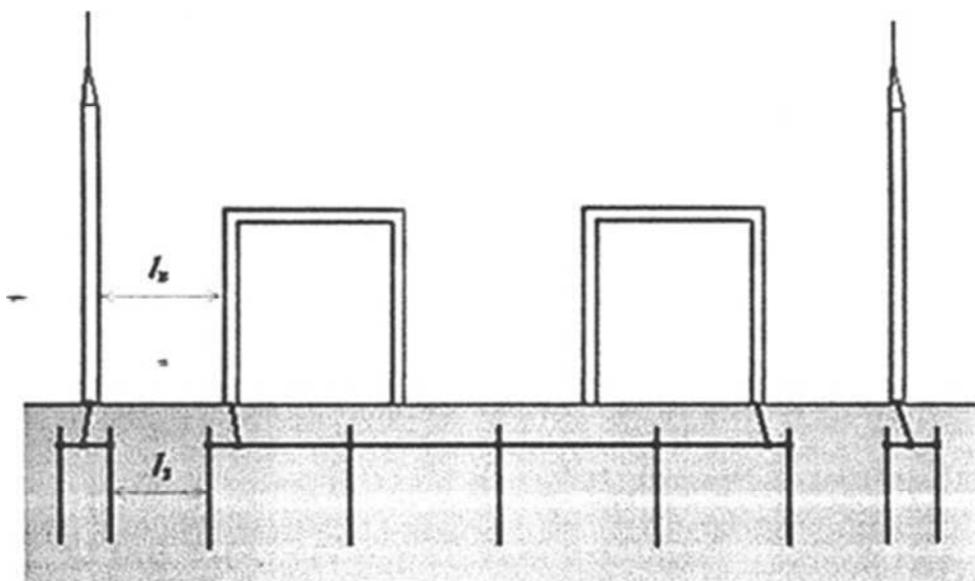


Рисунок 22 - Отдельно стоящие молниеотводы с обособленными заземлениями

6.4 Молниезащита подстанции «Подстанция 1»

При установке молниеотводов на конструкциях подстанций вероятность обратных перекрытий изоляции тем выше, чем ниже номинальное напряжение подстанции.

Это объясняется тем, что с понижением номинального напряжения подстанции снижается уровень изоляции ее оборудования. Наибольшую опасность для изоляции представляет установка молниеотводов на конструкциях подстанций с номинальным напряжением 35 кВ. Поэтому при установке молниеотводов на конструкциях ОРУ напряжением 35 кВ принимаются более жесткие меры для предупреждения обратных перекрытий изоляции при грозовых ударах в молниеотводы.

Исследованиями на моделях установлено, что потенциал на заземлителе подстанции при поражении молниеотвода, установленного на ее конструкциях, возрастает с увеличением амплитуды и крутизны импульса тока молнии, удельного сопротивления грунта площадки подстанции и с уменьшением площади, занимаемой заземляющим контуром на территории подстанции.

Площадь, занимаемая подстанцией напряжением 35 кВ, невелика и может быть порядка 400 кв.м. Так проектируемая подстанция 110 кВ «Подстанция 1» выполнена по схеме 5Н, по которой часто выполняются и подстанции 35 кВ можно считать, что она занимает аналогичную площадь.

Таким образом, молниеотводы выполняем отдельностоящими конструкциями с обособленными заземлителями с сопротивлениями не более 80 Ом при импульсном токе 60 кА.

Отдельно стоящие молниеотводы с обособленными контурами заземления должны размещаться так, чтобы перекрытия с их элементов на другие элементы ОРУ были исключены.

Расстояние S_3 , м, между обособленным заземлителем молниеотвода и заземляющим устройством ОРУ должно быть $S_3 \geq 0,12 \cdot R_N + 0,1 \cdot H$.

Для защиты ОРУ электрических станций и подстанций, экономически целесообразно применять несколько молниеотводов. Принято считать, что при совместном действии группы молниеотводов общая зона защиты охватывает определенную область, которая оказывается больше суммарных зон защиты такого же количества одиночных молниеотводов или объединенных в пары. При расчете молниезащиты многократного молниеотвода рекомендуется формировать группы из трех или четырех соседних молниеотводов. Внутренняя область на высоте h_x считается охваченной зоной защиты, если выполняется неравенство $ga r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов. При этом выбранная группа может рассматриваться как многократный стержневой молниеотвод.

Расчёт молниезащиты проведём в программе FlashProt.

В качестве модели используем ОРУ-110кВ реконструируемой подстанции. Описание подстанции: проходная двух трансформаторная подстанция 110/10 кВ с двумя проходящими линиями. РУ ВН собрано по схеме 5Н.

Выполним расстановку молниеотводов высотой $h = 30$ м, при надёжности защиты $P_3 = 0,99$ по действующей методике. Произведем расчет защиты. Построим зону защиты на высоте 10 метров, так как высота оборудования не превышает этой длины.

Согласно ПУЭ на конструкциях ОРУ 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 1000 O_{M-M} - независимо от площади заземляющего устройства ПС.

Результаты расчета в программе FlashProt отображены на рисунке 23.

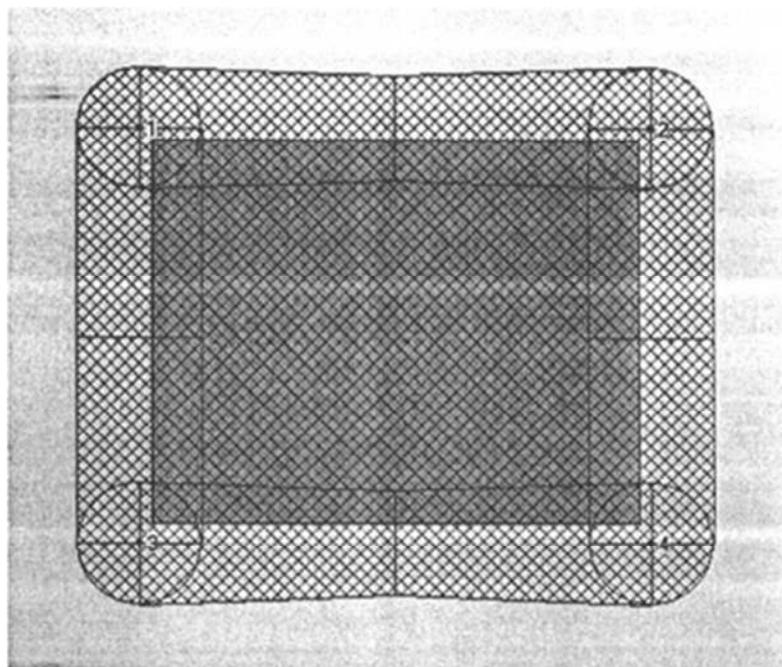


Рисунок 23 - Зона защиты молниеотводов на высоте 10 м

Количество молниеотводов составило 4 штуки, высота каждого равняется 30 м. Все молниеотводы расположены по углам подстанции. Надёжность молниезащиты 0,99.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ

Лист

94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с темой дипломного проекта были рассмотрены важнейшие вопросы и приняты основные решения:

- произведён расчёт и анализ режимов существующей электрической сети с существующими и перспективными нагрузками. Рассмотрены наиболее тяжёлые аварийные режимы работы сети, произведена замена трансформаторов и проводов перегруженных линий электропередач;

- схема ОРУ 110кВ подстанции «Подстанция 1» была заменена на типовую;

- по расчёту токов короткого замыкания выбрано оборудование подстанции, имеющее лучшие эксплуатационные характеристики по сравнению с существующими типами оборудования, больший срок службы и более надежное в работе;

- выбраны виды релейной защиты для всех объектов подстанции, выбрана схема и произведен расчёт уставок срабатывания дифференциальной защиты, максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки трансформатора, приняты типы реле для выполнения защит;

- выбраны необходимые устройства автоматики, рассчитаны уставки автоматики трансформатора: АВР и УРОВ;

- рассчитаны технико-экономические показатели подстанции;

- рассчитано заземляющее устройство подстанции, выполненное в виде сетки из горизонтальных и вертикальных заземлителей.

Таким образом, в результате разработанного дипломного проекта была произведена реконструкция сети и подстанции «Подстанция 1». Выбрано современное оборудование, имеющее лучшие технические характеристики и больший срок службы, за счёт чего сократились эксплуатационные расходы, предложены к рассмотрению более современные устройства релейной защиты и автоматики на базе микропроцессоров, способные повысить надёжность и быстродействие защит.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: справочник /под ред. Д. Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: ЭНАС, 2012.-376 с.: ил.
2. Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем: справочник /под редакцией С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. -М: Энергия, 1985 г.
3. Распределительные устройства и подстанции/Правила устройства электроустановок (ПУЭ). - 7-е издание. - М.: Информэлектро, 2011.
4. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего.
5. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. -М: Изд-во стандартов, 2002. – 30с.
6. Коровин Ю.В. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях/ Коровин Ю.В., Пахомов Е.И., Горшков К.Е. Учебное пособие. Челябинск, ЮУрГУ, 2011.- 114 с.
7. Гайсаров, Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию/ Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская. - Челябинск, 2002.
8. ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». - <http://www.uetm.ru/>
9. Разъединители РПД-110 <http://www.uetm.ru/products/146/178/>
10. Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ: методические указания / М.В. Дмитриев. - СПб: Санкт-Петербург, 2007.
11. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. -М: Изд-во стандартов, 2002. - 25с.
12. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2009
13. <http://www.fsk-ees.ru/>
14. ООО НПП «ЭКРА». - <http://www.ekra.ru/>
15. СТО 56947007- 29.120.70.99-20. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
16. ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. Классификатор вредных и (или) опасных производственных факторов, утв. приказом Минтруда России от 24.01.14г. №33н.
18. ГОСТ Р 12.0.010-2009. ССБТ. Определение опасностей и оценка рисков.
19. Федеральный закон от 10.01.02г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в ред. 2014г.)

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ				

20. Федеральный закон от 04.05.99г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (в ред. 2014г.)

21. Федеральный закон от 24.06.98г. №89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в ред. 2014г.)

22. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (в ред. 2014г.)

23. ГОСТ 12.1.019-79(2009) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

24. ГОСТ 12.1.030-81(87) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

25. ГОСТ 12.1.038-82 (2002) ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

26. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

27. ГОСТ 12.4.124-83.ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

28. СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.

29. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. СО 153-343.21.122-2003.

30. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (2013).

31. Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (в ред. от 27.01.10 г. №28н).

32. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

34. ГОСТ 12.1.003-83(99) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

35. СНиП 23-05-95 (СП52.13330). Естественное и искусственное освещение (2011г.).

36. ГОСТ 12.1.046 - 85 ССБТ. Нормы освещения строительных площадок.

37. Нормы пожарной безопасности. «Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» (НПБ 105-95).

38. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий ВППБ 01-02-95.

39. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97г. №116-ФЗ (в ред. 2013г.).

40. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к оформлению. СТО ЮУрГУ 04-2008. - Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2008.

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

ПРИЛОЖЕНИЕ А1

Таблица АЛ - Параметры ЛЭП

№ ЛЭП	Диспетчерское наименование	Марка провода	Допустимый ток, А	Кол-во цепей	Длина, км
2-4	Подстанция 2-	АС-300	690	2	1,6
4-30	Подстанция 3	АС-185	510	1	2,8
30-5	Подстанция 4-	АС-185	510	1	2,8
4-31	Подстанция 3 -	АС-185	510	1	2,8
31-5	Подстанция 6 -	АС-185	510	1	2,8
2-6	Подстанция 2-	АС-240	610	1	5,8
5-1	Подстанция 5 -	АС-185	510	2	10,3
9-31	Подстанция 9 - подстанция 6	АС-240	610	1	7,4
3-8	Подстанция 10 -	АС-185	510	1	5,9
3-9	Подстанция 10 - Подстанция 9	АС-185	510	1	5,6
8-9	Подстанция 11 - подстанция 9	АС-185	510	1	2,3
6-29	Подстанция 7 - подстанция 12	АС-240	610	1	18,4
3-13	Подстанция 10 -	АС-240	610	2	3,7
13-14	Подстанция 13 -	АС-240	610	2	2,03
14-15	Подстанция 14 -	АС-240	610	1	1,63
14-29	Подстанция 14-	АС-240	610	1	6,63
29-15	Подстанция 12 - подстанция 1	АС-240	610	1	6,2
1-7	Подстанция 8 -	АС-240	610	1	2,5
7-12	Подстанция 15 -	АС-240	610	1	5
1-12	Подстанция 8 -	АС-240	610	1	8,6
12-17	Подстанция 16 -	АС-185	510	2	9,1
10-12	Подстанция 18 -	АС-185	510	2	6,2
12-16	Подстанция 16-	АС-185	510	1	1,5
16-18	Подстанция 19 - Подстанция 20	АС-185	510	1	2,1
18-20	Подстанция 20 - Подстанция 21	АС-185	510	2	9,4

19-20	Подстанция 22 - Подстанция 21	АС-185	510	2	7,66
-------	----------------------------------	--------	-----	---	------

Продолжение таблицы А.1

19-17	Подстанция 22 - Подстанция 17	АС-185	510	2	6,3
20-21	Подстанция 21 - Подстанция 23	АС-240	610	1	22,9
21-22	Подстанция 23 - Подстанция 24	АС-240	610	1	9
22-23	Подстанция 24 - Подстанция 25	АС-185	510	1	4
23-29	Подстанция 25 - Подстанция 12	АС-240	610	1	5,2
23-24	Подстанция 25 - Подстанция 26	АС-185	510	1	2Д
20-27	Подстанция 21 - Подстанция 27	АС-240	610	1	9,02
27-29	Подстанция 27 - Подстанция 12	АС-240	610	1	5
20-25	Подстанция 21 - Подстанция 28	АС-240	610	1	23,5
25-26	Подстанция 28 -	АС-240	610	1	1,2
25-29	Подстанция 28 -	АС-240	610	1	8,3
26-28	Подстанция 29 - Подстанция 30	АС-240	610	1	2
28-29	Подстанция 30 -	АС-240	610	1	4
17-11	Подстанция 17 - Подстанция 31	АС-185	510	2	4,3

ПРИЛОЖЕНИЕ А2

Таблица А.2 - Сокращенная нумерация ЛЭП

№ ЛЭП	Узел начала	Узел конца	Название	Исходные данные	
				Марка ЛЭП	п
1	2	4	ПОДСТАНЦИЯ 2- ПОДСТАНЦИЯ 3	АС-300	2
2	4	30	ПОДСТАНЦИЯ 3	АС-185	1
3	30	5	ПОДСТАНЦИЯ 4- Подстанция	АС-185	1
4	4	31	ПОДСТАНЦИЯ 3 - Подстанция	АС-185	1
5	31	5	Подстанция 6 - Подстанция 5	АС-185	1
6	2	6	ПОДСТАНЦИЯ 2- Подстанция	АС-240	1
7	5	1	Подстанция 5 - ПОДСТАНЦИЯ	АС-185	2
8	9	31	Подстанция 9 - Подстанция 6	АС-240	1
9	3	8	ПОДСТАНЦИЯ 10 -	АС-185	1
10	3	9	ПОДСТАНЦИЯ 10 -	АС-185	1
11	8	9	Подстанция 11 - Т	АС-185	1
12	6	29	Подстанция 7 - Подстанция 12	АС-240	1
13	3	13	ПОДСТАНЦИЯ 10 -	АС-240	2
14	13	14	Подстанция 13 -	АС-240	2
15	14	15	ПОДСТАНЦИЯ 14 -	АС-240	1
16	14	29	ПОДСТАНЦИЯ 14-Подстанция	АС-240	1
17	29	15	Подстанция 12 - Подстанция 1	АС-240	1
18	1	7	ПОДСТАНЦИЯ 8 - Подстанция	АС-240	1
19	7	12	Подстанция 15 - Подстанция 16	АС-240	1
20	1	12	ПОДСТАНЦИЯ 8 - Подстанция	АС-240	1
21	12	17	Подстанция 16 - Подстанция 17	АС-185	2
22	10	12	Подстанция 18 - Подстанция 16	АС-185	2
23	12	16	Подстанция 16 - Подстанция 19	АС-185	1
24	Гб	18	Подстанция 19 -	АС-185	1
25	18	20	ПОДСТАНЦИЯ 20 -	АС-185	2
26	19	20	Подстанция 22 - Подстанция 21	АС-185	2
27	19	17	Подстанция 22 - Подстанция 17	АС-185	2
28	20	21	Подстанция 21 - Подстанция 23	АС-240	1
29	21	22	Подстанция 23 - Подстанция 24	АС-240	1

Продолжение таблицы А.2

30	22	23	Подстанция 24 - Подстанция 25	АС-185	1
31	23	29	Подстанция 25 - Подстанция 12	АС-240	1
32	23	24	Подстанция 25 - Подстанция 26	АС-185	1
33	20	27	Подстанция 21 - Подстанция 27	АС-240	1
34	27	29	Подстанция 27 - Подстанция 12	АС-240	1
35	20	25	Подстанция 21 - Подстанция 28	АС-240	1
36	25	26	Подстанция 28 - Подстанция 29	АС-240	1
37	25	29	Подстанция 28 - Подстанция 12	АС-240	1
38	26	28	Подстанция 29 - Подстанция 30	АС-240	1
39	28	29	Подстанция 30 - Подстанция 12	АС-240	1
40	17	11	Подстанция 17 - Подстанция 31	АС-185	2

ПРИЛОЖЕНИЕ А3

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица А.3 – Токи в линиях в послеаварийных режимах

	n	Отключаемые линии, значение I/I _{доп} в них, %									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	71,1	33,4	37,1	35,6	36,1	56,8	36,6	28,6	37,8	37,1
2	1	53,2		49,3	89,1	77,1	89,3	55,1	31,9	57,2	54,3
3	1	7,8	39,3		41,1	29,6	12,2	5,7	31,9	6,1	8,1
4	1	36,7	83,3	44		14	57,4	36,9	38,6	38	38
5	1	23,8	70	31	14,1		43,9	23,6	25,4	24,7	24,2
6	1	51,9	55,5	48	51,1	49,9		49	65,7	46,4	47,3
7	2	12,3	12,3	12,1	10,7	11,4	24,7	22,2	25,3	11,8	12,7
8	1	39,1	32,9	41,3	40,4	40,4	65	42		43,6	38,6
9	1	19,3	22	18,5	18,9	18,9	9,3	18,2	35,8		18,3
10	1	2,8	3,8	4,6	4,2	4,2	23,3	5,1	28,9	12,7	
11	1	19,3	16,8	20,3	19,9	19,9	30,1	20,5	3,2	38,8	21,1
12	1	39,2	41,9	34,6	37,6	36,4	15,3	35,6	52	33,2	33,7
13	2	40,6	37,6	41,6	41,2	41,2	53,6	42	21,4	42,7	40,2
14	2	33,5	30,3	34,4	34	34	46,4	34,7	14,5	35,4	32,8
15	1	40,8	37,8	41,5	41,1	41,1	52,3	41,8	23,1	42,4	40
16	1	14,7	11,9	15,4	15,1	15,1	28,2	15,8	12,4	16,4	13,7
17	1	5,1	5,7	5,3	5,3	5,3	14,1	5,4	17,9	5,6	4,8
18	1	68,7	68,8	68,7	67,4	68,1	79,8	67,9	80,2	68,4	69,1
19	1	64,9	65	65	63,6	64,3	76,1	64,1	76,5	64,7	65,5
20	1	57,6	57,8	57,7	56,6	57,1	67,3	56,9	67,7	57,4	58,1
21	2	19,3	19,3	19,2	18,6	18,9	24,5	18,8	24,7	19,1	19,3
22	2	18,8	18,7	18,7	18,8	18,7	18,6	18,7	18,6	18,7	18,7
23	1	58,6	58,7	58,6	56,9	57,8	73,4	57,5	73,8	58,3	59,1
24	1	47,4	47,2	47,1	45,4	46,3	62	46,1	62,3	46,8	47,2
25	2	5,7	5,6	5,7	4,9	5,3	12,9	5,3	12,8	5,5	5,6
26	2	4,3	4,2	4,3	3,7	4	9,2	4	9,1	4,1	4,1
27	2	5,9	5,8	5,9	5,2	5,6	11,2	5,5	11,1	5,7	5,8
28	1	14,7	14,6	14,6	14,1	14,4	18,6	14,3	18,6	14,5	14,5
29	1	10,2	10,3	10,4	10,8	10,6	7,3	10,6	6,8	10,4	10,4
30	1	48	48,2	48,2	48,8	48,5	43,5	48,6	43,2	48,3	48,3
31	1	57,6	57,8	57,8	58,3	58	53,8	58,1	53,6	57,9	57,9
32	1	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
33	1	14,8	15,2	15,4	16,5	15,9	8,9	16,2	7	15,5	15,5
34	1	21,5	21,8	22	23,2	22,6	13,3	22,9	11,6	22,2	22,2
35	1	3,5	3,5	3,7	3,5	3,6	7,7	3,7	7,3	3,6	3,6
36	1	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	3,3	2	3,1	1,8	1,8

Продолжение таблицы А.3

37	1	27,4	27,5	27,6	27,9	27,7	24,8	27,8	24,7	27,6	27,6
38	1	36,1	36,2	36,2	36,6	36,4	33,1	36,5	32,9	36,3	36,3
39	1	38,6	28,7	38,7	39,1	38,9	35,6	39	35,4	38,8	38,8
40	2	9	9	9	9	9	8,9	9	9	9	9

Таблица А.4

	п	Отключаемые линии, значение <i>I/I_{дон}</i> в них, %									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	2	36,4	50,7	36,2	36,5	35,5	36,5	37,1	34,3	34,5	35
2	1	53,3	78,9	52,7	54,2	50,7	53,7	55,1	54	54,1	54,3
3	1	9,8	10,7	10,4	9,1	12,4	9,1	7,8	5	4,5	3,1
4	1	38,1	51,5	38,1	38,1	38,1	38,1	38	31,7	32,1	33,3
5	1	24,8	37,8	24,8	25,1	24,9	24,8	24,7	18,5	18,9	20,1
6	1	49,3	14,6	49,9	49,5	51,3	49,2	48	53,6	53,3	52,2
7	2	13,9	20,9	14,2	13,7	15,2	13,5	12,8	4,6	5	6,5
8	1	36,9	57,6	35,8	38,5	32,4	37,5	40	48,7	48,2	46,6
9	1	38,8	12,5	20,6	19,5	22	19,9	18,9	15,4	15,5	16,2
10	1	19,1	18,1	2,5	2,6	3,9	1,7	3,6	10	9,7	8,4
11	1		27	18	19	16,6	18,7	19,7	23,3	23,1	22,5
12	1	36		36,5	36,3	37,9	36	34,8	40,1	39,8	38,7
13	2	39,5	50	77,7	40,3	37,2	39,6	41	45,3	45,1	44,3
14	2	32,2	42,8	31,6	66,5	30	32,4	33,7	38	37,8	37
15	1	39,5	49	39	40,5		51,4	39,8	44,8	44,6	43,9
16	1	13,4	24,8	12,7	14,4	46,8		18,3	19	18,8	18
17	1	5,1	11,7	5	4,7	40,1	15,9		6,9	6,8	6,3
18	1	70,2	76,5	70,5	70,2	71,4	70	69,4		3,8	116
19	1	66,5	72,8	66,8	66,4	67,7	66,3	65,6	3,9		112,2
20	1	59	64,5	59,3	58,9	60,1	58,8	58,3	112,2	109,3	
21	2	19,9	23	20,1	20	20,5	19,9	19,5	15,6	15,8	16,6
22	2	18,7	18,6	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,8	18,8	18,8
23	1	60,6	69,1	61	60,6	62,2	60,4	59,5	48,6	49,2	51,3
24	1	49,1	57,8	49,5	49,3	50,7	48,9	48	37,1	37,7	39,7
25	2	6,5	11	6,7	6,7	7,2	6,5	6,1	2,8	2,8	3
26	2	4,8	8	4,9	4,9	5,2	4,8	4,5	2,7	2,7	2,7
27	2	6,5	9,8	6,7	6,6	7	6,5	6,2	2,9	3	3,5
28	1	15,1	17,5	15,2	15,2	15,5	15,1	14,8	11,9	12,1	12,6
29	1	9,9	8,4	9,8	9,8	9,5	10	10,2	12,8	12,7	12,1
30	1	47,5	44,9	47,4	47,4	47	47,6	47,9	51,4	51,2	50,6
31	1	57,2	55	57,1	57,1	56,8	57,3	57,6	60,5	60,3	59,8

Таблица А.4

32	1	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
33	1	13,9	10,9	13,6	13,7	12,8	14,3	14,8	22,6	22,1	20,6
34	1	20,5	16,2	20,2	20,2	19,3	20,9	21,4	29,4	28,9	27,4
35	1	3,7	6,6	3,8	3,8	3,9	3,9	3,7	5,1	4,9	4,4
36	1	1,7	2,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	3,2	3,1	2,8
37	1	27,2	25,7	27,1	27,1	26,9	27,2	27,4	29,4	29,3	28,9
38	1	35,8	34	35,7	35,7	35,4	35,8	36	38,4	38,3	37,8
39	1	38,3	36,6	38,2	38,2	38	38,4	38,6	40,9	40,8	40,3
40	2	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

Таблица А.5

	n	Отключаемые линии, значение I/Доп в них, %									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	2	36,8	37,1	34,4	34,9	37	37,1	37	36,4	37,6	39,2
2	1	55,1	55,6	54	54,2	55,2	55,3	55,3	54,9	55,5	56,2
3	1	6,9	7,9	5,7	4,8	7,6	7,7	7,7	5,5	9,9	15,8
4	1	37,4	38,1	32	33,2	37,8	37,9	37,9	36,5	39,1	42,6
5	1	24,2	25	19	20,1	24,6	24,7	24,6	23,2	25,8	29,3
6	1	48,4	48,2	53,5	52,5	48,1	48	48	49,3	47	43,7
7	2	12	12,9	5,8	7,1	12,6	12,7	12,7	10,7	14,4	19,1
8	1	41,1	40,8	48,4	46,8	40,6	40,5	40,5	42,4	38,9	34,2
9	1	18,6	18,7	15,6	16,2	18,8	18,8	18,8	18	19,5	21,5
10	1	4,7	4,4	10	8,9	4,4	4,4	4,4	5,6	3,9	3,6
11	1	20,2	20	23,2	22,6	20	20	20	20,7	19,3	17,4
12	1	35,1	35	40,1	39,1	34,8	34,8	34,7	36	33,8	30,6
13	2	41,6	41,5	45,2	44,4	41,3	41,3	41,3	42,2	40,6	38,2
14	2	34,3	34,3	38	37,2	34,1	34,1	34,1	35	33,3	31
15	1	41,5	41,4	44,7	44	41,2	41,2	41,2	42	40,5	38,4
16	1	15,5	15,4	19,1	18,4	15,3	15,3	15,2	16,1	14,7	12,6
17	1	5,4	5,4	7,2	6,8	5,4	5,4	5,4	5,6	5,5	5,7
18	1	68,5	69,5	61,4	62,9	69	69,2	69,2	67,2	70,6	75,2
19	1	64,8	65,7	57,7	59,2	65,3	65,4	65,4	63,5	66,8	71,5
20	1	57,5	58,3	51,3	52,6	58	58,1	58,1	56,4	59,3	63,4
21	2	31,1	19,6	40,6	36,5	20,3	18,9	18,7	18,6	20,1	22,2
22	2	18,7	37,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,8
23	1	65,4	59,5		11,6	57,1	60,4	60,7	56,8	61	66,9
24	1	53,9	48,2	11,8		45,6	49	49,3	45,3	49,5	55,3
25	2	8,7	6,1	24,9	19	9,2	6,6	6,7	4,9	6,5	9,2
26	2	2,7	4,5	24,8	20,8	5,3	7,2	3,5	3,7	4,7	6,5
27	2	2,8	6,2	26,9	22,9	7	5,4	10,3	5,3	6,5	8,5

Продолжение таблицы А.5

28	1	14,5	15	12,1	12,6	14,7	14,8	14,8		24,1	56,3
29	1	10,4	10	12,6	12	10,2	10,1	10,2	24,2		31,8
30	1	48,3	47,7	51,2	50,5	48	47,9	48	65,7	36,7	
31	1	57,9	57,5	60,3	59,7	57,7	57,6	57,6	72,4	48,1	17,5
32	1	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
33	1	15,4	14,3	21,8	20,2	14,8	14,6	14,8	9,6	19,7	34,4
34	1	22,1	20,9	28,6	27	21,5	21,3	21,4	15,4	26,3	41,3
35	1	3,4	3,6	4,6	4	3,4	3,5	3,5	5,7	4,8	10,7
36	1	1,7	1,7	3	2,6	1,7	1,7	1,7	2,3	2,8	6,4
37	1	27,6	27,4	29,3	28,9	27,5	27,4	27,4	25,7	28,6	32,3
38	1	36,3	35,9	38,2	37,7	36,1	36	36,1	34,1	37,4	41,7
39	1	38,8	38,5	40,7	40,3	38,6	38,6	38,6	36,6	39,9	44,2
40	2	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9,1

Таблица А.6

	п	Отключаемые линии, значение I/I _{доп} в них, %									
		31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	2	40,1	37,1	38,1	38,5	37,2	37,3	37,4	37,6	37,6	37,1
2	1	56,6	55,2	55,6	55,9	55,2	55,2	55,4	55,4	55,5	55,3
3	1	19,6	7,7	12,2	14,1	8,4	8,5	9	9,6	9,6	7,9
4	1	44,8	37,9	40,2	41,3	38,2	38,4	38,7	39	39	38,1
5	1	31,4	24,6	27	28,1	24,8	25	25,4	25,7	25,7	24,8
6	1	41,7	48	46,1	45,1	47,5	47,3	47,3	47	47	47,8
7	2	22,1	12,7	16,1	17,6	13,1	13,2	13,7	14,2	14,2	12,8
8	1	31,3	40,5	37,5	36,1	39,8	39,6	39,5	39	39	40,3
9	1	22,7	18,8	20,2	20,8	19,1	19,2	19,3	19,5	19,5	18,9
10	1	5	4,3	4,1	4,3	4	3,8	3,8	3,6	3,6	4,2
11	1	16,2	19,9	18,7	18,1	19,7	19,6	19,5	19,3	19,3	19,9
12	1	28,7	34,6	33,1	32,2	34,1	34	34	33,7	33,7	34,5
13	2	36,8	41,3	39,9	39,2	40,9	40,8	40,8	40,6	40,6	41,2
14	2	29,6	34	32,7	32	33,6	33,6	33,5	33,3	33,3	33,9
15	1	37,1	41,2	39,9	39,3	40,8	40,7	40,7	40,5	40,5	41,1
16	1	11,4	15,2	14,3	13,8	14,8	14,7	14,7	14,5	14,5	15,1
17	1	6,2	5,4	5,9	6,2	5,4	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
18	1	78,1	69,2	72	73,4	69,4	69,5	70,1	70,5	70,6	69,3
19	1	74,3	65,4	68,2	69,6	65,7	65,8	66,4	66,8	66,8	65,6
20	1	65,8	58,1	60,5	61,7	58,3	58,4	58,9	59,3	59,3	58,2
21	2	23,5	19,4	20,7	21,4	19,5	19,5	19,9	20,1	20,1	19,5
22	2	18,9	18,7	18,7	18,8	18,7	18,7	18,7	18,7	18,8	18,7
23	1	70,5	59,2	62,7	64,5	59,4	59,6	60,4	60,9	61	59,4

Продолжение таблицы А.6

24	1	58,8	47,7	51,1	52,9	47,5	47,5	48,9	49,3	49,5	47,9
25	2	10,8	5,9	7,1	7,9	5,4	5,6	6,3	6,5	6,6	5,9
26	2	7,6	4,4	5	5,6	3,9	4,1	4,6	4,7	4,8	4,4
27	2	9,7	6	7	7,6	5,8	5,8	6,4	6,5	6,6	6,1
28	1	75,8	13,8	11,9	10,4	14,6	14,4	13,9	13,4	13,3	14,8
29	1	50,9	11,1	13,8	15,4	10,5	10,5	11	11,5	11,6	10,1
30	1	22,2	49,1	52,1	54,1	48,3	48,4	49,1	49,7	49,8	47,9
31	1		48,8	61	62,8	57,9	58,1	58,5	59,1	59,1	57,6
32	1	12,4		11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
33	1	43,9	14,2		6,9	15,9	15,8	17,3	18,7	18,9	14,7
34	1	50,7	20,8	6,9		22,5	22,6	24	25,5	25,6	21,3
35	1	15,5	3,6	7,3	9,4		3,2	6,4	8,6	9,1	3,5
36	1	9	1,7	4,3	5,5	0,8		23	35,5	38,1	1,7
37	1	34,6	27,3	29,9	31,1	27,5	28,5		56,5	58,1	27,4
38	1	44,3	35,9	38,9	40,2	36,2	35,3	58,4		2,6	36
39	1	46,9	38,4	41,4	42,8	38,6	38,1	61	2,6		38,6
40	2	9,1	9	9	9	9	9	9	9	9	18

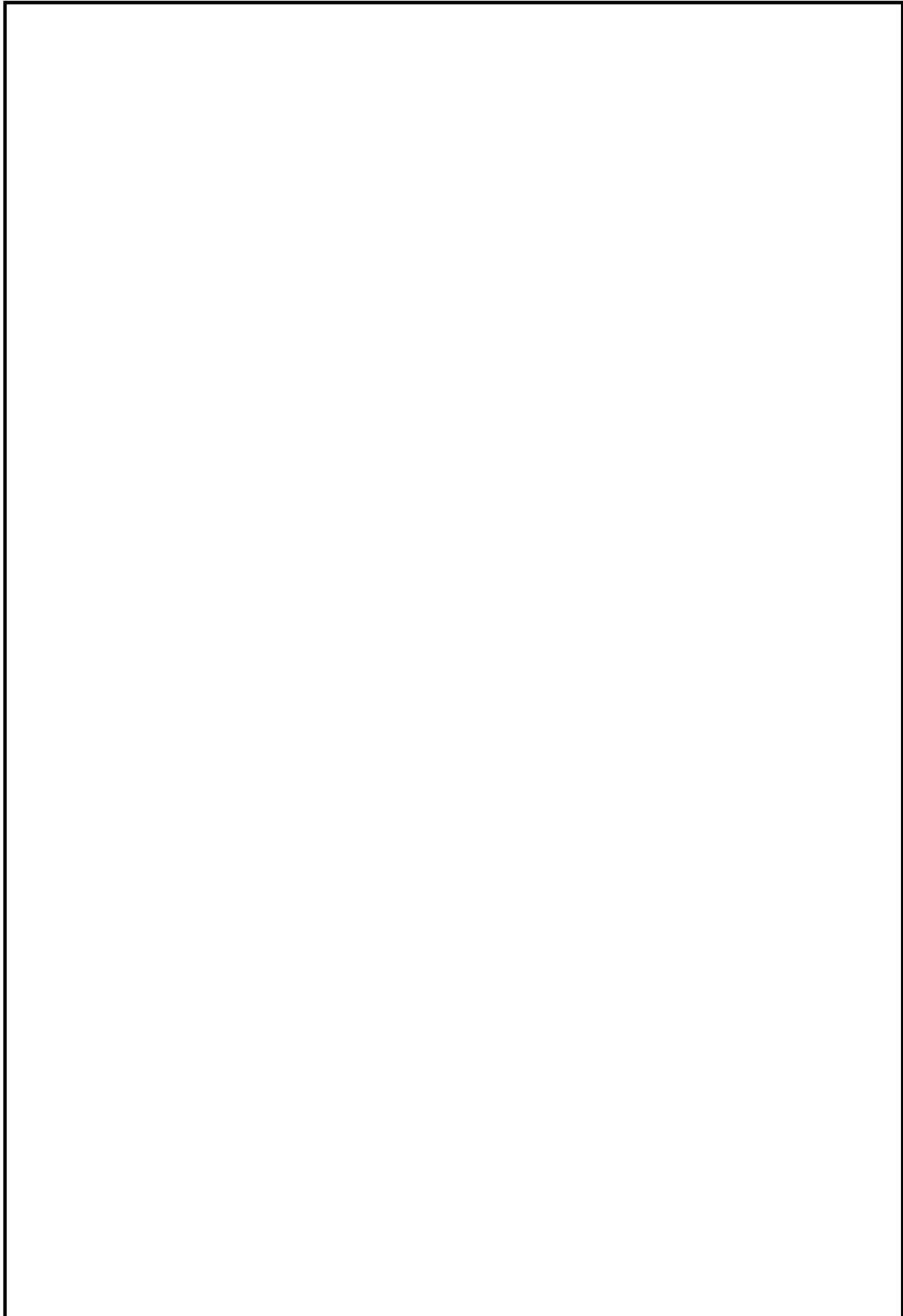
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ

Лист

107

					13.03.02.2019.353.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108



					ОГУ 260602.65.14 14. 002. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5