

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 24 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения города Благовещенск с центром питания подстанция Амур

Исполнитель
студент группы 542 узб


_____ 17.06.2019
подпись, дата

М.Д. Шевченко

Руководитель
профессор, доктор
техн.наук


_____ 24.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 18.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук



подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

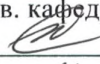
Благовещенск 2019

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В.Савина

«05» 04 2019 г..

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента:

Шевченко Михаила Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция системы электроснабжения Благовещенска с центром питания ПС Амур*

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *схема электроснабжения Благовещенская, результаты замеров нагрузок по ТП*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика центральной части города Благовещенск, анализ существующей системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, выбор ТП, разработка вариантов реконструкции питающей и распределительной сети, включающей ПС Амур и их анализ. разработка вариантов реконструкции сети 10 кВ, технический анализ вариантов реконструкции, реконструкция ПС Амур, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования ВН на ПС Амур, выбор и проверка оборудования 10 кВ, выбор и проверка оборудования 0,4 кВ, молниезащита и заземление ПС Амур, конструктивное исполнение схемы электроснабжения, релейная защита и автоматика, оценка надёжности системы электроснабжения, безопасность и экологичность.*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): *6 листов графической части*

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности жизнедеятельности Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания: _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: *д-р техн. наук, профессор Савина Н.В.*

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 152 с., 147 рисунков, 39 таблиц, 32 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР.

В выпускной квалификационной работе дана характеристика центральной части города Благовещенска и произведен анализ существующей системы электроснабжения центральной части города Благовещенска, на основании чего сделан вывод о целесообразности реконструкции существующей сети. Произведён расчёт электрических нагрузок существующих и вновь вводимых потребителей. Произведён анализ загрузки существующих трансформаторов на ТП и выбраны трансформаторы на проектируемой ТП. Произведён расчёт токов короткого замыкания на основании которого произведён выбор и проверка оборудования на подстанции Амур. Произведена реконструкция подстанции Амур с заменой силовых трансформаторов. Произведена проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость. Произведён расчёт молниезащиты реконструируемой подстанции Амур. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматическое повторное включение
ВН	-	высокое напряжение
ТП	-	трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
ТКЗ	-	ток короткого замыкания
ЛЭП	-	линия электропередачи
МТЗ	-	максимальная токовая защита
НН	-	низкое напряжение
КЗ	-	короткое замыкание
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КЛ	-	кабельная линия
ПС	-	подстанция
СИП	-	самонесущий изолированный провод
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ТО	-	токовая отсечка

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика центральной части города Благовещенск	10
1.1 Краткое описание города и рассматриваемой его части	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии рассматриваемой части города	11
2. Анализ существующей системы электроснабжения города и центральной части города	16
3. Расчет электрических нагрузок	19
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	19
3.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий	19
3.1.2 Расчёт электрических нагрузок зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения	21
3.1.3 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	23
3.2 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	28
4 Выбор ТП	32
4.1 Выбор трансформаторов на ТП	32
4.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	34
4.3 Определение места расположения ТП	36
5 Разработка вариантов реконструкции питающей и распределительной сети, включающей ПС Амур и их анализ	39
5.1 Определение суммарной нагрузки рассматриваемой части города при ее реконструкции	39
5.2 Разработка вариантов реконструкции сети 10 кВ	41
5.3 Расчёт электрических режимов сети	43
5.4 Выбор марки и сечения линий напряжением 10 кВ	47
6 Технический анализ варианта реконструкции, выбор конкурентоспособных вариантов	50
7 Реконструкция ПС Амур	56
7.1 Выбор номинального напряжения	56
7.2 Выбор чиста и мощности силовых трансформаторов на ПС Амур при реконструкции	59

8 Расчет токов короткого замыкания	61
8.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети и на шинах 10 кВ ПС Амур	61
8.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	67
8.3 Результаты расчётов токов короткого замыкания	72
8.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	72
9 Выбор и проверка оборудования ВН на ПС Амур	75
9.1 Выбор и проверка выключателей	75
9.2 Выбор разъединителей	79
9.3 Выбор трансформаторов тока	79
9.4 Выбор трансформаторов напряжения	82
10 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	85
10.1 Выбор комплектного распределительного устройство	85
10.2 Выбор и проверка выключателей в КРУ	86
10.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	88
10.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	90
10.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ	91
10.6 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	93
10.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах	94
11 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ	96
11.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП	96
11.2 Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ	97
11.3 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП	98
12 Молниезащита и заземление ПС Амур	100
12.1 Заземление ПС Амур	100
12.2 Защита от прямых ударов молнии	104
12.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	107
13 Выбор ВЛ 35 кВ к токам КЗ	110
14.Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электрообеспечения	111
14.1 Выбор системы оперативного тока	111
14.2 Виды и типы релейной защиты, принятые в системе электрообеспечения	111

14.3 Релейная защита силового трансформатора	112
14.4 Релейная защита отходящего присоединения	115
14.5 Автоматика	115
14.6 Сигнализация	116
15. Оценка надежности системы электроснабжения центральной части города после реконструкции	118
16. Безопасность и экологичность проекта	125
16.1 Безопасность проекта	125
16.2 Экологичность	144
16.3 Чрезвычайные ситуации	137
Заключение	143
Библиографический список	144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции схемы электроснабжения части города Благовещенск, с центром питания ПС Амур, в связи с возрастающей нагрузкой и физической изношенностью существующих сетей. Коммунально-бытовые потребители города относятся к электроприёмникам 1 и 2 категории надёжности согласно ПУЭ. Электроприёмники данных категорий в нормальных режимах работы должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Часть крупных питающих подстанций города находится в эксплуатации более 30 лет. Подстанция Амур, от которой получают электроснабжение часть потребителей в центре города находится в эксплуатации с 1964 года. Необходимость реконструкции обусловлена моральным и физическим износом оборудования самой подстанции и распределительных сетей 10 кВ от данной подстанции, а также ростом электрических нагрузок города.

Цель работы заключается в разработке оптимальной схемы реконструкции электроснабжения потребителей части города Благовещенска, охватывающей центр города в районе подстанции Амур.

Объектом работы являются распределительные сети 10 кВ города Благовещенск в районе подстанции Амур и сама подстанция Амур.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. Анализ существующей схемы электроснабжения города и выводы о необходимости реконструкции;
2. Определение загрузки существующих трансформаторов на подстанции Амур;
3. Реконструкция подстанции Амур и системы электроснабжения 10 кВ;
4. Оценка безопасности и экологичности проекта реконструкции ПС Амур и питаемой от неё системы электроснабжения.

В работе проводится замена перегруженных трансформаторов более мощным, замена перегруженных кабельных линий.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСКА

1.1 Краткое описание города и рассматриваемой его части

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области. Расположен на юге Амурской области в 109 км от Транссибирской магистрали.

Благовещенск является административным центром Амурской области. Город расположен на берегу реки Амур, в том месте, где в него впадает река Зея, на юго-западной части Зейско-Буреинской равнины. По Амуру проходит граница с Китаем, и на противоположном берегу реки находится город Хейхэ.

Активный прирост населения начался в начале 20-века, когда царское правительство оказало поддержку переселенцам с Украины. В 1905 году в городе насчитывалось 50 тысяч человек. В основном это были безземельные крестьяне, а до этого в Благовещенске проживали потомки солдат и казаков. Новые людские ресурсы понадобились для того, чтобы было кому воевать в случае военных действий. Не везти же солдат через всю страну. Да пока довезешь, и война закончится.

Население города на 2019 год составило 236,0 тыс. человек, жилой фонд города составил 5500,0 тыс.м², средняя обеспеченность общей площадью 24,3 м² на человека.

Благовещенск – крупный речной порт, автомобильный и железнодорожный узел. Через реку Зею можно переправиться по автодорожному мосту, существующему уже 30 лет.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климат резко-континентальный, с элементами муссонного. Перепады температуры в течение года до 40 градусов, а в течение суток – до 20 градусов. Летний сезон дождливый и жаркий, зимний – сухой и холодный.

Среднегодовая температура чуть выше + 1-го градуса. Город Благовещенск расположен в I климатическом районе, в подрайоне 1А [3]. Расчётные климатические условия города соответствуют III району по ветру и II по гололеду [3].

Минимальная температура воздуха: -45°C, максимальная: +41°C, температура воздуха наиболее холодной пятидневки: -34 С [3].

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	29 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-39
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-10
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии рассматриваемой части города

Все потребители района реконструкции города, по характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки, разбиваются на следующие группы:

- 1) бытовые потребители;
- 2) коммунально-бытовые потребители.

В районе реконструкции сети 10 кВ промышленная нагрузка отсутствует.

Экспликация зданий и сооружений района реконструкции

В экспликации зданий и сооружений мы рассматриваем те здания и сооружения которые расположены на территории данного района. Экспликация зданий и сооружений приведена в таблице.

Таблица 2 - Экспликация для жилых домов

№	Объект	Удельные расчетные показатели					
		Квартиры		Общественно-коммунальные потребители		Лифты/насосы	
		$P_{уд}$, кВт/кв	$n_{кв}$	$P_{уд}$, кВт/м ²	F, м ²	n	$P_{лифт}$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	36 кв. 3 эт. жилой дом	2.6	36				
2	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
3	42 кв. 4 эт. жилой дом	2.6	42				
4	5 эт. 60 кв. жилой дом	2.1	60				
5	42 кв. 4 эт. жилой дом	2.6	42				
6	42 кв. 3 эт. жилой дом	2.6	42				
7	150 кв. 5 эт. жилой дом Магазин №1	1.4	150	0.23	72		
8	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
9	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
10	32 кв. 2 эт. жилой дом	2.75	32				
11	32 кв. 2 эт. жилой дом	2.75	32				
12	32 кв. 2 эт. жилой дом	2.75	32				
13	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
14	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
15	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
16	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
17	36 кв. 3 эт. жилой дом	2.6	36				
18	75 кв. 5 эт. жилой дом	1.95	75				
19	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
20	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
21	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
22	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
23	48 кв. 5 эт. жилой дом	2.5	48				
24	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
25	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
26	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
27	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
28	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
29	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
30	64 кв. 4 эт. жилой дом	2.1	64				
31	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
32	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
33	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
34	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
35	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
36	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
37	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
38	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
39	2 эт. Магазин			0.23	450		
40	120 кв. 9 эт. жилой дом	1.45	120			3	3.5
41	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
42	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
43	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
44	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
45	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
46	3 эт. Дом Культуры			0.14	3950		
47	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
48	45 кв. 5 эт. жилой дом	2.45	45				
50	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
51	45 кв. 5 эт. жилой дом	2.45	45				
52	90 кв. 5 эт. жилой дом	1.7	90				
53	Котедж	8.6	6				
54	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
55	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
56	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
57	64 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	64				
58	64 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	64				
59	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
60	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				
61	32 кв. 2 эт. жилой дом	2.85	32				
62	64 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	64				
63	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
64	60 кв. 5 эт. жилой дом	2.1	60				
65	24 кв. 2 эт. жилой дом	3.1	24				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
66	120 кв. 5 эт. жилой дом	1.45	120				
67	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
68	48 кв. 4 эт. жилой дом	2.5	48				
69	48 кв. 4 эт. жилой дом Магазин "Винный мир"	2.5	48	0.23	112		
70	42 кв. 3 эт. жилой дом магазин №2 Бытовой магазин	2.6	42	0.23 0.23	86 124		
71	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
72	80 кв. 5 эт. жилой дом	1.75	80				
73	16 кв. 2 эт. жилой дом	3.9	16				

Таблица 3 - Экспликация для общественно коммунальных зданий

№	Объект	Удельные расчетные показатели				Холодильные уст-ки		Насосы	
		$P_{уд}$, кВт/место	$n_{км}$	$P_{уд}$, кВт/чел	$n_{посещ}$	$P_{уст}$, кВт	n	$P_{нас}$, кВт	n
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	2 эт. Школа			0.25	700				
52	Детский сад			0.4	400				
61	Столовая	150	1.04						
69	Гостиница	150	0.46						

К подключению планируется в районе реконструкции 3 жилых многоэтажных дома к проектируемой ТП 67В.

Таблица 4 – Экспликация вновь вводимых потребителей

№	Объект	Удельные расчетные показатели					
		Квартиры		Общественно-коммунальные потребители		Лифты/насосы	
		$P_{уд}$, кВт/кв	$n_{кв}$	$P_{уд}$, кВт/м ²	F , м ²	n	$P_{лифт}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	жилой дом 200 квартир	2.6	200			3	3,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
2	жилой дом 200 квартир	2.6	200			3	3,5
3	жилой дом 200 квартир	2.6	200			3	3,5

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА И ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЕГО ЧАСТИ

Опорными центрами питания города электроснабжающей сети 35-220 кВ являются Благовещенская ТЭЦ (установленная мощность 280 МВт) и ПС 220/110/35 кВ «Благовещенская», связанная одноцепной ВЛ-220 кВ со Свободным и двухцепной ВЛ-110 кВ с Благовещенской ТЭЦ. Электроснабжение города осуществляется от одиннадцати ПС 110 кВ и восьми ПС 35 кВ.

Схема электроснабжения города в целом обеспечивает надежность питания, регламентируемую ПУЭ и главой РД 34.20185-94. Все потребители 1 категории подключаются к двум независимым источникам питания, в качестве которых в соответствии с [1] приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения указанных потребителей применяются двухтрансформаторные ТП-10/0,4 кВ с секционированными шинами (для двухлучевой схемы). Во всех случаях применяется АВР.

Схема в центральной части города сложноразветвленная, в том числе с центром питания подстанции Амур представлена петлевой схемой.

В районе подстанции Амур рассматриваются следующие ТП 10/0,4 кВ – 46, 46А, 49Б, 49, 49А, 73. Схема выполнена кабельными линиями.

Электроснабжение района города Благовещенска в районе кварталов 46, 49, 67, 73 осуществляется от шин 10 кВ подстанций 35/10 кВ Амур.

Электроснабжение указанных ТП 10/0,4 кВ участка города Благовещенска осуществляется от Ф-25 и Ф-27 ПС 35/10 кВ Амур. К указанным фидерам подключено 6 ТП 10/0,4 кВ. Фидера выполнены кабелем ААБлУ185. В городе ТП 10/0,4 кВ расположены недалеко от потребителей в центре кварталов. Максимально расстояние от ТП 10/0,4 кВ до потребителя составляет 250 метров, что помогает уменьшить потери в кабельных линиях.

Существующая конфигурация схемы распределительной сети 10 кВ в районе подстанции Амур показана на рисунке.

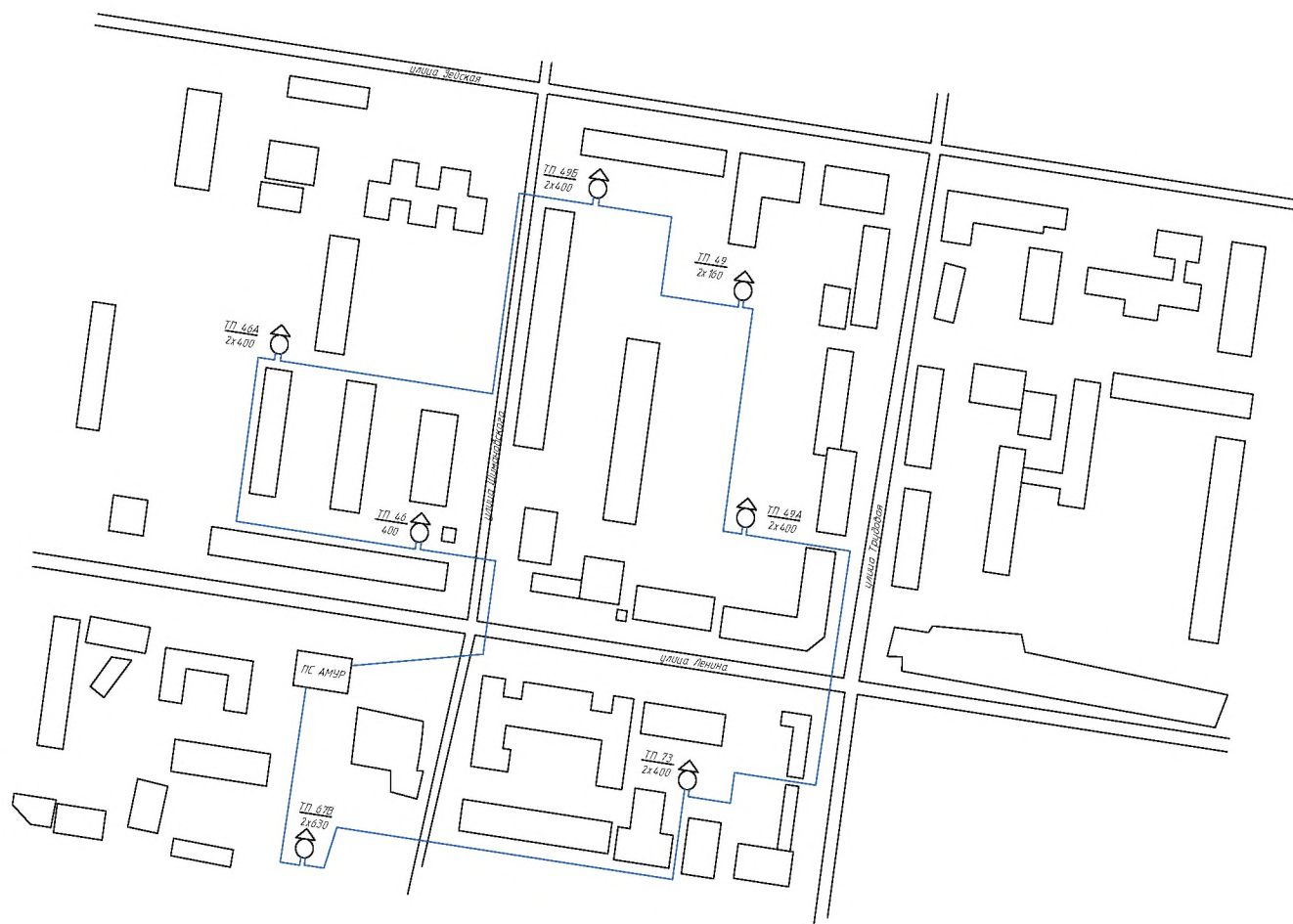


Рисунок 1 – План расположения существующих ТП и кабельная разводка

Электроснабжение потребителей указанного района осуществляется от следующих ТП 10/0,4 кВ, указанных в таблице. Загрузка ТП определялась по зимнему контрольному замеру 2018 года.

Таблица 5 – Информация по ТП 10/0,4 кВ

№	ТП 10/0,4 кВ	Мощность тр-ров, кВА	Нагрузка по ТП, кВА	Кз, коэффициент загрузки	Район улиц	Номер квартала
1	2	3	4	5	6	7
1	46	400	184	0,46	Ленина - Островского	46
2	46А	2 x 400	362	0,45	Ленина - Островского	46

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
3	49Б	2 x 400	337	0,42	Зейская - Шимановского	49
4	49	2 x 160	92	0,28	ГНС-1	49
5	49А	2 x 400	368	0,46	Ленина - Трудовая	49
6	73	2 x 400	287	0,35	Пединститут	73
7	67В				проектируемая ТП	67

Существующая схема электроснабжения указанного района является сложноразветвленной, что представляет сложности при производстве переключений в сети, а также при расчёте режимов для определения отклонений напряжения и расчёта потерь электрической энергии.

Подстанция Амур в настоящее время выполнена по схеме 2 блока с выключателями в цепях линий. Загрузка трансформаторов по результатам зимнего контрольного замера 2018 года составляет более 80%. В настоящее время подстанция Амур является закрытым центром питания. На подстанции установлены два трансформатора

Для дальнейшей реконструкции будут разработаны варианты с простой и наглядной схемой.

Целесообразность реконструкции системы электроснабжения центральной части города Благовещенска заключается в изношенности, физическом и моральном износе существующей сети, перегрузке трансформаторов на подстанции Амур. Подстанция Амур введена в эксплуатацию в 1963 году. Кабельные линии в центральной части города Благовещенска имеют срок службы более 30 лет.

В центре города постоянно увеличивается нагрузка существующих потребителей, а также происходит ввод новых потребителей. В центральной части города планируется ввод новых объектов - 3 жилые многоэтажные дома.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт электрических нагрузок существующих электроприёмников

Расчёт электрических нагрузок потребителей производится с учётом роста нагрузок к 2030 году, что не учтено в результатах зимнего контрольного замера за 2018 год.

3.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Основу нагрузок выбранного района составляют потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка. Расчет нагрузок ведется по следующему алгоритму:

Для начала определяется нагрузка каждого отдельного потребителя, квартир, приведённая к вводу жилого здания:

$$P_{кв} = P_{уд.кв} \cdot n, \quad (1)$$

где: $P_{уд.кв}$ – удельная расчётная электрическая нагрузка, кВт/кв, [1, таб.2.1.1.];

n - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.лифт} + P_{р.ст.у}, \quad (2)$$

где $P_{р.лифт}$ – расчётная мощность лифтовых установок, кВт, [1, таб.2.1.2.];

$P_{р.ст.у}$ – расчётная мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.лифт} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{лифт i} , \quad (3)$$

где k_c – коэффициент спроса, [1, таб.2.1.2.];

n - количество лифтовых установок;

$P_{лифт i}$ – установленная мощность двигателей лифта.

$$P_{p.ст.у} = k_c \sum_{i=1}^n P_{ст.у i} , \quad (4)$$

где k_c – коэффициент спроса определяемый по [1, таб.2.1.3.];

n – количество насосов;

$P_{ст.у i}$ – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

Мощность резервных электроприемников, а так же электроприемников противопожарных устройств при расчете нагрузок не учитываются.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

$$P_{p.жил.дом} = P_{p.кв.} + k_y \cdot P_c , \quad (5)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников, определяется по [1, таб.2.3.1.].

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Для примера рассчитаем нагрузку жилого двухэтажного дома, где имеется 2 подъезда, 16 квартир:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n = 3,85 \cdot 16 = 61,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32 \text{ квар};$$

$$S_{кв} = \sqrt{P_{кв}^2 + Q_{кв}^2} = \sqrt{61,6^2 + 12,32^2} = 62,82 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ А}. \quad (6)$$

3.1.2 Расчёт электрических нагрузок зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Часто бывает, что в одном объекте сосредоточено несколько различных потребителей, у которых различен режим потребления электроэнергии. В этом случае нагрузку всех потребителей следует приводить к нагрузке наиболее мощного потребителя через коэффициент участия в максимуме нагрузки. В результате нагрузка на вводе жилого дома определяется по следующей формуле:

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (7)$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$P_{общ}$ – расчетная нагрузка общественно-коммунальных потребителей;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно – коммунальных потребителей.

Для определения расчётной реактивной мощности используется выражение:

$$Q_{р.ж.дом} = P_{р.ж.дом} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ж.д}, \quad (8)$$

где $tg\varphi_{ж.д}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (9)$$

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку жилого дома, со встроенной в него аптекой. В доме имеется 5 этажей, 30 квартир. Коэффициент мощности квартир: $tg\varphi_{кв} = 0,2$. Встроенная аптека имеют общую площадь 80 м². Коэффициент мощности аптеки: $tg\varphi_{апт} = 0,43$. Коэффициент участия в максимуме нагрузки $k_y = 0,6$.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{кв} = 2,9 \cdot 30 = 87 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot tg\varphi = 87 \cdot 0,2 = 17,4 \text{ квар.} \quad (10)$$

Нагрузка аптеки:

$$P_{апт} = P_{уд.} \cdot S \cdot k_{уч} = 0,14 \cdot 80 \cdot 0,6 = 6,72 \text{ кВт.} \quad (11)$$

$$Q_{апт} = P_{апт} \cdot tg\varphi = 6,72 \cdot 0,43 = 2,89 \text{ квар.} \quad (12)$$

Суммарная активная нагрузка дома:

$$P_{жил.дом.} = P_{кв.} + P_{апт} = 87 + 6,72 = 93,72 \text{ кВт.} \quad (13)$$

Суммарная реактивная нагрузка дома:

$$Q_{жил.дом.} = Q_{кв.} + Q_{апт} = 17,4 + 2,89 = 20,29 \text{ квар.} \quad (14)$$

Полная нагрузка объекта:

$$S_{\text{жил.дом}} = \sqrt{93,72^2 + 20,29^2} = 95,891 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток для дома:

$$I_{\text{жил.дом}} = \frac{S_{\text{жил.дом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{95,891}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 138,407 \text{ А.} \quad (15)$$

3.1.3 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Наряду с жилыми зданиями в городе имеются объекты общественного значения, например учреждения культурного значения, просвещения, здравоохранения, связи, общественного питания, школы, детские сады, и прочие объекты. На данном проектируемом районе имеются школы, детские сады, офисные здания. В целом методика расчёта является той же самой что и в предыдущем пункте, где используются удельные показатели.

Рассмотрим пример расчета на объекте № 53 – школа.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{\text{шк}} = P_{\text{шк.уд}} \cdot n, \quad (16)$$

где $P_{\text{шк.уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся, [1, таб.2.2.1.];

n - количество учащихся.

$$P_{\text{шк}} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка школ определяется:

$$Q_{\text{шк}} = P_{\text{шк}} \cdot \text{tg}\varphi = 125 \cdot 0,38 = 47,5 \text{ квар.} \quad (17)$$

Полная нагрузка школы:

$$S_{школа} = \sqrt{P_{школа}^2 + Q_{школа}^2} = \sqrt{125^2 + 47,5^2} = 133,72 \text{ кВА.} \quad (18)$$

Рассчитаем ток:

$$I_{школа} = \frac{S_{школа}}{\sqrt{3} \cdot U_{ин}} = \frac{133,72}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 193 \text{ А.} \quad (19)$$

Активная нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_I^n P_{гар.уд} \quad (20)$$

где $P_{гар.уд}$ – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар;

n – количество гаражей.

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане. Результаты расчётов сведём в таблицу.

Таблица 6 – Результаты расчёта нагрузок

№ п/п	Объект	P, кВт	Q, квар	S, кВА	I, А
1	2	3	4	5	6
1	36 кв. 3 эт. жилой дом	93,60	32,76	99,17	142,48
2	60 кв. 5 эт. жилой дом	126,00	44,10	133,49	191,80
3	42 кв. 4 эт. жилой дом	109,20	38,22	115,70	166,23
4	5 эт. 60 кв. жилой дом	126,00	44,10	133,49	191,80
5	42 кв. 4 эт. жилой дом	109,20	38,22	115,70	166,23
6	42 кв. 3 эт. жилой дом	109,20	38,22	115,70	166,23
7	150 кв. 5 эт. жилой дом	390,00	136,50	413,20	593,67
	Магазин №1	16,56	5,80	17,55	25,21
8	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
9	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
10	32 кв. 2 эт. жилой дом	83,20	29,12	88,15	126,65
11	32 кв. 2 эт. жилой дом	83,20	29,12	88,15	126,65
12	32 кв. 2 эт. жилой дом	83,20	29,12	88,15	126,65

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
13	90 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	234,00	81,90	247,92	356,20
14	90 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	234,00	81,90	247,92	356,20
15	90 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	234,00	81,90	247,92	356,20
16	90 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	234,00	81,90	247,92	356,20
17	36 кв. 3 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	93,60	32,76	99,17	142,48
18	75 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	195,00	68,25	206,60	296,84
19	80 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	208,00	72,80	220,37	316,63
20	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
21	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
22	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
23	48 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
24	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
25	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
26	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
27	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
28	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
29	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
30	64 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	166,40	58,24	176,30	253,30
31	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
32	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
33	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
34	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
35	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
36	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
37	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
38	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
39	2 эт. Магазин	103,50	36,23	109,66	157,55
40	120 кв. 9 эт. жилой дом	312,00	109,20	330,56	474,94
41	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
42	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
43	60 кв. 5 эт. жилой дом	156,00	54,60	165,28	237,47
44	24 кв. 2 эт. жилой дом	62,40	21,84	66,11	94,99
45	24 кв. 2 эт. жилой дом	62,40	21,84	66,11	94,99
46	3 эт. Дом Культуры	553,00	193,55	585,89	841,80
47	80 кв. 5 эт. жилой дом	208,00	72,80	220,37	316,63
48	45 кв. 5 эт. жилой дом	117,00	40,95	123,96	178,10
50	80 кв. 5 эт. жилой дом	208,00	72,80	220,37	316,63
51	45 кв. 5 эт. жилой дом	117,00	40,95	123,96	178,10
52	90 кв. 5 эт. жилой дом	234,00	81,90	247,92	356,20
53	Котедж	15,60	5,46	16,53	23,75
54	48 кв. 4 эт. жилой дом	124,80	43,68	132,22	189,98

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
55	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
56	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
57	64 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	166,40	58,24	176,30	253,30
58	64 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	166,40	58,24	176,30	253,30
59	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
60	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
61	32 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	83,20	29,12	88,15	126,65
62	64 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	166,40	58,24	176,30	253,30
63	80 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	208,00	72,80	220,37	316,63
64	60 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	156,00	54,60	165,28	237,47
65	24 кв. 2 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	62,40	21,84	66,11	94,99
66	120 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	312,00	109,20	330,56	474,94
67	80 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	208,00	72,80	220,37	316,63
68	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
69	48 кв. 4 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	124,80	43,68	132,22	189,98
	Магазин "Винный мир"	25,76	9,02	27,29	39,21
70	42 кв. 3 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	109,20	38,22	115,70	166,23
	магазин №2	19,78	6,92	20,96	30,11
	Бытовой магазин	28,52	9,98	30,22	43,41
71	80 кв. 5 эт. ЖИЛОЙ ДОМ	208,00	72,80	220,37	316,63

1	2	3	4	5	6
72	80 кв. 5 эт. жилой дом	208,00	72,80	220,37	316,63
73	16 кв. 2 эт. жилой дом	41,60	14,56	44,07	63,33
	Итого	10881,72	3808,61	11528,98	16564,64

3.2 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников

Вновь вводимые потребители – объекты «Золотой мили». «Золотая миля» задумана как огромная рекреационная зона, предназначенная для отдыха. Стоимость проекта оценивается в 20 миллиардов рублей. По проекту 42,5 гектара намывной территории набережной разбиты на семь частей. В самом центре, на набережной в районе площади Ленина, планируют организовать зону культурно-досугового отдыха.

Пока объекты «Золотой мили» находятся на стадии проектирования. Однако в этом районе планируется к 2030 году строительство трёх многоквартирных домов, электроснабжение которых будет осуществлено от указанной ТП № 67В, которую необходимо спроектировать.

Произведём расчёт вновь вводимых потребителей.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{\text{вводД,В}} = P_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o \quad (21)$$

$$Q_{\text{вводД,В}} = Q_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o, \quad (22)$$

где $P_{\text{удД,В}}$ – удельная активная и реактивная мощность на одну квартиру, кВт, квар/кв, [1, таб.2.1.1.];

n – количество квартир в многоквартирном доме, шт;

k_o – коэффициент одновременности, зависящий от числа потребителей.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стг}, \quad (23)$$

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{стг}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{стг} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{стгi}. \quad (24)$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (25)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников.

Общественно – коммунальные потребители, расположенные в жилых домах в результате нагрузка на вводе в жилой дом определяется по выражению:

$$P_{общ.зд} = P_{ж.д.мах} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (26)$$

где $P_{ж.д.мах}$ - максимальная нагрузка здания, кВт;

P_i - нагрузка общественно – коммунального потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Рассмотрим расчет нагрузки для многоквартирного проектируемого дома.

Расчетная электрическая нагрузка квартир.

$$P'_{\text{кв}} = 1,4 \cdot 200 = 280 \text{ кВт.}$$

В данном жилом доме расположен продовольственный магазин, рассчитаем нагрузку данного магазина.

$$P_{\text{о.к}} = p_{\text{уді}} \cdot F, \quad (27)$$

где $p_{\text{уді}}$ - удельная расчетная нагрузка общественных зданий, кВт/м² торгового зала;

F – площадь торгового зала, м².

Продовольственный магазин.

$$P_{\text{о.к}} = 0,23 \cdot 400 = 92 \text{ кВт.}$$

Общая расчетная электрическая нагрузка дома будет равна

$$P_{\text{р.жд}} = 280 + 0,6 \cdot (92) = 335,2 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\text{ж.д.}} = P_{\text{ж.д.}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (28)$$

$$Q_{\text{ж.д.}} = 335,2 \cdot 0,35 = 117,32$$

Произведём расчёт полной мощности жилого дома:

$$S_{\text{ж.д.}} = \sqrt{P_{\text{ж.д.}}^2 + Q_{\text{ж.д.}}^2} \quad (29)$$

$$S_{\text{ж.д.}} = \sqrt{335,2^2 + 117,32^2} = 325,13 \text{ кВА}$$

Рассчитаем ток по формуле:

$$I_{\text{ж.д.}} = \frac{S_{\text{ж.д.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (30)$$

$$I_{ж.д.} = \frac{325,13}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 469,84 \text{ А}$$

Таблица 7 – Результаты расчета нагрузок вновь вводимых потребителей

№ п/п	Объект	P, кВт	tgφ	Q, квар	S, кВА	I, А
1	жилой дом 200 квартир	335,13	0,35	117,32	325,13	469,84
2	жилой дом 200 квартир	335,13	0,35	117,32	325,13	469,84
3	жилой дом 200 квартир	335,13	0,35	117,32	325,13	469,84
	Итого	957,39		351,96	1005,39	1409,52

Как показал анализ нагрузок, реконструкция электрических сетей 0,4 кВ. питаемых от существующих ТП 10/0.4 кВ, не требуется.

4 ВЫБОР ТП

Исходные данные для выбора ТП

Таблица 8 - Нагрузки ТП на стороне 10 кВ

№	№ ТП	Активная, кВт	Реактивная, кВар	Полная, кВА
1	ТП 46	333	107	350
2	ТП 46А	620	281	710
3	ТП 49Б	611	270	690
4	ТП 49	410	124	461
5	ТП 49А	390	125	456
6	ТП 73	297	89	310
7	ТП 67В	951	351	1005,39

При выборе числа мощности силовых трансформаторов на ТП необходимо решить вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

При этом следует руководствоваться [2] где говорится, что, для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной мощности предусматриваться не должна.

Данные по активной и реактивной мощности ТП сведём в таблицу.

Таблица 9 – Компенсация реактивной мощности на ТП

№ ТП	P, кВт	Q, кВАр	tgφ _ф
ТП 46	333	107	0,30
ТП 46А	620	281	0,32
ТП 49Б	611	270	0,23
ТП 49	410	124	0,31
ТП 49А	390	125	0,20
ТП 73	297	89	0,34
ТП 67В	951	351	0,33

Согласно [5], как показали расчёты, мероприятия по компенсации реактивной мощности не требуется, если выполняется условие $\text{tg}\varphi > 0,35$.

4.1 Выбор трансформаторов на ТП

Трансформаторные подстанции 10(6)— 20/0,38 кВ выполняются с одним и двумя понижающими трансформаторами. Одно трансформаторные

ТП по требованиям надежности электроснабжения могут применяться как в жилых районах малоэтажной застройки, так и при зданиях до 16 этажей. Вместе с тем, при зданиях девять этажей и более, может быть экономически обоснованным применение двух трансформаторных ТП с трансформаторами мощностью по 400 или 630 кВА. При жилых зданиях 17 этажей и выше и наличии крупных общественных зданий, относящихся к первой категории, по требованиям надежности электроснабжения должны применяться ТП мощностью 2 x 630 кВА (10(6)—20 кВ) и в отдельных случаях 2 x 1000 кВА.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 67В:

$$S_{СТ} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{n_{ТР} \cdot K_c}, \quad (31)$$

где $S_{P\ TП\ i}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_{ТР}$ - число трансформаторов;

K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице [8].

$$S_{СТ\ TП67В} = \frac{1005,39}{2 \cdot 0,75} = 670,26 \text{ кВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП № 67В:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_{P \text{ ТП } i}}{S_{\text{НОМ ТР}} \cdot n_{\text{ТР}}}, \quad (32)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{1005,39}{1000 \cdot 2} = 0,50$$

$$K_{3 \text{ н/ав}} = \frac{S_{P \text{ ТП } i}}{S_{\text{НОМ ТР}} \cdot (n_{\text{ТР}} - 1)}, \quad (33)$$

Результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов

№ ТП	Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ Pp, кВт	Количество трансформаторов ТП	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	Фактический коэффициент загрузки Kз
1	2	3	5	6
ТП 46	333	1	400	0,88
ТП 46А	620	2	630	0,56
ТП 49Б	611	2	630	0,55
ТП 49	410	2	630	0,58
ТП 49А	390	2	400	0,57
ТП 73	297	2	250	0,62
ТП 67В	951	2	1000	0,50

4.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Произведём выбор типа ТП для проектируемой ТП 67В.

ТП 10(6)—20 кВ в отечественной практике обычно выполняются в виде отдельно стоящих сооружений.

Примем БКТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 1000 кВА. Они предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

БКТП изготавливается в соответствии с требованиями [15], правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и схемам главных и вспомогательных цепей, утвержденными в установленном порядке.

Схема подстанций приведена на рисунке ниже.

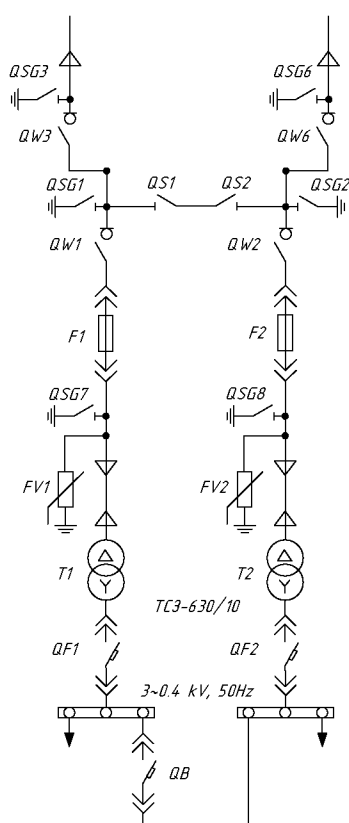


Рисунок 2 – Схема трансформаторной подстанции ТП 67В.

Применяем к установке блочные комплектные трансформаторные подстанции тупикового (проходного) типа в железобетонном корпусе 2БКТП. Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки, мощностью изготавливаются от 25 до 1000 кВА блочного исполнения (в железобетонном корпусе), предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц напряжением 10/0,4 кВ.

Высоковольтный ввод в подстанцию 6 (10) кВ - кабельный; выводы отходящих линий 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные.

Достоинства данных подстанций:

- высокая степень заводской готовности подстанций;
- корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией, что повышает надежную работу оборудования;
- конструкция подстанции предусматривает возможность присоединения к ней как воздушных, так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ;
- схема подстанции на стороне 10 кВ позволяет осуществить ее присоединение к сети в различных вариантах: радиальное, кольцевое, двухлучевое и т. п.;
- схема подстанции на стороне 0,4 кВ предусматривает подключение линий через автоматические выключатели или через предохранители, с АВР и без него;

4.3 Определение места расположения ТП

Городские ТП располагают таким образом, чтобы обеспечить свободный доступ обслуживающего персонала к ТП. При этом ТП должно располагаться в центре электрических нагрузок – т.е. максимально близко к наиболее энергоёмким объектам. Поскольку внешний вид ТП еще не разработан под архитектурное направление внешнего вида города, их стараются располагать внутри жилых кварталов для того, чтобы не нарушать внешний облик города.

Проверим место расположения существующих ТП 10/0,4 кВ.

Необходимо установить условное расположение начала координат и масштаб. Определение центра электрических нагрузок будем производить по активной мощности электроприемников.

Центр электрических нагрузок по оси X находится по формуле:

$$X_{y,z} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (34)$$

где $P_{p,i}$ -расчетная эл. нагрузка i -ого электроприёмника;

X_i -координата по оси X i -ого электроприёмника.

Центр электрических нагрузок по оси Y находится по формуле:

$$Y_{ц,э} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (35)$$

где Y_i -координата по оси Y i -ого электроприёмника.

За начало координат принят нижний левый угол карты города Благовещенск в масштабе 1:2000.

Определим центр электрических нагрузок:

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} * X_i = 74589,5 \text{ кВт} \cdot \text{см};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} * Y_i = 58741,36 \text{ кВт} \cdot \text{см};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} = 5238,7 \text{ кВт}.$$

Центр электрических нагрузок по оси X равен:

$$X_{ц,э} = \frac{74589,5}{5238,7} = 14,23$$

Центр электрических нагрузок по оси Y равен:

$$Y_{ц,э} = \frac{58741,36}{5238,7} = 11,21$$

Аналогично определяем координаты центра электрических нагрузок остальных секторов находим аналогично. Все координаты центров электрических нагрузок секторов сносим в таблицу.

Таблица 11– Координаты ТП

№ ТП	Координаты $X_{и,з}$, см	Координаты $Y_{и,з}$, см
1	2	3
ТП 46	22,1	11,10
ТП 46А	9,43	53,33
ТП 49Б	45,67	41,90
ТП 49	51,11	62,31
ТП 49А	73,15	71,66
ТП 73	81,22	64,12
ТП 67В	99,10	43,41



Рисунок 3 – Рассчитанные центры нагрузок и существующее место положение ТП

В центральной части города в районе реконструкции ТП остаются на прежних местах в глубине кварталов с обеспечением свободного подъезда бригадных автомобилей при обслуживании ТП.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ПИТАЮЩЕЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ ПС АМУР, И ИХ АНАЛИЗ

5.1 Определение суммарной нагрузки рассматриваемой части города при ее реконструкции

Для того чтобы определить расчетную нагрузку в сети ВН, необходимо сначала привести нагрузку трансформаторов отдельных ТП к высокой стороне с учетом потерь ХХ и КЗ.

$$\Delta P_{\text{ТП}i} = \Delta P_{\text{XX}i} + \Delta P_{\text{КЗ}i} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП расч}}}{S_{\text{ТП ном}}} \right); \quad (36)$$

$$\Delta Q_{\text{ТП}i} = \frac{U_{\text{КЗ}} \cdot S_{\text{ТП расч}}}{100 \cdot S_{\text{ТП ном}}} + \frac{I_{\text{XX}} \cdot S_{\text{ТП ном}}}{100}, \quad (37)$$

где $\Delta P_{\text{XX}i}$ – суммарные потери активной мощности холостого хода;

$\Delta P_{\text{КЗ}i}$ – суммарные потери активной мощности короткого замыкания;

I_{XX} - ток ХХ, %;

$U_{\text{КЗ}}$ - напряжение КЗ, %.

Расчетная электрическая нагрузка с учетом потерь для отдельной ТП.

$$P_{\text{р ТП}i} = P_{\text{р кв}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{ТП}i}; \quad (38)$$

$$Q_{\text{р ТП}i} = Q_{\text{р кв}} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{ТП}i}. \quad (39)$$

Расчетные электрические нагрузки определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП на коэффициент участия в максимуме нагрузок.

Расчетные электрические нагрузки определяется по следующим формулам:

$$P_p = k_y \cdot \sum_1^n P_{p.тп} ; \quad (40)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum_1^n Q_{p.тп} ; \quad (41)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (42)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, зависит от количества трансформаторов и типа застройки.

В качестве примера рассмотрим расчет потерь для проектируемой ТП67В:

$$\Delta P_{тп} = 2 \cdot 1,31 + 7,6 \cdot \left(\frac{1005,39}{2 \cdot 1000} \right) = 6,44 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta Q_{тп} = \frac{5,5 \cdot 1005,39}{100 \cdot 1000} + \frac{2 \cdot 1000}{100} = 10,055 \text{ квар} .$$

Рассчитаем электрическую нагрузки с учетом потерь для ТП67В.

$$P_{p.тп} = 1005,39 + 2 \cdot 6,44 = 1018,27 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{p.тп} = 351,96 + 2 \cdot 10,055 = 392,07 \text{ квар} .$$

Произведя расчёт по всем ТП, подключенным к шинам ПС Амур, получим суммарную нагрузку на шинах подстанции Амур. Результаты расчётов покажем в таблице.

Таблица 12 - Расчётная нагрузка на шинах подстанции Амур

№	Показатель	Значение
1	Коэффициент одновременности, $K_{одн}$	0,7
2	Суммарная активная нагрузка P , кВт	14700
3	Суммарная реактивная нагрузка $Q_{неск}$, кВАр	5880
4	Суммарная нагрузка S , кВА	14904,4
5	Расчётный ток I , А	861,53

5.2 Разработка вариантов реконструкции сети 10 кВ

При реконструкции части города Благовещенск в районе подстанции Амур производим замену устаревших кабельных линий 10 кВ.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Варианты схем электроснабжения составляем таким образом, чтобы устранить существующие недостатки распределительной сети такие как сложноразветвленная схема, создающая определённые трудности обслуживающему персоналу при производстве переключений при аварийных и ремонтных отключениях. Разработанные схемы электроснабжения должны быть простыми и наглядными, обеспечивать простоту обслуживания при производстве переключений оперативным персоналом обслуживающей сетевой организации.

Составляем 2 варианта сети 10 кВ. Варианты схемы электроснабжения части города Благовещенска в районе подстанции Амур составляем с учётом следующих условий:

- учёт минимального количества головных выключателей 10 кВ на питающих подстанциях Сетевая и Амур;
- учёт категоричности потребителей, расположенных в указанном районе города Благовещенска;
- учёт минимальной возможной протяжённости питающих линий 10 кВ

- учёт простой конфигурации сети для обеспечения оптимального диспетчерского управления сетью и обслуживания сети при возникновении ремонтных и аварийных режимов;

- учёт затрат на реконструкцию сети, поскольку реконструируемая сеть должна иметь срок окупаемости не более 5-8 лет.

Два разработанных варианта реконструкции сети.

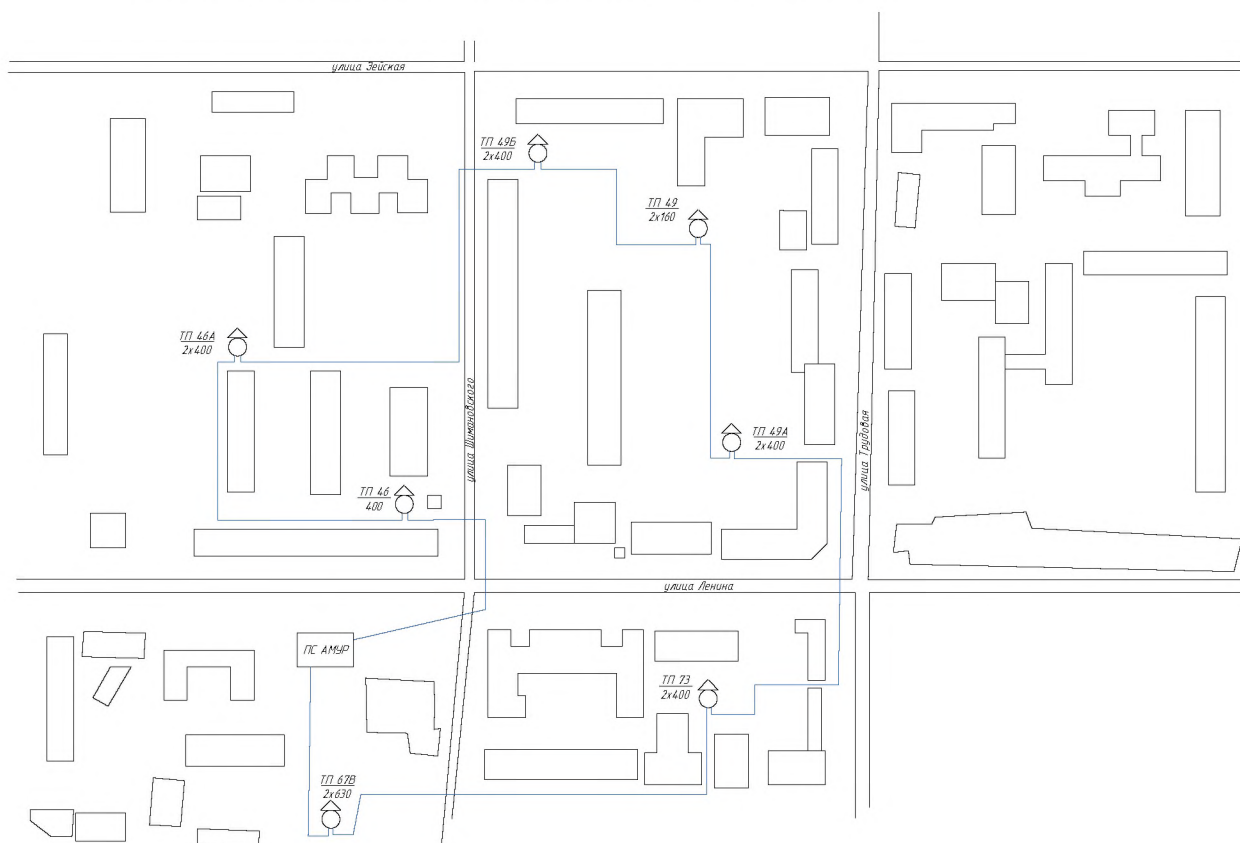


Рисунок 4 – Вариант реконструкции сети 10 кВ номер 1

Отличия вариантов заключаются в разнице конфигураций сети, объединяющей ТП в районе подстанции Амур. В первом варианте электроснабжение ТП осуществляется от шин 10 кВ подстанции 35/10 кВ Амур по петлевой схеме с точкой размыкания на ТП 67В. Во втором варианте электроснабжение ТП 10/0,4 кВ осуществляется от шин подстанции Амур и от шин ближайших подстанций Сетевая и Зейская по кольцевым линиям связанным с ПС Сетевая и ПС Портовая, с точками размыкания на ТП 49А и 73

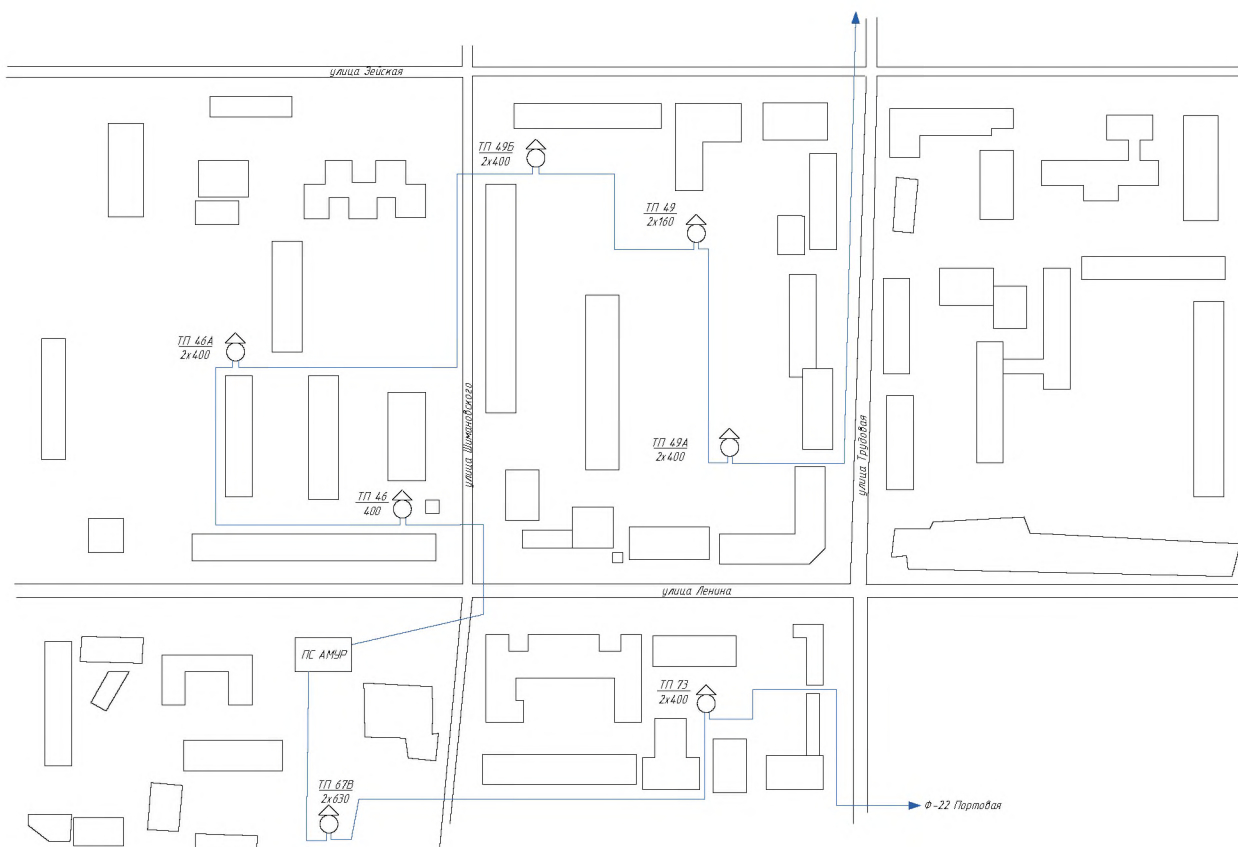


Рисунок 5 – Вариант реконструкции сети 10 кВ номер 2

5.3 Расчёт электрических режимов сети 10 кВ

Произведём расчёт электрических режимов в сети 10 кВ каждого из разработанных вариантов.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассчитывают ее рабочие режимы. С этой целью составляется расчетная схема замещения, в которой каждый элемент сети представляется своей схемой замещения. Для расчёта потокораспределения в сети 10 кВ необходимо составить расчётную схему. Приведём схемы сетей 10 кВ.

Так как электрические сети имеют большое количество линий и трансформаторов, то для упрощения конфигурации схемы замещения сети вначале определяются приведенные и расчетные мощности нагрузок подстанций.

До выбора кабельных линий осуществляется расчёт потокораспределения без учёта потерь. На участке ТП 67В – ТП 73

$$S = 951 + j351$$

На участке сети ТП73-ТП 49

$$\underline{S} = (951 + 297) + j(351 + 89) = 1248 + j440$$

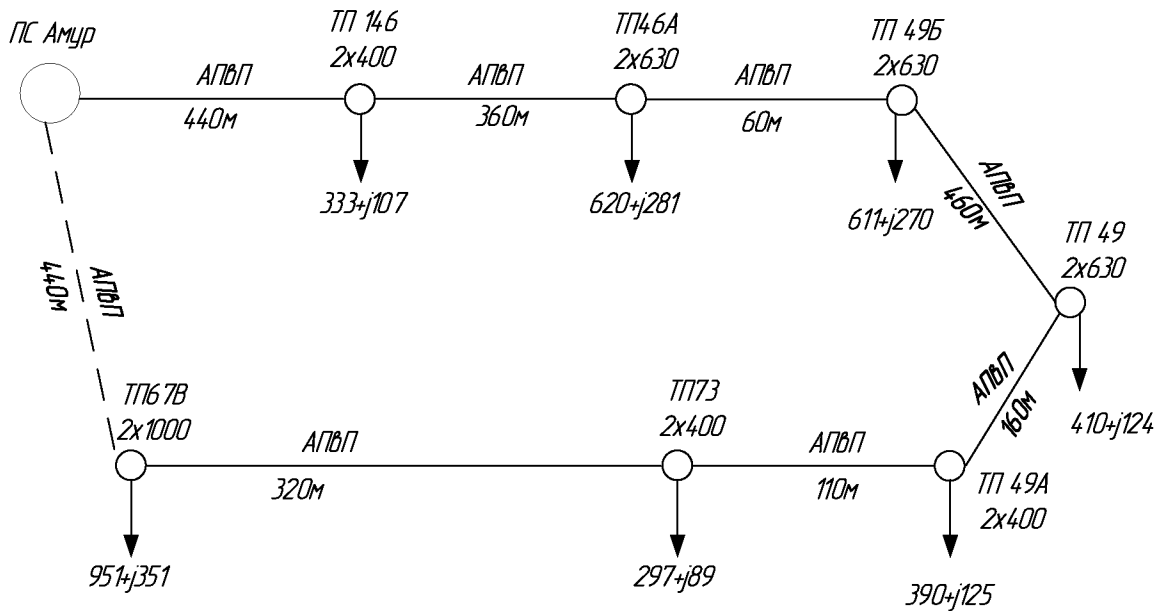


Рисунок 6 – Вариант реконструкции сети 10 кВ номер 1

Длительно допустимые токи указаны для кабеля АПВ сечением 95 мм².

Таблица 13 – Результаты расчёта потокораспределения в электрической сети Амур вариант 1

Связь с узлом	Узлы	Наименование	R, Ом	X, Ом	ΔU , %
	11	ПСАмур			
11	2	46	0,434	0,132	1,666
2	3	46А	0,355	0,108	1,256
3	4	49Б	0,158	0,048	0,456
4	5	49	0,454	0,138	1,024
5	6	49А	0,158	0,048	0,286
6	7	73	0,108	0,033	0,150
7	8	67В	0,247	0,075	0,262

Таблица 14 - Результаты расчёта потокораспределения в электрической сети Амур вариант 1

Ur, кВ	Pк, МВт	Qк, МВар	ΔP , МВт	ΔQ , МВар	Pнач., МВт	Qнач., кВар
10,500	3,704	1,292	0,063	0,019	3,766	1,216
10,328	3,328	1,163	0,042	0,013	3,371	1,065
10,200	2,696	0,942	0,012	0,004	2,708	0,912
10,154	2,063	0,718	0,021	0,006	2,085	0,804
10,051	1,648	0,573	0,005	0,001	1,653	0,685
10,022	1,257	0,438	0,002	0,001	1,258	0,617
10,007	0,957	0,334	0,003	0,001	0,960	0,430

Произведём расчёт режима для второго варианта реконструкции сети.

В результате расчётов видно, что падение напряжения в конце участков сети не превышает допустимые. То есть отклонение напряжение у отдалённого потребителя не превышает значений, установленных [22].

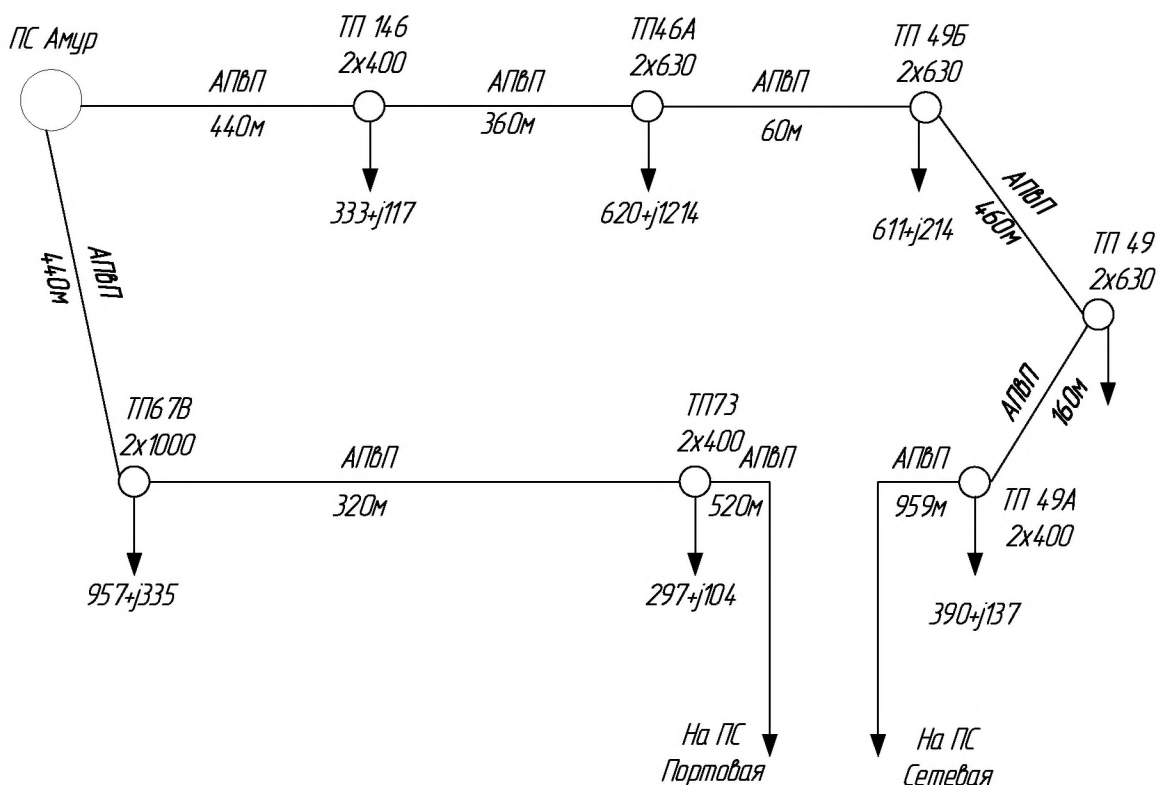


Рисунок 7 – Вариант реконструкции сети 10 кВ номер 2

Таблица 15 – Результаты расчёта потокораспределения в электрической сети Амур вариант 2

Связь с узлом	Узлы	Наименование	R, Ом	X, Ом	ΔU , %
	11	ПС Амур, Сетевая			
11	2	46	0,434	0,132	0,434
2	3	46А	0,355	0,108	0,355
3	4	49Б	0,158	0,048	0,158
4	5	49	0,454	0,138	0,454
5	6	49А	0,158	0,048	0,158
6	7	73	0,108	0,033	0,108
7	8	67В	0,247	0,075	0,247

Таблица 16 - Результаты расчёта потокораспределения в электрической сети Амур вариант 2

U _н , кВ	P _к , МВт	Q _к , МВар	ΔP, МВт	ΔQ, МВар	P _{нач.} , МВт	Q _{нач.} , кВар
1,682	10,277	3,704	1,292	0,063	11,569	3,767
1,269	10,148	3,329	1,163	0,043	11,311	3,372
0,461	10,102	2,696	0,942	0,013	11,044	2,709
1,035	9,998	2,063	0,718	0,022	10,716	2,085
0,289	9,969	1,649	0,573	0,005	10,542	1,654
0,152	9,954	1,257	0,438	0,002	10,412	1,259
0,265	9,928	0,957	0,334	0,003	10,262	0,960

5.4 Выбор марки и сечений линий напряжением 10 кВ

Для питания ТП от ПС Амур мы используем лучевые и петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела. Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P \max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (43)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току.

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{дон} = I_{дон. табл.} \cdot K_n \cdot K_Q. \quad (44)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

K_Q – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

В нормальном режиме наибольший ток определяется как:

$$I_{нб} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos\varphi}, \quad (45)$$

где P_p – активная нагрузка питающего КТП кабеля, кВт;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{доп} \geq I_{нб}. \quad (46)$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля, с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$K_{ав} = 1,35 I_{доп} \geq I_{нб.ав}. \quad (47)$$

Выбираем два кабеля АПвП 3х240 с $I_{дл.доп} = 537$ А.

Полученные данные по выбору сечений для всего реконструируемого района сведем в таблицу.

Расчетные значения по потерям мощности и энергии укажем в таблице.

Таблица 17 – Параметры для выбора сечения кабеля на 10 кВ

Участок	L, км	Марка и сечение, мм ²	I _p , А	I _{дл.доп} , А	ΔP, кВт	ΔW, кВт·час	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Амур – ТП 46	0.25	АПвП 3х120	477	537	5.697	7361	0,434
ТП 46-ТП46А	0.25	АПвП 3х120	890	537	4.229	5464	0,355
ТП46А-ТП49Б	0.2	АПвП 3х120	877	537	1.824	2356	0,158
ТП49Б-ТП49	0.2	АПвП 3х120	588	537	1.2	155	0,454
ТП49-ТП49А	0.21	АПвП 3х120	560	537	1.948	2517	0,158
ТП49А-ТП73	0.24	АПвП 3х120	560	537	3.894	5032	0,108

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП73- ТП67В	0.36	АПВП 3x120	426	537	1,025	106	0,108
Амур- ТП67В	0.1	АПВП 3x150	1409,52	537	8,204	1308	0,247

6 ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ, ВЫБОР КОНКУРЕНТО-СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети. Определение капитальных вложений в сеть. Для того, чтобы выбрать оптимальный с точки зрения затрат вариант схемы электроснабжения, необходимо произвести технико-экономическое сравнение разработанных вариантов сети.

Исходные данные для расчёта возьмём из таблиц 13 и 14, расположенных в предыдущих разделах.

Капиталовложения в сооружении системы электроснабжения вычисляются по формуле [15]:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (48)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложение в реконструкцию подстанции

$K_{ВЛ}$ - капиталовложение в реконструкцию линий.

Капиталовложения на реконструкцию двухтрансформаторных ТП определяются по формуле:

$$K_{ТП} = K_{ТП}^{1991} \cdot K_{район} \cdot \alpha + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \quad (49)$$

где $K_{ТП}^{1991}$ - стоимость ТП с учетом строительно-монтажных работ в ценах 1991 года, тыс. руб., определяемая по табл. 13 [30];

S - площадь, отводимая под ТП, м²;

$k_{осв}$ - стоимость земли, руб./м², принимается равной 100 руб. [9];

α - коэффициент пересчета цен 1991 года на 2010 год (индекс-дефлятор), равен 62,33;

Рассчитываются капиталовложения в линии 0,4 кВ:

$$K_{\text{ВЛ}0,4} = K_{\text{ВЛ}}^{2010} \cdot L, \text{ тыс. руб.} \quad (50)$$

где $K_{\text{ВЛ}}^{2010}$ - стоимость 1 км провода в ценах 2010 г;

L - длина трассы, км.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ВЛ}0,4} + K_{\text{ВЛ}10} + K_{\text{ТП}}; \quad (51)$$

Расчет затрат на эксплуатацию электрических сетей

Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на готовую продукцию и возмещение этой стоимости в процессе реализации продукции.

Амортизационные отчисления – это денежное выражение размера амортизации, которое должно соответствовать степени износа основных средств. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Издержки на амортизацию определяются по выражению:

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{ам}}, \quad (52)$$

где $K_{\text{об}}$ - капитальные вложения, тыс.руб.;

$\alpha_{\text{ам}}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, [26] о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (53)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования, определяется по таблице 18, [26].

Ежегодные затраты на капитальный ремонт и текущий ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования находятся как:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (54)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.;

$K_{\text{об}}$ – капитальные вложения, тыс.руб.

Определяются суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амВЛ}} + I_{\text{амТП}}; \quad (55)$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{эксТП}}; \quad (56)$$

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{\text{КЛ}} + K_{\text{ВЫКЛ}}) + (A \cdot K_{\text{КЛ}} + A \cdot K_{\text{ВЫКЛ}}) + C_0 \cdot (\Delta W_{\text{ВЛ}}) \cdot 10^{-3}, \quad (57)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком;

$K_{\text{КЛ}}$ и $K_{\text{ВЫКЛ}}$ - стоимость КЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,53$ руб./кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание:

$$a_{\text{ам.выкл}} = 5,9\% \quad (58)$$

$$a_{\text{ам.ВЛЭП}} = 0,5\%; \quad (59)$$

$\Delta W_{\text{ВЛ}}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (60)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Затраты для первого варианта:

$$Z = 0,1 \cdot (1853,7 + 1400) + (128 \cdot 1853,7 + 128 \cdot 1400) + 1,53 \cdot (268099) \cdot 10^{-3} = 844$$

Затраты для второго варианта:

$$Z = 0,1 \cdot (1970,6 + 1400) + (134 \cdot 1970,6 + 134 \cdot 1400) + 1,53 \cdot (294515) \cdot 10^{-3} = 902$$

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 18 – Сравнение вариантов реконструкции сети 10 кВ

№	Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	Номер варианта	1	2
2	Протяженность линий 10 кВ, км	5,55	5,90
3	Стоимость 1 км кабеля АПВП, тыс. руб./км	334	334
4	Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	1853,7	1970,6
5	Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	9	10
6	Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	41	41
7	Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	128	134
8	Потери электроэнергии, кВт*ч	268099	294515
9	Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч	1,53	1,53
10	Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	410	451
11	Приведенные затраты, тыс руб	844	902

Выбор экономически целесообразного варианта реконструкции

Расчёт капиталовложений произведён в предыдущем разделе. В предыдущем разделе произведён расчёт приведённых затрат в принятые варианты реконструкции сети 10 кВ.

В результате сравнения по приведенным затратам выбираем вариант 1.

При расчётах принимаем условие - петля ПС Амур –ТП 46 – ТП 46А – ТП 49Б – ТП 49 – ТП 49А – ТП 73 – ТП 67В нормально разомкнута (линия ТП 67В – ПС Амур отключена)

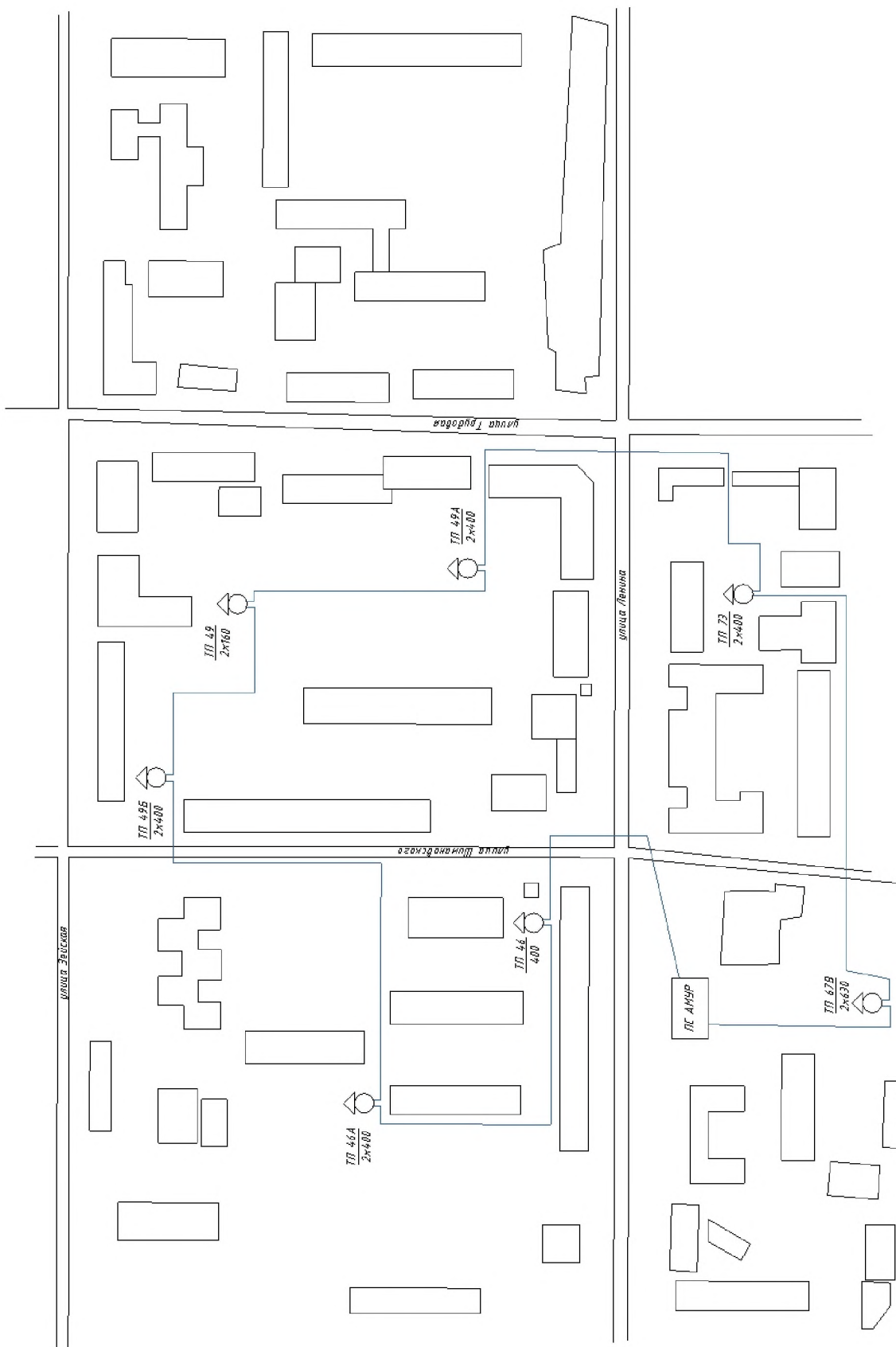


Рисунок 8 – Принятый вариант реконструкции сети 10 кВ

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ НА ПОДСТАНЦИИ АМУР

7.1 Выбор номинального напряжения на шинах ПС Амур

Произведём проверку существующего напряжения подстанции с рассчитанным экономически целесообразным направлением для подстанции.

Номинальное напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах. Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как проверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (61)$$

где L – длина линии, км;

$S_{1ц}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА, таблица 13.

Произведём расчёт экономически целесообразного напряжения.

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{15690}}} = 34,17 \text{ кВ}$$

По проделанным расчётам видно, что подстанцию Амур экономически целесообразно оставить напряжением 35 кВ. ПС Амур получает питание от ПС 110 кВ Сетевая.

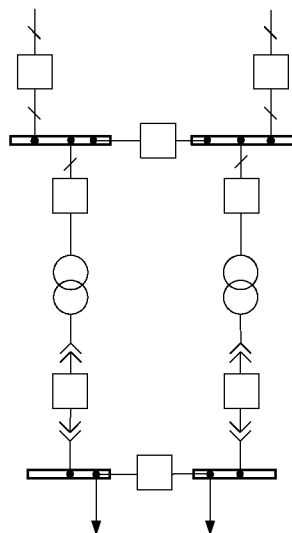


Рисунок 9 – Схема подстанции 35/10 кВ Амур

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ. Напряжение на шинах НН ПС Амур оставляет 10 кВ.

Выбираем подстанцию открытого типа (ОРУ) при реконструкции, поскольку в настоящий момент подстанция выполнена открытого типа, а изменение типа исполнения значительно увеличит стоимость реконструкции.

Под конструктивным выполнением РУ понимают размещение аппаратов и токопроводов в определенном порядке в соответствии с главной схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТБ и ПТЭ.

РУ состоит из ряда однотипных элементов, ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы, участкам сборных и уравнивающих шин, линиям, трансформаторам и т.п. В общем случае каждая ячейка содержит

коммутационный аппарат (силовой выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель), токоведущие части и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Зачастую на начальном этапе проектировании РУ достаточно рассмотреть только одну ячейку, транслируя разработанное решение на остальные ячейки РУ. Каждая ячейка имеет силовой выключатель, разъединители, необходимые для выполнения ремонта и обслуживания оборудования, токоведущие части и измерительные трансформаторы.

При проектировании РУ (ЗРУ или ОРУ) основное внимание должно быть уделено требованиям, обеспечивающим надежность работы установки, безопасность и удобство эксплуатации, возможность расширения объекта без дополнительного отключения работающей части, индустриальности сооружения и пр.

Разработка вариантов компоновки РУ требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями, при проектировании заграждений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслоборных устройств, площадок обслуживания и т.п.

В ОРУ предусматривают проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда должен быть не менее 4 м по ширине и высоте.

Гибкие шины монтируют из многопроволочных проводов. Соединения гибких шин выполняют в петлях у опор сваркой, а ответвления в пролете — способом, не требующим разрезания шин.

Шины ОРУ подвешивают на одинарных гирляндах изоляторов. Сдвоенные гирлянды применяют лишь в случаях, когда одинарная гирлянда не удовлетворяет условиям механической прочности. Применение разделительных (врезных) гирлянд не допускается закрепления гибких шин и тросов в натяжных и подвесных зажимах в отношении прочности должны

соответствовать требованиям, приведенным в ПУЭ. При определении нагрузок на гибкие шины учитывают вес гирлянд изоляторов и спусков к аппаратам и трансформаторам, а при расчете нагрузок на конструкции дополнительно вес человека с инструментом и монтажными приспособлениями.

Коэффициент запаса механической прочности для подвесных изоляторов при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к испытательной нагрузке. Расчетные механические усилия, передающиеся при коротком замыкании жесткими шинами на опорные изоляторы, принимают в соответствии с требованиями ПУЭ. Коэффициент запаса механической прочности в цепной арматуре для гибких шин при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к разрушающей нагрузке.

Для крепления и изоляции проводов и грозозащитных тросов в открытых распределительных устройствах (ОРУ) применяют подвесные изоляторы, которые состоят из изолирующего тела (стеклянного ПС или фарфорового ПФ), шапки из ковкого чугуна, стального стержня. С помощью цементной связки шапка и стержень армированы в изолирующем теле.

7.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Амур при реконструкции

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности. Поскольку на ПС Амур планируется подключение потребителей электроэнергии II категории, то необходима установка 2 трансформаторов.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ трансформаторных подстанций 35-110/6-20 кВ определяют с учётом коэффициента одновременности. Данные для расчёта берём из таблицы 12.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{ном}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (62)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

P_p – расчётная зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Амур:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{14700^2 + 5880^2}}{2 \cdot 0,7} = 11,305 \text{ МВА}$$

К установке принимаем трансформаторы ТДТН-16000

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{ном}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (63)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (64)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{14700^2 + 5880^2}}{16000} = 0,931$$

Условие выполняется, следовательно трансформаторы на подстанции Амур выбраны верно.

Вывод: на подстанции Амур требуется замена трансформаторов ТДНТ-10000 на трансформаторы ТРДН-16000.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети и на шинах 10 кВ ПС Амур

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в работе проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

В нашем случае принимаем за расчётные подстанцию ТП № 1, питающуюся от подстанции Амур.

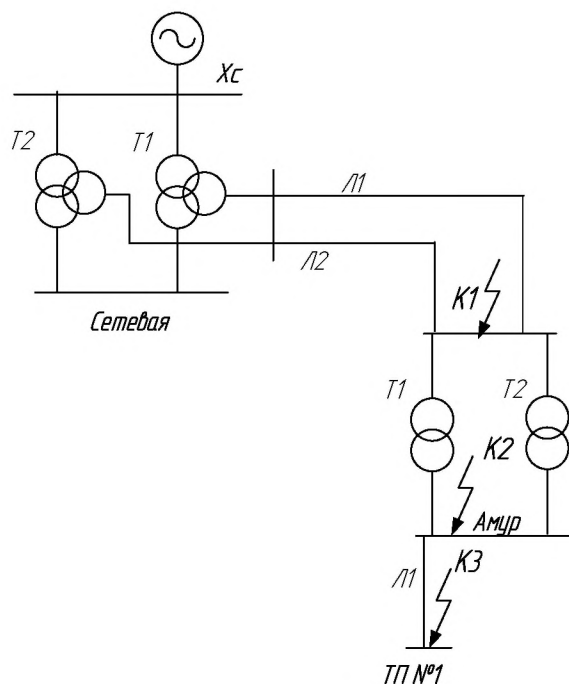


Рисунок 10 – Расчетная схема сети для расчета токов К3

Схема замещения выглядит следующим образом.

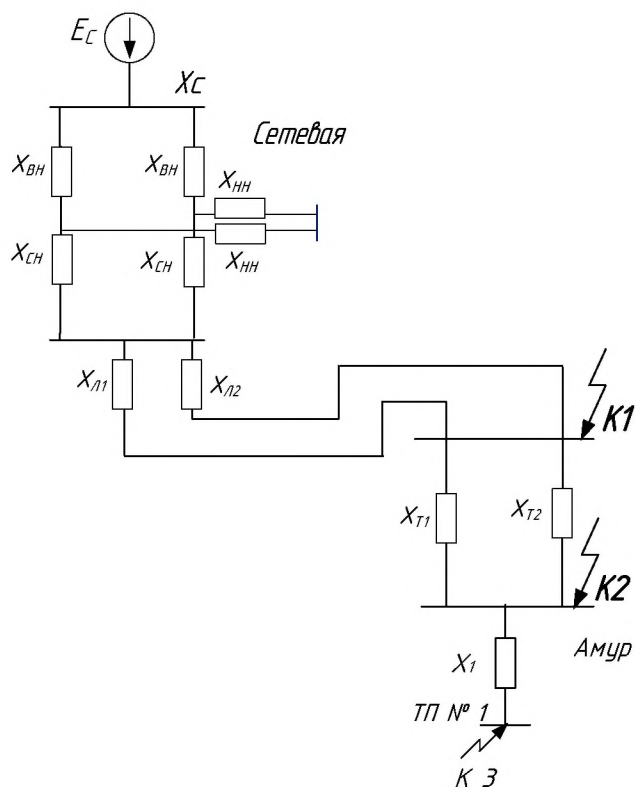


Рисунок 11 – Схема замещения для расчёта тока К3 на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки К3 1, К3 2, К3 3. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (65)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12,3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ.

Параметры питающих линий:

Сетевая – Амур:

$L_{\text{л1,2}}=3,2$ км, марка провода АС-185, $x_0=0,377$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (66)$$

$$X_{\text{л1,2}} = 0,377 \cdot 3,2 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,04 \text{ о.е.} \quad (67)$$

$$X_1 = \frac{X_{\text{л1}} \cdot X_{\text{л2}}}{X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}}} = \frac{0,04 \cdot 0,04}{0,04 + 0,04} = 0,02 \text{ о.е.} \quad (68)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Амур:

$$X_{TP} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{TP}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,833 \text{ о.е.} \quad (69)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Сетевая:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (70)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (71)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (72)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,163 \text{ о.е.} \quad (73)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,175 \text{ о.е.} \quad (74)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (75)$$

Эквивалентуем схему замещения:

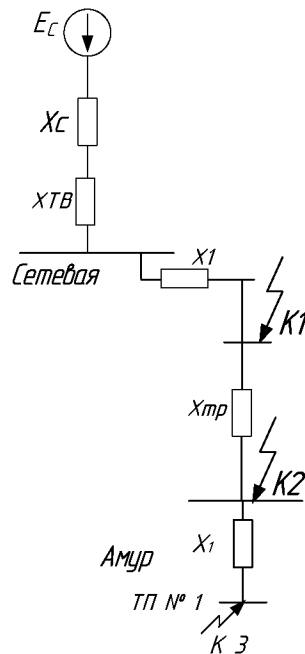


Рисунок 12– Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{ТВ} + X_1 = 0,127 + 0,02 + 0,163 = 0,31 \text{ о.е.} \quad (76)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тр} + X_{\Sigma K1} = 0,833 + 0,31 = 1,14 \text{ о.е.} \quad (77)$$

Сопротивление воздушных линий по 10 кВ находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{уд} \cdot l_i \quad (78)$$

$$X_{Л1} = x_{уд.ам50} \cdot l_1 \quad (79)$$

$$X_{Л1} = 0,119 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma K2} + X_{Л1} \quad (80)$$

$$X_{\Sigma 3} = 1,14 + 0,06 = 1,2 \text{ Ом} \quad (81)$$

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (82)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ A} \quad (84)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ A} \quad (85)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,31} \cdot 1,56 = 5,032 \text{ кА} \quad (86)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} = \frac{1}{1,14} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 46:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{62} = \frac{1}{1,2} \cdot 5,5 = 4,58 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial} \quad (87)$$

Согласно [24] принимаем средние значение $k_{y\partial} = 1,608$ для точки К1, $k_{y\partial} = 1,369$ для точек К2, К3. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,032 = 11,44 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot 1,369 = 8,48 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 4,58 \cdot 1,369 = 8,87 \text{ кА},$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (88)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.032 = 4.36 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.38 = 3.8 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.58 = 3.96 \text{ кА},$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично. Результаты представлены в таблице 19 ниже в п. 8.3.

8.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на концах отходящих фидеров. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 10 кВ. Схемы с точками короткого замыкания представлены ниже.

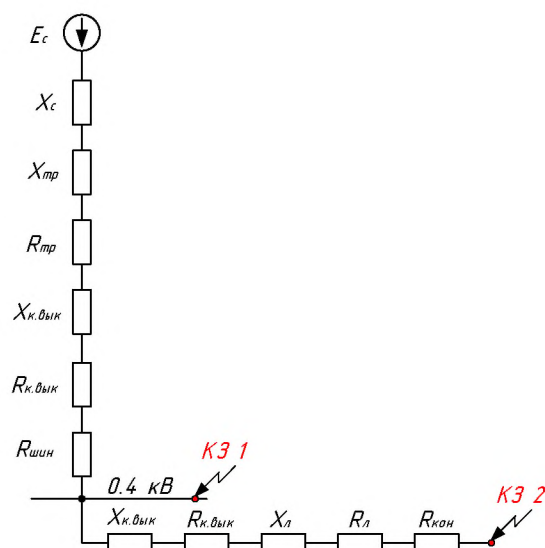


Рисунок 13 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (89)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1, и КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление кабелей и воздушных линий:

$$x_i(r_i) = x_{уд}(r_{уд}) \cdot l_i \quad (90)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (91)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 \quad (92)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (93)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{нн}^2}{S_{КЗ}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 \quad (94)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1191} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ мОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{160} = 40 \text{ мОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{160^2} = 14,375 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ мОм}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{л} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ мОм},$$

$$X_{л} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ мОм}.$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шшн} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{тр} + X_{вык400} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шшн} + R_{вык70} + R_{л} + R_{конт}$$

$$R_{\Sigma 2} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{mp} + X_{\text{вык}400} + X_{\text{вык}70} + X_l$$

$$X_{\Sigma 2} = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм}$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\text{П}0\text{К}1} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ кА},$$

$$I_{\text{П}0\text{К}2} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{106,556^2 + 51,764^2}} = 1,949 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{\text{удК}1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА},$$

$$I_{\text{удК}2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{\text{П}0} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (95)$$

Сопротивления линий:

$$R_{Л} = 80 \cdot R_{уд.ноль} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ мОм},$$

$$X_{Л} = 80 \cdot X_{уд.ноль} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1o} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шун} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1o} = X_{тр} + X_{вык400} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2o} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шун} + R_{вык70} + R_{л.о} + R_{конт}$$

$$R_{\Sigma 2o} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 2o} = X_{тр} + X_{вык400} + X_{вык70} + X_{л.о}$$

$$X_{\Sigma 2o} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ мОм}$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{Пок1o} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma o})^2}}$$

$$I_{Пок1o} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА},$$

$$I_{Пок2o} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma o})^2}}$$

$$I_{Пок2o} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 106,556 + 184,156)^2 + (2 \cdot 51,764 + 63,338)^2}} = 0,536 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле и составит:

$$I_{y\partial K1o} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1o} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial K2o} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2o} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 19.

8.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при симметричном и несимметричном коротком замыкании в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты расчёта токов короткого замыкания, кА

Точка КЗ	Симметричное КЗ				Несимметричное КЗ		
	В сети 10 кВ		В сети 0,4 кВ		В сети 10 кВ	В сети 0,4 кВ	
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{(2)кз}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$
К1	1,205	2,333	4,879	8,97	1,044	1,71	3,145
К2	1,191	2,306	1,949	3,584	1,032	0,536	0,985
К3	1,096	2,123	7,203	13,243	0,95	2,617	4,811
К4	2,315	4,482	3,546	6,518	2,005	0,805	1,48
К5	2,277	4,408	6,866	12,622	1,972	2,396	4,404
К6	2,051	3,972	1,839	3,381	1,777	0,365	0,672
К7	1,889	3,658	8,263	15,191	1,636	2,885	5,305

Так как токи трёхфазного короткого замыкания больше чем токи однофазного, то дальнейшую проверку оборудования будем производить по трёхфазному току короткого замыкания.

8.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (96)$$

где $B_{\text{кз}}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (97)$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя [7].

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (98)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{кз.а}} + B_{\text{кз.н}} \quad (99)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 10 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 4580^2 \cdot 1 = 2,09 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot \frac{x_{\text{рез}}}{\omega \cdot r_{\text{рез}}} = 4580^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,00035}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,00035} = 0,0006 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 2,09 \cdot 10^6 + 0,0006 = 2,09 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{2,09 \cdot 10^6}}{95} = 13,56 \text{ мм}^2.$$

Произведём проверку сечения по термической стойкости распределительной сети, питающейся от подстанции Амур.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 4580^2 \cdot 1 = 20,976 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 4580^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,0006}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,0006} = 12,401 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 20,976 \cdot 10^6 + 12,401 \cdot 10^6 = 33,377 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{9,167 \cdot 10^6}}{95} = 32,45 \text{ мм}^2.$$

Сечение распределительной сети, питающейся от подстанции Амур выбрано, верно.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ВН НА ПС АМУР

9.1 Выбор и проверка выключателей

Так как на подстанции установлены масляные выключатели типа С-35 и срок эксплуатации 30 лет, необходимо произвести замену выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{шт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (100)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (101)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (102)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [8].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (103)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (104)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ.

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5.032^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5.032 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 15.9 \text{ кА.} \quad (105)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\tau t}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\tau t} / I_{п0} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов

генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл,ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{1,4 \cdot S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,369 \text{ кА}. \quad (106)$$

Результаты выбора выключателя сведены в таблице 15.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет,ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет,ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 369 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{I\tau} = 4.36 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} \geq I_{пт}$
$i_{a,ном} = 15.9 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4.19 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр,скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{I0} = 5.032 \text{ кА}$	$I_{пр,скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11.44 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon} = 25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=369 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=11.44 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=850 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K; \quad (107)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТРГ-35-0,5/1200. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (108)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (109)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (110)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 369 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2 \text{ расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

10.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН :

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1.4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293 \text{ A.}$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

– выключатели вакуумные;

– разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;

– трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;

– трансформаторы напряжения;

– предохранители типа ПКТ; ПКН;

– ограничители перенапряжений;

– силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

10.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,580^2 \cdot (1 + 0,01) = 2,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (111)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с [8];

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [8].

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1.205 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,45 \text{ кА} \quad (112)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение аperiодической составляющей в отключаемом токе выключателя [18]:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН равен 1293 А рассчитан ранее.

Выбираем секционный и вводной выключатель марки ВВ/TEL-10-20/630.

Таблица 27 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1600	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} = 1293 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{i\tau} = 1,205 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$

	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,45 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{i0} = 1,205 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{i0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{оа} = 2,33 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет выбора выключателей по фидерам аналогичный.

Результаты выбора выключателей на ПС Амур для Ф-10 сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Данные по выбору выключателей фидера

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф-10			
ВВ/TEL-10-20/1600	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} = 1293 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{iτ} = 1,191 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,306 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{i0} = 1,191 \text{ кА}$	$I_{i0.лвд} \geq I_{i0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,306 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

10.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-1-1-0,5.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (113)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} ; \quad (114)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_P = 1263 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,33 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,12 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

10.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 26.

Таблица 31 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0,38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0,38	0,92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 32.

Таблица 32 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

10.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток равен 1263 А, который был рассчитан ранее.

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения:

$$2 \times (6 \times 80) \text{ мм}, S = 960 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} = 1510 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{no} = 4,580 \text{ кА}; T_a = 0,02 [24]; i_{yd} = 2,33 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2,12 \cdot 10^6}}{91} = 16 \text{ мм}^2, \quad (116)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей [24];

Q_{\min} – минимальное сечение провода.

B_k - тепловой импульс тока КЗ

$$Q_{\min} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м [7].

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 6,931 \quad (117)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (118)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 6,29 \text{ Н / м} \quad (119)$$

где i_{y0} - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{6,29 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,566 \text{ МПа} , \quad (120)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 85$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

10.6 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 33.

Таблица 33 – нагрузка собственных нужд [8]

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i; \quad (121)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (122)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный 1 [8].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (123)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,96}{2 \cdot 0,7} = 0,586 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-630/10 кВА.

10.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон} \quad (124)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н} ;$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н} \quad ; \quad (125)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446 \quad ; \quad (126)$$

Проверка: $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 0,4 КВ

11.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП 67В

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления, нечастых включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

На отходящих присоединениях установлены автоматические выключатели. Выбор производится по следующим условиям:

Ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_{\text{ном. прод}} \quad (127)$$

Номинальный ток расцепителя не должен срабатывать в нормальных условиях эксплуатации, поэтому его выбирают согласно условию:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{ном. прод.}} \quad (128)$$

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{н0}} \quad (129)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k \quad (130)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{ном. расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл. доп}} \quad (131)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{кз.min}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.расц} \quad (132)$$

$$I_{терм} \geq I_{уд} \quad (133)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 400 А.

11.2 Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ на ТП 67В

В состав комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа входит распределительное устройство низшего напряжения, которое выполнено в виде щита ЩО-70 и имеет следующее оборудование:

- вводной автоматический выключатель;
- автоматические выключатели отходящих линий;
- панель учета электроэнергии и контроля напряжения на шинах 0,4 кВ;
- автомат включения уличного освещения;
- ограничители перенапряжения низшего напряжения.

Панели ЩО-70 служат для приема и распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. Ошиновка панелей ЩО-70 имеет электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания и составляет 30 кА для панелей ЩО 70-1 мощностью до 630 кВА.

Для включения счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ, а также для подключения амперметров, в распределительных щитах установлены три однофазных трансформатора тока типа Т-0,66.

Трансформаторы тока Т-0,66 и ТШ-0,66 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, трансформатор является катушечным, по принципу конструкции – опорные. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной крышкой, что исключает несанкционированный доступ к трансформатору в процессе эксплуатации. Трансформаторы пломбируются от неразборности пломбой с оттиском клейма поверителя. Трансформаторы крепятся к заземленным конструкциям изделий потребителей с помощью фланцев или лап. Также в панелях ЩО-70 имеется вольтметр для контроля уровня напряжения на шинах. Вольтметр измеряет линейное напряжение и подключен к фазам А, С. Вольтметр установлен на вводной панели, а амперметры на линейных и вводных секциях.

11.3 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП

Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для них должно соблюдаться следующее условие:

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч} \quad (134)$$

где $Z_{2ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{расч2}$ – расчётное сопротивление ВА.

$$Z_{расч2} = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт} \quad (135)$$

где $Z_{приб}$ – сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (136)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}$$

(137)

Сопротивление проводов вторичных цепей при длине 4 м, и сечении 2,5 мм², составляет 0,05 Ом. Сопротивление контактов составляет 0,1 Ом. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблицу 34 [19].

Таблица 34 – Расчётная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, на фазу		
		А	В	С
Амперметр	ЭА0702 (аналог Э365)	0,5	0,5	0,5
Счет. Меркурий 230	ART2 – 00 FCILGDN	5	5	5

Мощность вторичной обмотки составит 5,5 ВА, определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, и расчётное сопротивление приборов:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = Z_{конт} + Z_{пров} + Z_{приб} = 0,1 + 0,05 + 0,22 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу 35.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

№ ТП	Тип ТТ	Каталожные данные			Расчётные данные		
		U _{ном} , В	I _{прев} , А	Z _{ном2} , Ом	U _{расч} , В	I _{расч} , А	Z _{расч2} , Ом
67В	ТШП-0,66	660	1500	0,4	380	1263	0,37

12.1 Заземление ПС Амур

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (138)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22.7 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Определим площадь S ПС Амур используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный прутки проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (139)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (140)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования показанный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы.

Здание и сооружение ПС, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (141)$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (142)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (143)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (144)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cr} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (145)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э2}};$$

Находим отношения по кривой [15]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{э1}}}{\rho_{\text{э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (146)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (147)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

12.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ПС Амур, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

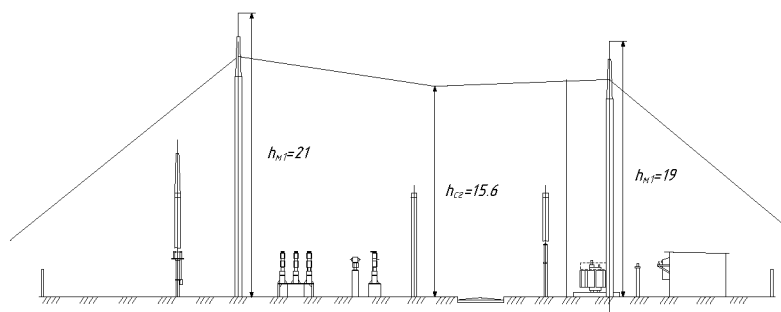


Рисунок 14 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (148)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (149)$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{сг} - h_i}{h_{сг}}, \quad (149)$$

где $h_{сг}$ – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (150)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (151)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (152)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{с0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (153)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (154)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Амур приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

12.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (155)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,1, [3].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (156)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [3].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{np})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (157)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [3];

k – кратность напряжений, [3];

U_{np} – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (158)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 36.

Таблица 36– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=40,5$ кВ	$U_{нс} =40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{ОПН}=1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}$
ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 7$ кВ	$U_{нс} =10,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 1,044$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*=2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$

13 ВЫБОР ВЛ 35 кВ

В настоящий момент линии 35 кВ к подстанции Амур выполнены в воздушном исполнении. В городе необходимо выполнять линии в кабельном исполнении, однако такая линия обойдётся в 20 раз дороже линии воздушной, поэтому для уменьшения затрат на реконструкцию оставляем линии 35 кВ в воздушном исполнении.

Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Максимальный расчётный ток рассчитан ранее.

$$I_p = 0,467 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-185.

$$I_{\text{дон}} = 505 \text{ А}$$

$$I_p \leq I_{\text{дон}} \tag{163}$$

$$467 \leq 505$$

Условие выполняется.

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

14.1 Выбор системы оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный. Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

В качестве источников переменного оперативного тока используют: измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). В этом случае используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд (фазное напряжение 220 В). Питание оперативных цепей осуществляется централизованно, для группы или всех присоединений данного объекта. Для обеспечения надежности в схемах питания оперативным переменным током выполняется резервирование от разных источников, обеспечивающее сохранение питания при возможных аварийных режимах.

На подстанции Амур выбираем переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока будут использованы трансформаторы собственных нужд. Выбор этого трансформатора произведён ранее. Применение переменного оперативного тока позволит отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

14.2 Виды и типы релейной защиты, принятые в системе электроснабжения

Рассмотрим защиту трансформаторов мощностью 10 МВА установленных на ПС Амур. На трансформаторе обязательно устанавливается газовая защита, на базе терминала защит SPAD 346С. Для защиты трансформатора необходимо рассчитать максимальную токовую

защиту и дифференциальную защиту трансформаторов. Для понижающих трансформаторов с устройствами переключений ответвлений от обмотки высшего напряжения со стороны нейтрали (устройствами регулирования под нагрузкой — УРПН) предназначаются микропроцессорные автоматические интегральные устройства релейной защиты трансформатора серии SPAD 346С, выполняющие функции:

- продольной токовой дифференциальной защиты;
- трехступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ;
- дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности от КЗ на землю;
- токовой защиты нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю на стороне высшего напряжения;
- токовой защиты от КЗ на землю на стороне с напряжением 0,4 кВ;
- защиты от несимметричной работы.

14.3 Релейная защита силового трансформатора

Для защиты трансформатора, в качестве основной защиты является дифференциальная и газовая защита. А в качестве резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплого состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{pmaxвн} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (164)$$

$$I_{pmaxвн} = 0,369 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сам}}{K_в} \cdot I_{pmax}, \quad (165)$$

где: K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$;

$K_в$ – коэффициент возврата, $K_в = 0,8$;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам} = 2,5$;

I_{pmax} – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 369 = 1383 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_ч = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5 \quad (166)$$

где $I_{min}^{(2)} = 4580 \text{ А}$ – ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН,

$$K_ч = \frac{4580}{1713} = 1,8,$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, т.е. уставка, пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{cз} = \frac{I_{cз} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (167)$$

$$I_{cз} = \frac{369 \cdot 100}{1000} = 36,9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{np.max} = 1$ с.

$$t_{c.з.T(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}, \quad (168)$$

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению, А:

$$I_{cз} = \frac{K_{омс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{p.max}, \quad (169)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{cз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 369 = 355 \text{ А}.$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{cp} = \frac{355}{1000} \cdot 100\% = 35,5\%$$

14.4 Релейная защита отходящего присоединения

Для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

14.5 Автоматика

Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП.
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам.
3. АВР должно иметь минимальное время действия.

4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.

5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее.

6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования системы электроснабжения были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом.

2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.

3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.

4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

14.6 Сигнализация

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать

сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

15 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Надежность — это свойство системы электроснабжения, обусловленное ее безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы. Надежность системы электроснабжения зависит от надежности входящих в нее элементов (выключателей, трансформаторов, линий и т.д.). При этом сравниваемые варианты часто различаются по показателям надежности. Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надежности электроснабжения можно осуществить двумя способами:

Расчет надёжности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом (наиболее распространённый классический метод).

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Амур. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

Составим расчётную схему замещения сети.

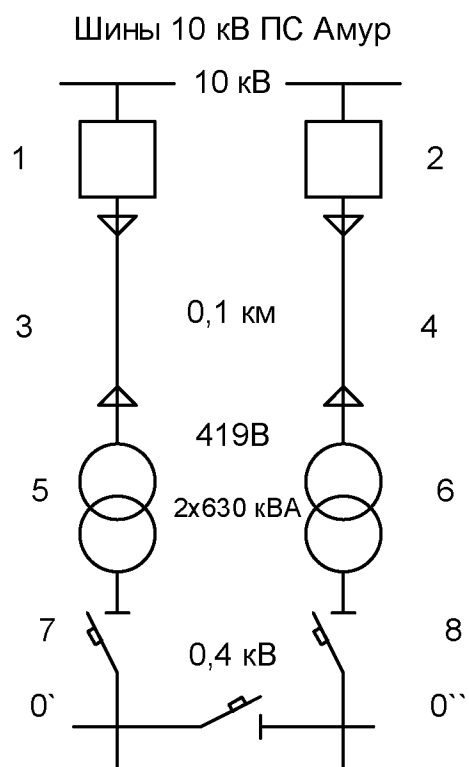


Рисунок 15 – Расчётная схема

Далее составим схему замещения

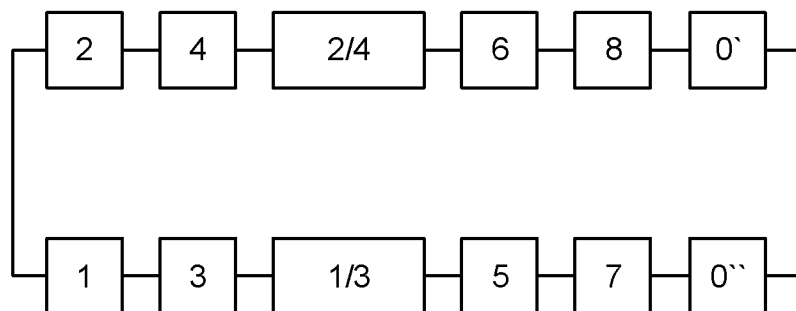


Рисунок 16 - Схема замещения

Таблица 38 - Показатели надежности элементов

Элемент	w , 1/год	T_B , ч	$\square\square\square$ 1/год	T_p , ч
Выключатель	0,022	11	0,2	24,2
КЛ	7,5	16	1	2
Трансформатор	0,016	50	0,250	6
Сборные шины 0,4 кВ	0,013	5	0,166	5

Определение исходных данных для расчета:

$$q_{T10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}} \quad (170)$$

где w - параметр потока отказов (таблица 29);

T_B - время восстановления отказавшего элемента, ч; (таблица 29)

$T_{\text{года}} = 8760$ - число часов в году.

Вероятность отказов трансформатора:

$$q_T = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,000091;$$

$$q_T = q_5 = q_6. \quad (171)$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_B = \frac{0,022 \cdot 11}{8760} = 0,000028;$$

$$q_B = q_1 = q_2. \quad (172)$$

$$q_P = q_7 = q_8. \quad (173)$$

Вероятность отказа кабельной линии:

$$q_{KL10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}} \cdot \frac{l}{100}, \quad (174)$$

где l - длина линии, км;

$$q_{КЛ10} = \frac{7,5 \cdot 16}{8760} \cdot \frac{2}{100} = 0,00027;$$

$$q_{КЛ10} = q_4 = q_3 \quad (175)$$

Вероятность отказа сборных шин:

$$q_{Ш10} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 0,00001;$$

$$q_{Ш10} = q_0 = q_0' \quad (176)$$

Вероятность отказа предохранителей:

$$q_{ПР} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 0,000008;$$

$$q_{ПР} = q_{13} = q_{14} \quad (177)$$

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$q_{"Q"} = q_{\text{Вст}} + a_{\text{кз}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \left(1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{\text{исм}}) \right) \times \left(\sum_{i=1}^n q_{\text{прз}} \right) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (180)$$

где $q_{\text{Вст}}$ - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$a_{\text{кз}}^{220} = 0,002$, $a_{\text{кз}}^{20} = 0,005$ - параметр отказа выключателей при

ВЫКЛЮЧЕНИИ К.З.;

$a = 1$ - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{\text{АПВ}}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ:

$$K_{\text{АПВ}} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\text{уст.}} + w_{\text{неуст.}}} \cdot \frac{l}{100} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\Sigma}} \cdot \frac{l}{100} \quad (181)$$

здесь $\frac{w_{\Sigma}}{w_{\text{уст.}}} = 0,128$ - коэффициент неустойчивых отказов (Трубицын)

$q_{\text{исм}}$ - вероятность отказа смежных элементов;

$q_{\text{рз}}$ - вероятность отказа релейных защит, действующих на рассматриваемый выключатель;
 $q_{\text{оп}}^{20} = 0,003$ - относительная частота отказа выключателя (Трубицын);
 $N_{\text{оп}}$ - количество оперативных переключений.

Вероятность отказа выключателя:

$$q_{\text{"Q"}} = q_{\text{ст}} + q_{\text{авт}} + q_{\text{оп}} =$$

$$= q_{\text{ст}} + a_{\text{авт}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot (q_{\text{ДЗШ}} + q_{\text{ГЗ}} + q_{\text{ДЗТ}} + q_{\text{УРОВ}} + q_{\text{АВР}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}};$$

$$q_{\text{"Q"}} = 0,00012 + 0,002(1 + 1 \cdot 0,463) \cdot (0,02103) + 0,007 \cdot 2 \cdot 1 = 0,0141;$$

Эквивалентрируем схему:

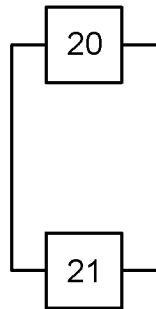


Рисунок 14 – Эквивалентная схема замещения

$$q_{20} = q_{21} = q_1 + q_3 + q_5 + q_7 + q_9 + q_{\text{"Q"}} = 0,000028 + 0,000091 + 0,000079 +$$

$$+ 0,00027 + 0,00001 = 0,00048$$

$$q_{22} = q_{10} + q_{12} + q_{14} + q_{16} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,01 = 0,0101$$

$$q_{23} = q_9 + q_{11} + q_{13} + q_{15} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,014 = 0,0141$$

$$q_{24} = q_{20} \cdot q_{21} = 0,00048 \cdot 0,00048 = 2,3 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{25} = q_{22} \cdot q_{23} = 0,0101 \cdot 0,0141 = 1,4 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{C(\text{АПВ,УРОВ})} = 2,19 \cdot 10^{-5}$$

Находим параметр потока отказов:

$$\omega_{\text{"Q"}} = \omega_{\text{ст}} + \omega_{\text{авт}} + \omega_{\text{оп}}; \tag{183}$$

$$\omega_{\text{Q}} = \omega_{\text{ст}} + a_{\text{кз}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\text{јсм}} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\text{јрз}} + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (184)$$

$$\omega_{\text{Q}} = 0,02$$

Определяем возможные дефициты мощности. В данной схеме предусматривается взаимное резервирование, т.е. дефицит мощности возможен только при полном погашении ТП67В. Следовательно:

$$P_{\text{деф}} = 1000 \text{ кВА}$$

Определяем количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{деф}i} \cdot k_{\text{пс}i} \cdot T_{\Gamma}, \quad (185)$$

где $k_{\text{пс}i}$ - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \cdot t_{\text{в}i} \quad (186)$$

$$k_{\text{пс}} = 0,0003$$

$$W_{\text{нед}} = 1000 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 1830 \text{ кВА}$$

Определяем основной ущерб:

$$Y_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}}, \quad (187)$$

где y_o - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

Для населения:

$$y_o = 2,1 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$Y_{\text{осн}} = 2,1 \cdot 1830 = 3776,50$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{nc} \cdot T_{\Gamma} \quad (188)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 0,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (189)$$

$$Y_{\text{вн}} = 0,5 \cdot 1000 = 500$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (190)$$

$$Y_{\Sigma} = 3776,50 + 500 = 4312,50 \text{ руб}$$

16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

16.1 Безопасность

В настоящее время на подстанциях предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы [26].

Опасные и вредные факторы воздействия на работников оперативно-выездной бригады при эксплуатации ПС

На реконструируемой подстанции «Амур 35/10 кВ» постоянно присутствует дежурный по подстанции. В его обязанности входят: утренний, дневной и вечерний обход территории. Реконструкция должна проводиться в период летнего минимума энергопотребления, т.к. в это время подстанция наиболее разгружена. Это связано с тем, что практически отсутствует осветительная нагрузка. Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности, она будет выведена из работы частично.

Люди находящиеся на подстанции и вблизи во время эксплуатации воздействуют следующие факторы:

а) шум, создаваемый установленными на подстанции «Амур» двумя двухобмоточными трансформаторами мощностью 16 МВА;

б) на ВЛ акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней

шума [26], поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах;

- в) работы, проводимые на высоте;
- г) вибрации работающих на ПС электроустановок;
- д) пожароопасность и взрывоопасность.

Из приведенных выше вредных и опасных факторов наиболее опасными являются воздействия электрического поля 50 Гц на человека и работа на высоте. Следует в первую очередь обратить внимание на средства индивидуальной защиты работника и на заземляющие устройства.

Факторы воздействия электрического поля 50 Гц на человека

Механизм биологического действия электрического поля на организм человека изучен недостаточно. Предполагается, что нарушение регуляции физиологических функций организма обусловлено воздействием поля на различные отделы нервной системы. При этом повышение возбудимости центральной нервной системы происходит вследствие рефлекторного действия поля, а тормозной эффект - результат прямого воздействия поля на структуры головного и спинного мозга. Считается, что кора головного мозга, а также промежуточный мозг особенно чувствительны к воздействию электрического поля.

Предполагается также, что основным материальным фактором, вызывающим указанные изменения в организме, является индуцируемый в теле ток, а влияние самого электрического поля значительно меньше.

Наряду с биологическим действием электрическое поле обуславливает возникновение разрядов между человеком и металлическим предметом, имеющим иной, чем человек потенциал.

Если человек стоит непосредственно на земле или на токопроводящем заземленном основании, то потенциал его тела практически равен нулю, а если он изолирован от земли, то тело оказывается под некоторым потенциалом, достигающим иногда несколько киловольт.

Очевидно, что прикосновение человека, изолированного от земли, к заземленному металлическому предмету, равно как и человека, имеющего контакт с землей, к металлическому предмету, изолированному от земли, сопровождается прохождением через человека в землю разрядного тока, который может вызывать болезненные ощущения, особенно в первый момент. Часто прикосновение сопровождается искровым разрядом.

В случае прикосновения к изолированному от земли металлическому предмету большой протяженности (трубопровод, проволочная ограда на деревянных стойках и т.п.) или большого размера (крыша деревянного здания и пр.) ток, проходящий через человека может достигать значений, опасных для жизни.

Различают следующие виды вредного воздействия электрического поля вблизи ВЛ на человека [27]:

-непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

-воздействие электрических разрядов (импульсного тока). Возникающего при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

-воздействие тока проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

К основным электрозщитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;

- указатели напряжения;
- устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей;

К дополнительным электротехническим средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы на электроустановке, является защитное заземление, которое осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников, для обеспечения безопасности персонала при обслуживании и проведении ремонтов электрооборудования ПС. Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений [28]:

- 1 защитное – для обеспечения электробезопасности;
- 2 рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- 3 молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

Расчет заземления был проведен ранее в п. 1.10.1 дипломного проекта.

Мероприятия по обеспечению безопасности работников при проведении реконструкции подстанции.

Передача электроэнергии особенно на высоких уровнях напряжений (110, 10, кВ на реконструируемой подстанции) несет потенциальную опасность для работающих. Для обеспечения безопасности необходимо

соблюдать организационные мероприятия, которые должны обеспечивать лица ответственные за безопасность проведения работ в электроустановках:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются [30]:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Защита при работах на высоте:

- перед началом работы необходимо проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей.

- при работе на настилах и подмостях весь инструмент держать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей.

Работать под настилом запрещается.

- на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей

или со специальных механизмов.

- должны использоваться страховочные пояса и каски.

Данные требования в соответствии с правилами техники безопасности на подстанции «Амур» выполняются.

16.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей [27].

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а

также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий [27].

В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [25]

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие

водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 110 кВ выполнены кабелем, следовательно, расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линии рассматриваться не будет.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата [28].

В данной работе предусматривается установка двух силовых трансформаторов 16000/35/10 номинальной мощностью 16 кВА в качестве основного силового оборудования на ПС «Амур» питающего распределительную сеть

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС «Амур» может являться трансформаторное масло, которое в большем объеме содержится в силовом оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушения. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного работающего трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Амур» согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора с размерами (м) 6,6×4,8×6,0 и массой масла 21,0 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Так масса масла составляет более 20 тонн, следовательно маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор [11].

Маслоприемники масла на ПС «Амур» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; На рисунке 1 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

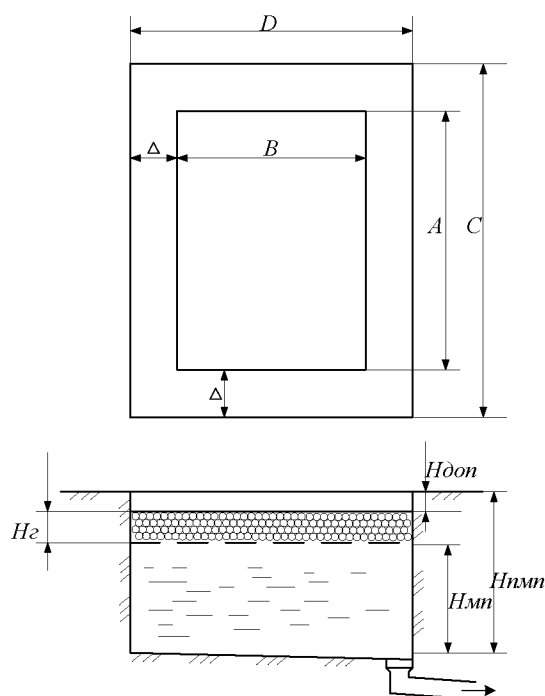


Рисунок 17 – Основные размеры маслоприемника

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [11].

3) Маслосборник предусматривается закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{TPM} = \frac{M}{\rho} \text{ (м}^3\text{)} \quad (191)$$

$$V_{TPM} = \frac{21}{0,88} = 23,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 23,2 т

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле [11]:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \text{ (м}^2\text{)} \quad (192)$$

$$S_{МП} = (6,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 74,88 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A , B – длинна и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [11].

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла V_{TPM} :

$$H_{МП} = \frac{V_{TPM}}{S_{МП}} \text{ (м)} \quad (193)$$

$$H_{МП} = \frac{23,86}{74,88} = 0,32 \text{ (м)}$$

Учитывая то что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений) принимаем [11]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{доп} = 0,075 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_{г} = 0,25 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{ИМП} = H_{МП} + H_{г} + H_{доп} \text{ (м)} \quad (194)$$

$$H_{ИМП} = 0,32 + 0,25 + 0,075 = 0,595 \text{ (м)}$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону приямка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим подробно расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БП} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \text{ (м}^2\text{)} \quad (195)$$

$$S_{БП} = (6,6 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,0 = 136,8 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения $K_{п}$ (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны [11]:

$$K_{п} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_{II} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БП}) \cdot 10^{-3} \text{ (м}^3\text{)} \quad (196)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (74,88 + 136,8) \cdot 10^{-3} = 76,2 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{ТМН_2O} = V_{ТРМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \text{ (м}^3\text{)} \quad (197)$$

$$V_{ТМН_2O} = 23,86 + 0,8 \cdot 76,2 = 84,82 \text{ (м}^3\text{)}$$

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Масло отводы на ПС «Сковородино» выполняются в виде подземных трубопроводов. Сеть масло отводов от трансформатора выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняется из чугунных труб того же диаметра.

16.3 Чрезвычайные ситуации

Виды ЧС

В соответствии с [30] виды ЧС:

Источник ЧС – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных, растений, а так же применение средств поражений, в результате чего произошла или может произойти ЧС.

Все ЧС делят на природные ЧС и техногенные ЧС.

Природные ЧС (стихийные бедствия) – катастрофические природные явления, которые могут вызывать многочисленные человеческие жертвы, причинять значительный ущерб и другие тяжелые последствия.

Природные ЧС характерные для ПС «Амур»:

- 1 Геологические: просадка земной поверхности;
- 2 Метеорологические и агрометеорологические: ветры, дождь, град, снегопад, мороз, туман, гололед;
- 3 Гидрологические: наводнения, весенние паводки.

Техногенные ЧС (аварии в техносфере) – чрезвычайное событие, происходящее по техногенным причинам, а так же из-за случайных внешних воздействий и заключающееся в повреждении, выходе из строя, которые могут вызывать человеческие жертвы, экологический ущерб и другие тяжелые последствия.

Основные причины аварий в техносфере:

1. Ошибка человека (до 60%).
2. Техногенные причины (конструктивные недостатки, технологические причины, эксплуатационные, производственные).

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- пожар на маслонаполненном оборудовании;
- пожар кабельных линий;

Для недопущения подобных случаев необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования.

Обеспечение пожарной безопасности на подстанции

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно [32], первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и

должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негоряемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций” [28].

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водосточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего обо-

рудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [25], для пожаротушения трансформаторов 10 МВ·А, учитывая их важность, можно предложить установить систему пожаротушения распыленной водой, включающую в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного трансформатора составляет 20 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду [29].

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В городе Благовещенске в настоящее время приходит постоянный рост нагрузки, при этом распределительные сети 10 кВ изношены физически и морально. Также значительно изношены питающие подстанции. Подстанция, питающая часть Благовещенска, в районе подстанции Амур, на территории которых производится реконструкция, введена в эксплуатацию в 1964, находится в работе более 30 лет. В работе решена задача реконструкции распределительной сети, подключенной к подстанции Амур.

В работе были решены следующие задачи:

1. Произведён расчёт электрических нагрузок вновь вводимых потребителей.

2. Разработана оптимальная схема электроснабжения вновь вводимых потребителей от ТП 67В. получающей электроснабжение от ПС Амур..

2. Произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения города от ТП 67В.

3. Произведён расчёт токов короткого замыкания и произведен выбор оборудования на ПС Амур и ТП 67В.

4. Выполнен расчёт молниезащиты и заземления подстанции 35/10 кВ Амур.

В результате выполнения работы был спроектирован участок распределительной сети города Благовещенска в районе подстанции Амур от ТП 67В и вновь вводимых потребителей. При этом разработанная сеть отвечает не только требованиям надёжности, но и имеет минимальную протяженность и минимальное количество коммутационных аппаратов на шинах питающих подстанций Амур и Сетевая. При этом сеть спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с.; ил.
- 2 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.
- 3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.
- 4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 5 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.
- 6 Коробов Г.В. «Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.
- 7 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов» [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.
- 8 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.) : 365.20 р.

9 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110 .

10 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

11 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч.

12 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

13 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

15 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

16 «Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :

17 Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждённый Приказом Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380

18 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

19 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 119 с.

20 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

21 Савина Н.В. «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности» [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 61 с.

22 «Системы электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. - Ростов н/Д : Феникс, 2011. - 382 с. : рис. - (Высшее образование). - Библиогр. : с. 378 .

23 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153-180

24 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.офицю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

25 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

26 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

27 СНиП 23-01-99

28 «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности: научный семинар» [Электронный ресурс]: учеб.-метод. комплекс по дисц. для магист. направления 140400.68 / АмГУ, Эн. ф ; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 70 с.

29 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения» [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

30 « Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

31 Электроэнергетика. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140204.65, 140205.65, 140203.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Л. А. Мясоедова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 206 с. - Б. ц.

32 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.