

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа
Ноглики Сахалинской области в связи со строительством кварталов № 12, 13
и 15

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

подпись, дата

В.И. Шевцов

Руководитель

старший преподаватель

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шевцова Владимира Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа Ноглики Сахалинской области в связи со строительством кварталов № 12, 13 и 15

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21 января 2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 13 рисунков, 46 таблицы и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Бодруг Н.С., ст. преподаватель

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 97 с, 13 рисунков, 44 таблицы, 1 приложение, 24 источника.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОЭФФИЦИЕНТ УЧАСТИЯ В МАКСИМУМЕ НАГРУЗКИ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В поселке городского типа Ноглики предусматривается строительство микрорайона в районе кварталов 12, 13, 15. Согласно утвержденному плану застройки, имеются площади жилых помещений и количество домов, для которых предусматривается сооружение электрических сетей 0,4 – 6 кВ, рассматриваются капитальные затраты на сооружение сети 0,4-6 кВ, приводятся меры безопасности при проведении работ в РУ 6 кВ ПС «Промбаза».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Энергоэкономическая и климатическая характеристика района проектирования	9
2 Проектирование низковольтного электроснабжения	12
2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов	12
2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий	15
2.3 Расчёт электрических нагрузок промышленного сектора	17
2.4 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения	17
2.5 Выбор площади сечения линий 0,4 кВ	18
2.6 Расчёт наружного освещения	20
2.7 Расчёт электрических нагрузок ТП	21
3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	23
4 Компенсация реактивной мощности на ТП	25
5 Выбор схемы подключения ТП к ПС	27
5.1 Выбор сечений линий 6 кВ	30
5.2 Технико-экономическое обоснование схемы сети 6 кВ	34
6 Токи короткого замыкания в сети до 1 кВ	36
7 Выбор и проверка аппаратуры до 1 кВ	42
7.1 Предохранители и автоматические выключатели	42
7.2 Воздушные линии 0,4 кВ	46
8 Токи короткого замыкания в сети выше 1 кВ	49
9 Выбор электрического оборудования 6 кВ	52
9.1 Выбор КРУ	52
9.2 Выключатели КРУ	55
9.3 Разъединители 6 кВ	57
9.4 Выключатели нагрузки 6 кВ	58
9.5 Предохранители 6 кВ	59
9.6 Трансформаторы тока	60

9.7 Трансформаторы напряжения	64
9.8 Ограничители перенапряжения	65
9.9 Шины 6 кВ	67
9.10 Выбор опорных изоляторов:	69
9.11 Проверка линий 6 кВ	70
10 Нагрузка центра питания	72
10.1 Расчётная нагрузка	72
10.2 Компенсация реактивной мощности	72
11 Компенсация емкостных токов	74
12 Расчёт надёжности сети 6 кВ	75
13 Релейная защита и автоматика	82
13.1 Токовая отсечка без выдержки времени.	84
13.2 Максимальная токовая защита линий	85
13.3 Защита от однофазных замыканий на землю	86
13.4 Устройства автоматического включения резерва	87
14 Заземление	89
15 Техника безопасности	92
Заключение	96
Список использованных источников	97
Приложение А. Расчёт надёжности сети 6 кВ	99
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АО – открытое акционерное общество;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

РЗ - релейная защита;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

Площадки строительства микрорайонов 12,13, 15 в административном отношении находятся на территории пгт Ноглики- административного центра Ноглинского района Сахалинской области.

Расположен на северо-востоке острова Сахалин, на правом берегу реки Тымь, в 9 км от её впадения в Ныйский залив Охотского моря. Железнодорожная станция, аэропорт. В посёлке преобладает малоэтажная застройка ввиду повышенной сейсмической активности, [1].

В соответствии с концепцией развития территории пгт. Ноглики основным приоритетом деятельности органов власти города на ближайшее пятилетие будет являться дальнейшее развитие качественной среды жизнеобеспечения как совокупности благоприятных условий для жизни населения и деятельности хозяйствующих субъектов, [2].

Таким образом, актуальность проекта состоит в том, что реализация концепции развития пгт. Ноглики предусматривает строительство микрорайона в районе 12, 13, 15 кварталов.

Цель бакалаврской работы - проектирование системы электроснабжения подлежащего застройке района - микрорайона в районе 12, 13, 15 кварталов.

В ходе проектирования решаются задачи:

- расчёт нагрузок потребителей 0,4 кВ;
- выбор схемы подключения потребителей 0,4 кВ для качественного и бесперебойного электроснабжения;
- выбор аппаратов 0,4-6 кВ и их проверка;
- расчёт токов КЗ в проектируемой сети в соответствии с РД;
- выбор средств РЗА для сетей 6 кВ;
- расчёт надёжности проектируемой сети;
- расчет молниезащищённости;
- определение рационального варианта сети 6 кВ;
- описание мер безопасности при строительстве сетей 0,4-6 кВ

Определяются пути решения задач, для реализации цели проекта:

- Для расчета нагрузок потребителей 0,4 кВ, выбора схемы подключения потребителей 0,4 кВ используется инструкция по проектированию городских сетей.
- Расчёт токов КЗ в проектируемой сети проводится в соответствии с РД по определению уровня токов КЗ, используя определенные допущения.
- Надёжность сети 6 кВ рассчитывается аналитическим методом и обеспечивается использованием проводов СИП-3 на железобетонных опорах.
- Молниезащита рассчитывается в соответствии с Руководством по защите электрических сетей 6 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.
- Эффективность принятого варианта сети 6 кВ определяется по приведенным среднегодовым затратам.

Ожидаемые результаты:

- Выбранные и проверенные сечения проводов сети 0,4 – 6 кВ;
- Выбранные и проверенные устройства и аппараты 6 кВ устанавливаемые в центре питания;
- Рассчитанные уставки средств РЗА проектируемой сети;
- Высокая надёжность проектируемой сети 6 кВ в связи с использованием оптимальной конфигурации сети и современных материалов.

Ожидаемая эффективность проекта:

- Минимальные приведенные среднегодовые затраты на сооружение сети 6 кВ;
- Безотказная работа сети в течении нормативного срока эксплуатации оборудования (20 лет) с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

Расчёт и оформление проекта проводится в программах: Mathcad 2007; Microsoft Office Word 2007; Microsoft Office Excel 2007; Microsoft Office Visio 2007.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данной работе рассматривается проектирование системы электропитания 6-0,4 кВ для малоэтажной застройки микрорайона в районе 12, 13, 15 кварталов пгт. Ноглики.

Характеристика климата приводится по данным ГМС г. Ноглики, на которой с 1946 г осуществляются непрерывные наблюдения.

Среднегодовая температура воздуха положительная и составляет 2,2⁰С. Несмотря на островное положение, наиболее холодным месяцем в году является январь – среднемесячная температура -13,5⁰С. Абсолютный минимум приходится также на январь месяц и равен -39,0⁰С. Среднемесячная температура августа (самого теплого месяца) равна 17,2⁰С. Абсолютный максимум наблюдается в августе месяце и составляет 34,0⁰С. Первые отрицательные температуры наблюдаются в сентябре. В октябре среднемесячная температура еще положительная, но число дней с морозом достигает двенадцати.

Островное положение и муссонная циркуляция накладывают особый отпечаток на режим влажности воздуха района работ. В соответствии с годовым ходом температуры относительная влажность отмечается в августе (86%). Минимальная относительная влажность отмечается в ноябре (78%). Относительная влажность в течение всего года удерживается на высоком уровне, но особенно больших значений она достигает летом.

Атмосферное давление воздуха достигает максимума (1012 мб) в январе –феврале и минимума (1004 мб) в июле-августе.

Среднее количество осадков за год составляет 834,2 мм. В течение года осадки распределяются неравномерно. Основное количество 60-80% годовой суммы – выпадает в теплый период. В конце лета – начале осени осадки часто имеют ливневый характер. Наиболее дождливым месяцем является сентябрь (128,6 мм). Наименьшие месячные суммы осадков приходятся на февраль (31,7

мм). В отдельные годы, как месячные, так и годовые суммы осадков сильно меняются, и максимальные месячные суммы осадков могут в 2-4 раза превышать средние величины, [1].

Ведомость планируемых сооружений показана в таблице 1, [3].

Таблица 1 - Планируемые сооружения

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения
квартал 15		
Жилой дом по проекту	1	
Жилой дом существующий	1	
торгово-офисное здание	1	0,16 кВт/м ²
магазин	1	0,25 кВт/м ²
детский сад	2	0,46 кВт/место
канализационная насосная станция	1	
квартал 12		
многокв. Дом		
Жилой дом по проекту	1	0
Жилой дом существующий	1	0
торгово-офисное здание	1	0,16 кВт/м ²
магазин	1	0,25 кВт/м ²
спортклуб		
квартал 13		
многокв. Дом	0	0
Жилой дом по проекту	1	0
Жилой дом существующий	1	0
торговый комплекс		
школа		0,25 кВт/уч
центр детского творчества		0,46 кВт/уч
канализационная насосная станция		

Микрорайон №12,13,15 находится в пределах Северо-Сахалинской денудационной равнины на высокой правобережной террасе р. Тымь. Поверхность террасы ровная, рельеф пологий, со слабым уклоном в северо-западном направлении в сторону русла реки Тымь, рисунок 1.

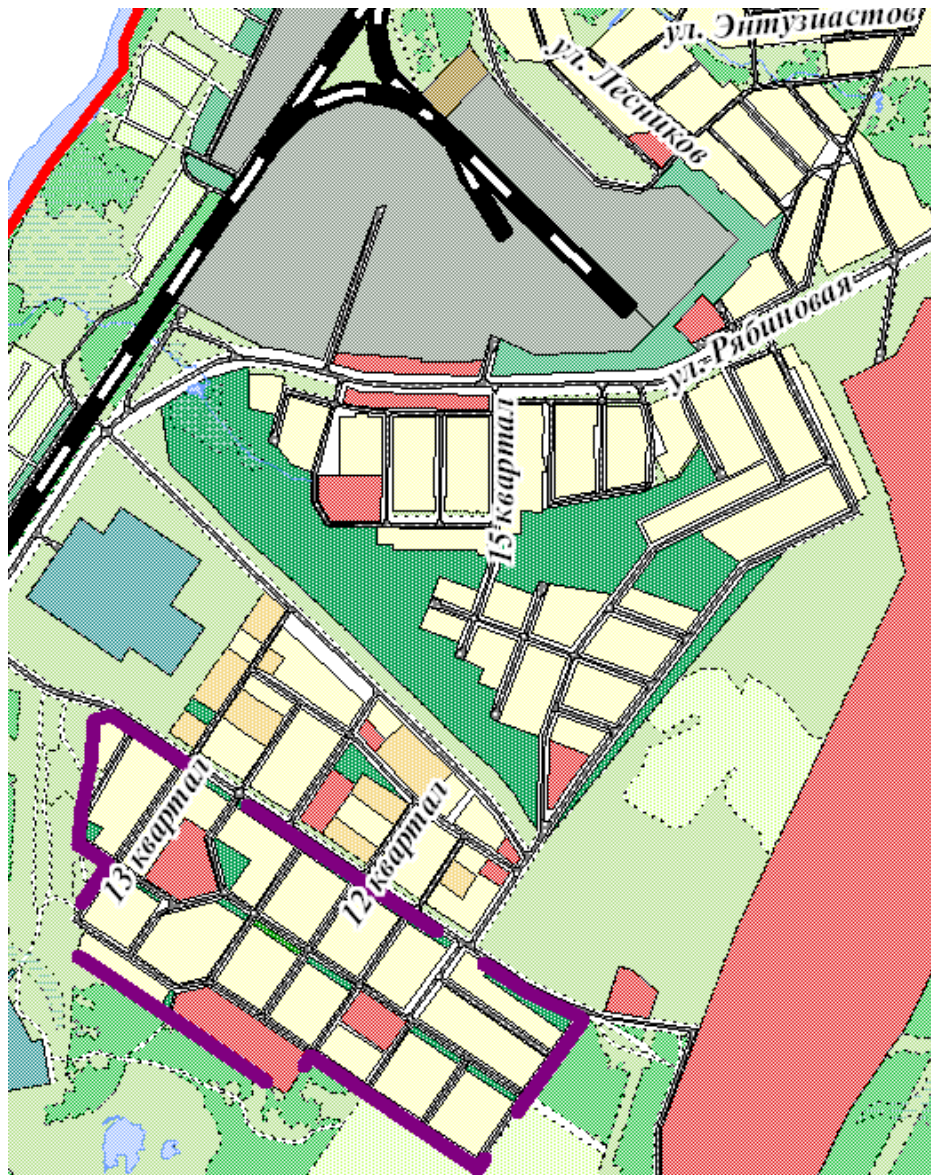


Рисунок 1 – Расположение района в структуре генерального плана

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Пгт Ноглики относится к малым городам по [5], так как его численность менее 50 тыс. жителей. Используем инструкцию по проектированию городских электрических сетей [4].

Проектом предусматривается электроснабжение и наружное освещение 12,13,15 квартала п.г.т. Ноглики. В соответствии с ПУЭ п. 1.2.18 и СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» п. 5.1 объект относится к I, II и III категории надежности электроснабжения. К I категории относятся – противопожарные устройства торгово-офисных зданий, детского сада-школы (система подпора воздуха, дымоудаления, пожарная сигнализация и оповещение о пожаре), аварийное освещение, к III категории жилые дома, наружное освещение, ко II категории – все остальные электроприемники.

Для соответствия оснащённости квартир современными бытовыми приборами используем данные таблицы 2 для нахождения расчётных нагрузок жилых домов с квартирами повышенной комфортности, [4].

Таблица 2 – Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв

	Количество квартир													
	1--3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62

Для промежуточного числа квартир удельные нагрузки жилых домов определяются интерполяцией при промежуточном значении аргумента x_1 , функция $f(x_1)$ определяется по формуле:

$$f(x_1) = f(x_0) + \frac{x_1 - x_0}{x_2 - x_0} \cdot (f(x_2) - f(x_0)). \quad (1)$$

Для примера при количестве квартир – 7, удельная мощность находится как, кВт/кв:

$$f(x_1) = 8,1 + \frac{7-6}{9-6} \cdot (6,7 - 8,1) = 7,63.$$

Рассчитаем аналогично удельную мощность квартир до значения 54, так как максимально ожидаемое количество подключенных домов по линии – 54 шт. Результаты покажем в таблице 3.

Таблица 3 – Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв

Количество квартир	Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв
1	2
7	7,63
8	7,17
10	6,43
11	6,17
13	5,7
14	5,5
16	5,17
17	5,03
19	4,78
20	4,67
21	4,55
22	4,43
23	4,32
25	4,14
26	4,09
27	4,03
28	3,98
29	3,92

Продолжение таблицы 3

1	2
30	3,86
31	3,81
32	3,75
33	3,69
34	3,64
35	3,58
36	3,53
37	3,47
38	3,41
39	3,36
41	3,28
42	3,25
43	3,23
44	3,2
45	3,18
46	3,15
47	3,13
48	3,1
49	3,08
50	3,05
51	3,03
52	3
53	2,98
54	2,95

Составляем план района проектирования, данные по проектируемым жилым зданиям сводим в таблицу 4.

Таблица 4 - Проектируемые жилые здания

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			tgφ	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8
квартал 15							
Жилой дом по проекту	1		14	2,8	14,3	0,2	3
Жилой дом существующий	1		10	2	10,2	0,2	3
квартал 12							
многокв. Дом			64,3	12,86	65,6	0,20	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Жилой дом по проекту	1	0	14	2,8	14,3	0,2	3
Жилой дом существующий	1	0	10	2	10,2	0,2	3
квартал 13							
многокв. Дом	0	0	64,3	12,86	65,6	0,2	3
Жилой дом по проекту	1	0	14	2,8	14,3	0,2	3
Жилой дом существующий	1	0	10	2	10,2	0,2	3

Проведем расчёт нагрузки для проектируемого жилого дома (квартал 15):

$$P_{P_{жд1}} = P_{уд кв} \cdot n_{кв},$$

$$P_{P_{жд1}} = 14 \cdot 1 = 14,$$

$$Q_{P_{жд1}} = P_{P_{жд1}} \cdot tg\varphi; \quad (2)$$

$$Q_{P_{жд1}} = 14 \cdot 0,2 = 2,8 \text{ кВАр},$$

$$S_{P_{жд1}} = \sqrt{P_{P_{жд1}}^2 + Q_{P_{жд1}}^2}; \quad (3)$$

$$S_{P_{жд1}} = \sqrt{14^2 + 2,8^2} = 14,3 \text{ кВА}.$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности для жилых домов, принимается 0,2 по инструкции [4].

Нагрузка силовых электроприёмников не учитывается, так как в проектируемом районе предусмотрен отдельный тепловой пункт и насосная станция.

2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий

Все электроприемники общественных зданий условно можно разделить на две группы: осветительные и силовые, [4]. В основных помещениях общественных зданий применяют светильники с люминесцентными лампами в исполнении, соответствующем условиям среды и выполняемой работы. Исполь-

зуют также металлогалогенные. натриевые, ксеноновые лампы для внутреннего и наружного освещения. Во вспомогательных помещениях (склады, кладовые) применяют лампы накаливания. К силовым электроприемникам относятся электроприемники механического и электротеплового оборудования, холодильных машин, подъемно-транспортного оборудования, санитарно-технических установок, связи, сигнализации, противопожарных устройств и др.

По инструкции задаётся удельная нагрузка общественных зданий в зависимости от количества мест/площади/посещаемости общественных зданий. Для примера, нагрузка садика на 95 мест:

$$P_{P \text{ садик}} = P_{уд} \cdot n_{мест}, \quad (4)$$

$$P_{P \text{ садик}} = 0,46 \cdot 95 = 43,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{P \text{ садик}} = P_{P \text{ садик}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (5)$$

$$Q_{P \text{ садик}} = 43,7 \cdot 0,25 = 10,92 \text{ кВАр},$$

$$S_{P \text{ садик}} = \sqrt{P_{P \text{ садик}}^2 + Q_{P \text{ садик}}^2}, \quad (6)$$

$$S_{P \text{ садик}} = \sqrt{43,7^2 + 10,92^2} = 45 \text{ кВА},$$

где $P_{уд}$ - удельная нагрузка садика по инструкции [4], принимается 0,46 кВт/место;

$n_{мест}$ - количество мест, по проекту предусмотрено 95 мест. В качестве мест может использоваться площадь/число посещений.

Результаты расчёта нагрузок общественных зданий сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки общественных зданий

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			tgφ	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8
квартал 15							
магазин	1	0,25 кВт/м ²	12,5	9,375	15,6	0,75	3
детский сад	2	0,46 кВт/место	43,7	10,925	45,0	0,25	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
квартал 12							
торгово-офисное здание	1	0,16 кВт/м ²	32	15,36	35,5	0,48	3
магазин	1	0,25 кВт/м ²	12,5	9,375	15,6	0,75	3
спортклуб			72,5	27,55	77,6	0,38	3
квартал 13							
торговый комплекс			320	153,6	355,0	0,48	3
школа		0,25 кВт/уч	75	28,5	80,2	0,38	3
центр детского творчества		0,46 кВт/уч	138	34,5	142,2	0,25	3

2.3 Расчёт электрических нагрузок промышленного сектора

Нагрузка промышленного сектора представлена канализационной насосной станцией. Нагрузка по этим потребителям предусмотрена проектом застройки и представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки промышленного сектора

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			tgφ	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
квартал 15							
канализационная насосная станция	1		105	45,15	114,3	0,43	2
квартал 13							
канализационная насосная станция			105	45,15	114,3	0,43	2

2.4 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения

Линии 0,4 кВ выполняем проводом СИП-2А. Прокладка осуществляется на железобетонных опорах вдоль проездов с одной стороны проезжей части.

Количество линий от комплектных ТП – до 8 присоединений. ВЛ-0,4 кВ выполняются одинарным проводом СИП-2А, используется магистральная схема.

2.5 Выбор площади сечения линий 0,4 кВ

Выбор проводим по нагреву длительно допустимым током

$$I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}} . \quad (7)$$

Расчётная нагрузка линии 1 от ТП1 определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_{P \text{ лин1 ТП1}} &= P_{\text{уд кв}} \cdot n_{\text{кв}}, \\ P_{P \text{ лин1 ТП1}} &= 5,7 \cdot 13 = 74,1 \text{ кВт}, \\ S_{P \text{ лин1 ТП1}} &= \frac{P_{P \text{ лин1 ТП1}}}{\cos \varphi}, \\ S_{P \text{ лин1 ТП1}} &= \frac{74,1}{0,98} = 75,57 \text{ кВА}, \end{aligned} \quad (8)$$

где $P_{\text{уд кв}}$ - удельная нагрузка квартиры, для 13 квартир по инструкции [4], принимается 5,7 кВт/кв;

$n_{\text{кв}}$ - количество квартир, подключенных по линии, по линии питается 13 домов.

Расчётный ток определяем по формуле:

$$\begin{aligned} I_{P \text{ лин1 ТП1}} &= \frac{S_{P \text{ лин1 ТП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}}; \\ I_{P \text{ лин1 ТП1}} &= \frac{75,57}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 109 \text{ А}. \end{aligned} \quad (9)$$

Принимается провод СИП-2А сечением 50 мм² с допустимым током 165 А, условие проверки:

$$I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}} ,$$

109 ≤ 165, условие выполняется.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результат показан в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор линий 0,4 кВ

№ ТП	№ линии	Здания, сооружения подключенные на линию 0,4 кВ	Кол-во потр-ей	S _p , кВА	P _p , кВт	I _p , А	Тип проводника:	Сечение, кв.мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 1	линия 1	13 домов	13	75,57	74,10	109	СИП	50
	линия 2	18 домов	18	89,95	88,20	130	СИП	50
	линия 3	22 дома	22	99,39	97,46	144	СИП	70
	линия 4	10 домов	10	65,57	64,30	95	СИП	35
	линия 5	20 домов	20	95,25	93,40	138	СИП	70
	линия 6	17 домов	17	87,20	85,51	126	СИП	70
ТП 2	линия 1	22 дома	22	99,39	97,46	144	СИП	50
	линия 2	33 дома	33	124,18	121,77	179	СИП	120
	линия 3	11 домов	11	69,21	67,87	100	СИП	25
	линия 4	торгово-офисное здание	1	35,50	32,00	51	СИП	25
ТП 3	линия 1	29 домов+офисное здание	18	102,69	100,70	148	СИП	120
	линия 2	11 домов + офис+магазин	11	114,60	112,37	166	СИП	120
	линия 3	8 домов	8	58,50	57,36	85	СИП	25
	линия 4	13 домов	13	75,57	74,10	109	СИП	50
	линия 5	садик	1	114,30	43,70	165	СИП	25
	линия 6	насосная	1	114,30	105,00	165	СИП	25
ТП 4	линия 1	20 домов +3 многокв	20	291,97	286,30	422	СИП	150
	линия 2	3 дома+офис+3 многокв	3	273,72	268,40	396	СИП	120
	линия 3	спортклуб	1	77,56	72,50	112	СИП	25
	линия 4	4 дома+4 многокв	4	315,51	309,20	456	СИП	150
	линия 5	12 домов+1 многокв	12	138,29	135,52	200	СИП	120
	линия 6	5 домов+2многокв+оф+маг	5	237,65	232,90	343	СИП	150
	линия 7	4 дома+3многокв	4	142,86	140,00	206	СИП	150
	линия 8	12 домов+1многокв	12	138,29	135,52	200	СИП	95

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 5	линия 1	10 домов +2 многокв	10	196,84	192,90	284	СИП	120
	линия 2	10 домов	10	65,61	64,30	95	СИП	50
	линия 3	торговый комплекс	1	354,95	320,00	513	СИП	95
	линия 4	20 домов	20	95,31	93,40	138	СИП	70
	линия 5	18 домов	18	85,78	84,06	124	СИП	70
	линия 6	12 домов+школа	12	149,20	146,22	216	СИП	120
	линия 7	насосная	1	114,30	105,00	165	СИП	25
ТП 6	линия 1	11 домов	11	69,26	67,87	100	СИП	25
	линия 2	12 домов	12	72,67	71,22	105	СИП	25
	линия 3	11 домов	11	69,26	67,87	100	СИП	25
	линия 4	9 домов	9	59,05	57,87	85	СИП	25
	линия 5	24 дома	24	101,39	99,36	147	СИП	120
	линия 6	21 дом	21	97,50	95,55	141	СИП	150
	линия 7	центр детского тв-а	1	142,25	138,00	206	СИП	70

2.6 Расчёт наружного освещения

Наружное освещение на воздушных линиях 0,4 кВ выполненных проводом СИП-2А осуществляется подключением отдельного осветительного провода к шинам ТП. Для освещения территории применены уличные светодиодные светильники ДКУ Street 110 мощностью 110 Вт. Потребление электроэнергии Street 110 в 3,5 раза ниже обычного светильника с разрядными лампами, обслуживание практически отсутствует.

Воспользуемся оценочным методом расчёта нагрузки освещения улиц от ТП1:

$$P_{освТП1} = P_{осв.уд} \cdot l, \quad (10)$$

$$P_{освТП1} = 7 \cdot 1,55 = 10,85 \text{ кВт},$$

где $P_{осв.уд}$ – удельная мощность нагрузки освещения принимаем 7 кВт/км, [4];

l – длина, км.

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ. Результат показан в таблице 8.

Таблица 8 - Нагрузка освещения улиц

Участок сети	Назначение	P_p , кВт	I_p , А	L, км
ТП 1	нагрузка освещения	10,85	16	1,55
ТП 2	нагрузка освещения	5,60	8	0,80
ТП 3	нагрузка освещения	7,70	11	1,10
ТП 4	нагрузка освещения	15,33	22	2,19
ТП 5	нагрузка освещения	11,20	16	1,60
ТП 6	нагрузка освещения	11,20	16	1,60

2.7 Расчёт электрических нагрузок ТП

Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП определяются по формуле:

$$P_{p \text{ ТП}} = P_{\text{зд.маx}} + \sum_1^n k_{yi} P_{\text{зди}} ; \quad (11)$$

где $P_{\text{зд.маx}}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП, кВт;

$P_{\text{зди}}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок, [4].

Рассмотрим порядок расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП-2.

От шин 0,4 кВ ТП-2 питаются в совокупности 66 квартир. По инструкции [4] удельная нагрузка квартир принимается 1,7 кВт/кв:

$$P_{p \text{ кв ТП2}} = 1,7 \cdot 66 = 112,2 \text{ кВт.}$$

Дополнительно от ТП-2 питаются:

- Торгово-офисное здание, $k_y = 0,8$;
- нагрузка освещения улиц, по таблице 12 $P_{\text{освТП2}} = 5,6$ кВт.

Определяем расчётную нагрузку на шинах ТП2:

Активная нагрузка:

$$P_{P\text{ ТП2}} = P_{P\text{ кВ ТП2}} + k_y \cdot P_{\text{морз}} + P_{\text{освТП2}}; \quad (12)$$

$$P_{P\text{ ТП2}} = 112,2 + 0,8 \cdot 32 + 5,6 = 143,4 \text{ кВт.}$$

Полная мощность приведенная к шинам 0,4 кВ ТП2:

$$S_{P\text{ ТП2}} = \frac{P_{P\text{ ТП2}}}{\cos \varphi};,$$

$$S_{P\text{ ТП2}} = \frac{143,4}{0,96} = 149,25 \text{ кВА.}$$

где $\cos \varphi$ - средний коэффициент мощности из числа отходящих линий.

Расчётные нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчётные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{P\text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$Q_{P\text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$S_{P\text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$
1	195,00	39	199
2	143,40	41	149
3	276,13	71	285
4	501,53	115	515
5	550,70	161	574
6	260,00	55	266

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

Учитывая категоричность потребителей (2-3 категория), расположение потребителей (упорядоченно вдоль дорог и проездов), нагрузки потребителей принимаем одно и двухтрансформаторные комплектные ТП киоскового типа мощностью до 1000 кВА, что позволит обеспечить категоричность потребителей при улови питания ТП с двух сторон, либо по резервированной магистральной схеме.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП1:

$$S_{P\text{ ТП1}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}}; \quad (13)$$
$$S_{P\text{ ТП1}} = \frac{199}{1 \cdot 0,8} = 249 \text{ кВА},$$

где $S_{\text{ТП}}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, по таблице 9, кВА;

n_T - число трансформаторов, принимаем 1 при наличии 3й категории потребителей по надёжности и бесперебойности электроснабжения;

$K_3^{\text{ОПТ}}$ - коэффициент загрузки, принимаем 0,8.

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

Выбранные трансформаторы ТМГ-250 проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП1:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}} \geq 0,5; \quad (14)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{199}{250 \cdot 1} = 0,8 \geq 0,5;$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)} \leq 1,5. \quad (15)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{199}{250 \cdot 1} = 0,8 \leq 1,5.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов

№ ТП	$S_{p, 0,4 \text{ кВ ТП}}, \text{кВА}$	$N_{\text{тр}}$	$K_3^{\text{опт}}$	$S_{p \text{ ТП}}, \text{кВА}$	$S_{\text{ном ТП}}, \text{кВА}$	$K_3^{\text{норм}}$	$K_3^{\text{па}}$
1	199	1	0,80	249	250	0,80	0,80
2	149	1	0,80	187	250	0,60	0,60
3	285	2	0,70	204	250	0,57	1,14
4	515	1	0,80	643	630	0,82	0,82
5	574	2	0,70	410	400	0,72	1,43
6	266	1	0,80	332	400	0,66	0,66

Все трансформаторы выбраны правильно, выбор большей мощности трансформаторов (1000 кВА) приведет к их недогрузу в нормальном режиме (0,3-0,45). Перегруз трансформаторов на 50% (1,5) в послеаварийном режиме допустим согласно ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов», [6].

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ТП

Применение УКМ позволяет:

- снизить общие расходы на электроэнергию;
- уменьшить нагрузку подводящих линий, трансформаторов и распределительных устройств;
- снизить тепловые потери тока и расходы на электроэнергию;
- снизить влияние высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- добиться большей надежности и экономичности распределительных сетей.

А также в существующих сетях:

- исключить генерацию реактивной энергии в сеть в часы минимальной нагрузки;
- снизить расходы на ремонт и обновление парка электрооборудования;
- увеличить пропускную способность системы электроснабжения потребителя, что позволит подключить дополнительные нагрузки без увеличения стоимости сетей;
- обеспечить получение информации о параметрах и состоянии сети.

Для каждой ТП определяется $tg\varphi$ по формуле для ТП-1:

$$tg\varphi_1 = \frac{Q_{p.ТП1}}{P_{p.ТП1}}.$$
$$tg\varphi_1 = \frac{39}{195} = 0.2.$$

Согласно приказу №380 Минэнерго допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

Требуемая мощность КУ для ТП-1, квар:

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = Q_{p.ТП1} - P_{p.ТП1} \cdot tg\varphi_{\text{пред}},$$

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = 39 - 195 \cdot 0,35 = -29,2.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 11.

Таблица 11 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	tgφ	Q _{тр} , квар	Мощность КУ, квар
ТП-1	0,20	-29,2	0
ТП-2	0,29	-8,8	0
ТП-3	0,26	-25,7	0
ТП-4	0,23	-60,0	0
ТП-5	0,29	-32,2	0
ТП-6	0,21	-36,3	0

Установка КУ марки АУКРМ-0,4 не производится на всех ТП.

5 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТП К ПС

Схему сети 6 кВ выполняют с учётом категории по надёжности потребителей, преимущественно по петлевым схемам [5].

Электроснабжение объекта капитального строительства п.г.т. Ноглики Сахалинская область, участок 3, квартал 12,13,15 осуществляется от ПС 35/6 кВ №4 "Промбаза" от яч.9, КРУН-6кВ путем прокладки ВЛ -6кВ. Уровень питающего напряжения принимается 6 кВ, как фактически используемого в системе электроснабжения пгт. Ноглики.

Согласно расставленным на плане ТП есть возможность выполнить петлевую схему по двум вариантам. Согласно [7], плечи петлевой схемы могут питать до трёх ТП мощностью свыше 630 кВА.

Подключение по варианту 1 показано на рисунке 2, по варианту 2 - рисунок 3.

В обоих вариантах исполнения сети 6 кВ категорийность ТП соблюдена, так как лучи схемы подключаются к разным шинам 6 кВ ЦП.

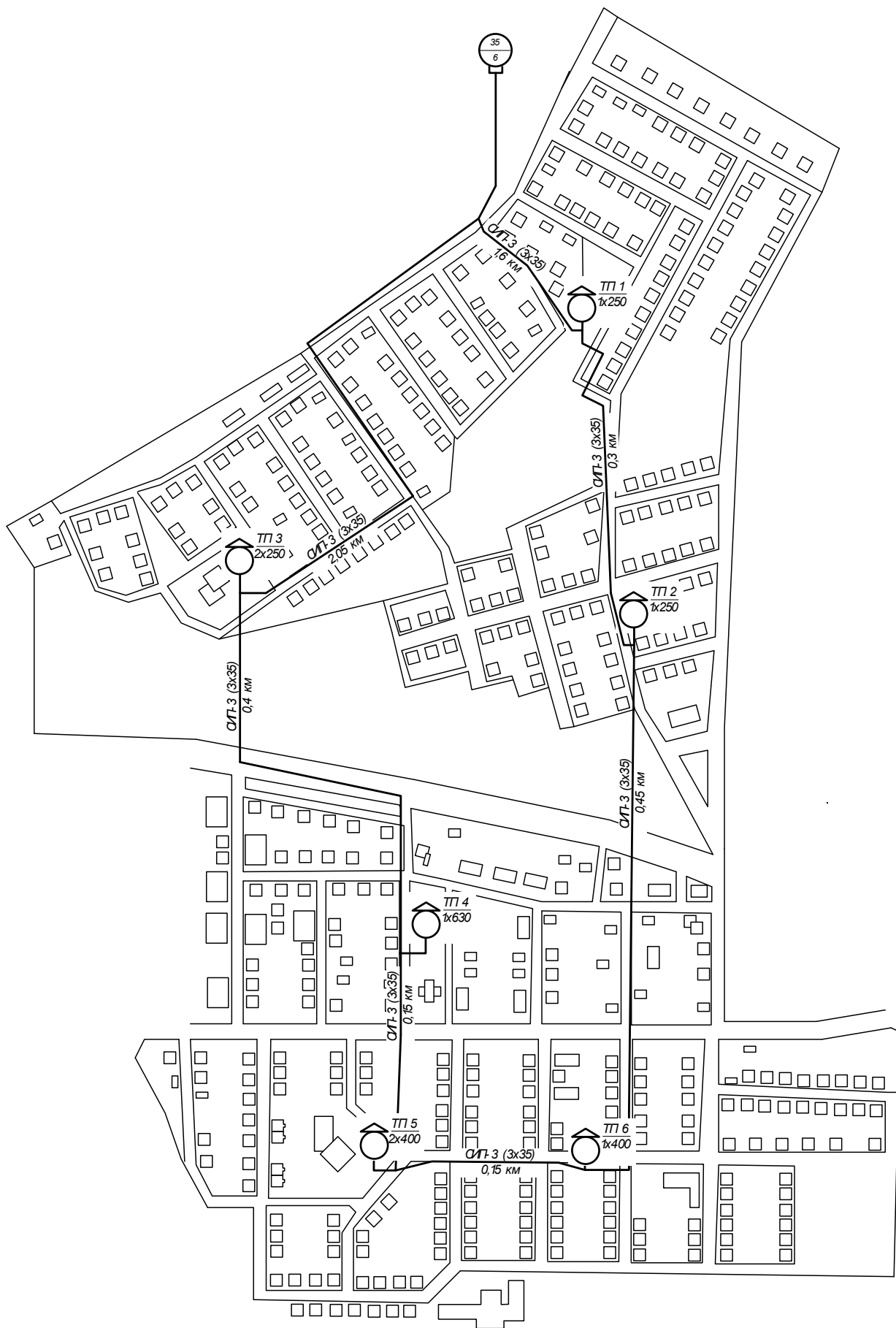


Рисунок 2 – Вариант схемы 6 кв №1

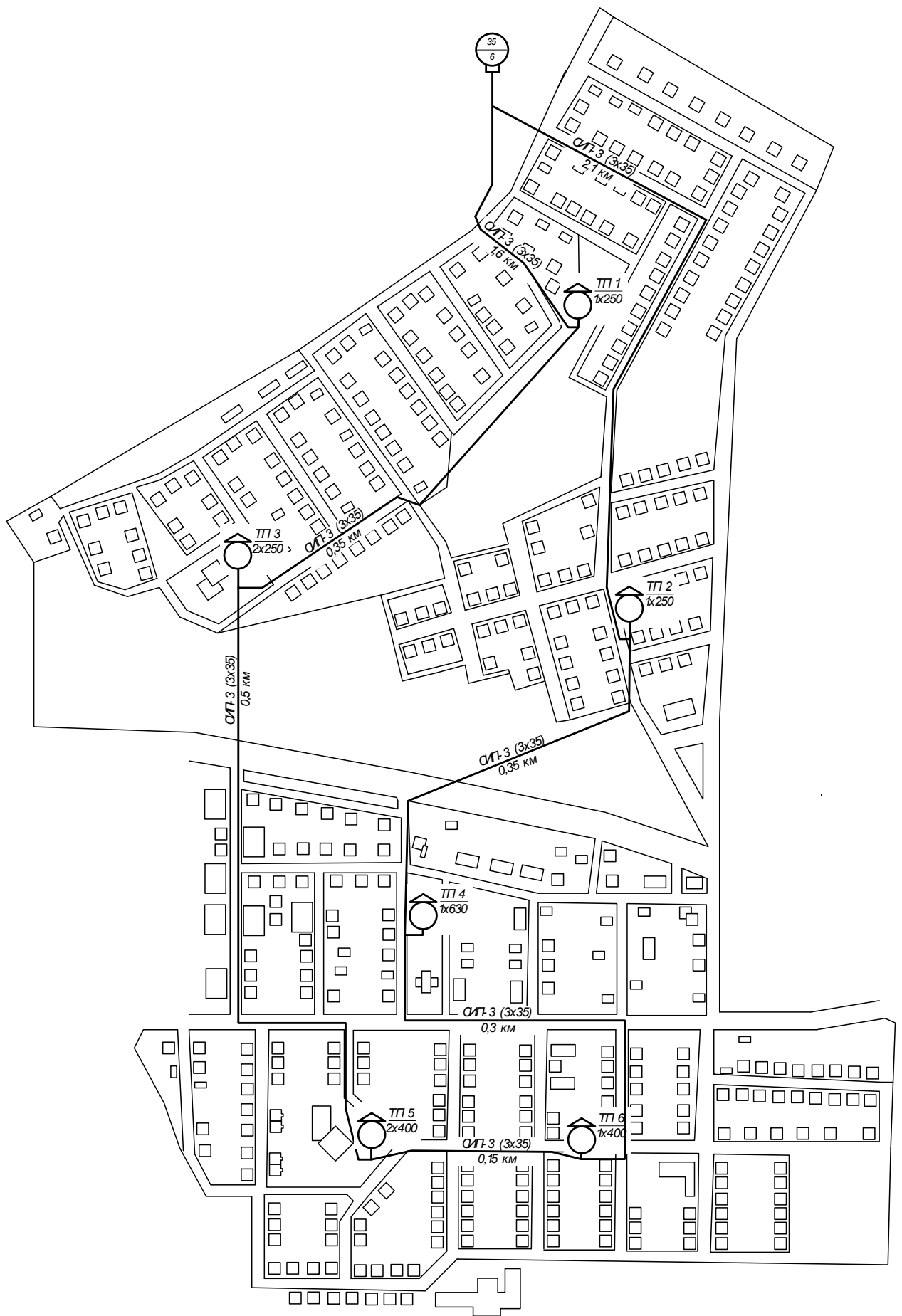


Рисунок 3 – Вариант схемы 6 кВ №2

5.1 Выбор сечений линий 6 кВ

Для определения нагрузок в сети 6 кВ необходимо воспользоваться данными о нагрузках на стороне 0,4 кВ ТП, таблица 9.

При помощи приведения нагрузок по формулам со стороны НН на сторону ВН ТП определим расчётный ток по линиям 6 кВ.

Полные активные потери определяются по следующей формуле, для двухтрансформаторной ТП-3:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K / 2; , \quad (16)$$

$$\Delta P_T = 0,82 \cdot 2 + 0,57^2 \cdot 3,7 / 2 = 2,2 \text{ кВт}$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина [8];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина [8].

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K / 2; , \quad (17)$$

$$\Delta Q_T = 5,6 \cdot 2 + 0,57^2 \cdot 11,3 / 2 = 13,3 \text{ квар} ,$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода, находим как:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}; , \quad (18)$$

$$\Delta Q_X = 250 \cdot \frac{2,3}{100} = 5,6 \text{ квар} ,$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина, %;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания. находим как

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (19)$$

$$\Delta Q_K = 250 \cdot \frac{4,5}{100} = 11,3 \text{ квар},$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, %.

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, суммируем с ранее определёнными нагрузками по формуле, для ТП1:

$$S_{вн\ ТП1} = \sqrt{(P_{ТП1} + \Delta P_{Т1})^2 + (Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП1})^2}; \quad (20)$$

$$S_{вн\ ТП1} = \sqrt{(276,13 + 2,2)^2 + (71 + 13,3)^2} = 297 \text{ кВА}.$$

Сведём результат в таблицу 12.

Таблица 12 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	$P_{р\ 0,4\ кВ}$ ТП, кВА	$Q_{р\ 0,4}$ кВ ТП, кВА	$S_{р\ 0,4\ кВ}$ ТП, кВА	$N_{тр}$	$S_{ном}$ ТП, кВА	$Kз$	$\Delta P_{х,}$ кВт	$\Delta P_{к,}$ кВт	$U_K,$ %	$I_X,$ %	$\Delta P_{т,}$ кВт	$\Delta Q_{т,}$ кВт	$P_{р\ 6\ кВ}$ ТП, кВА	$Q_{р\ 6\ кВ}$ ТП, кВА	$S_{р\ 6\ кВ}$ ТП, кВА
1	195,00	39	199	1	250	0,80	0,82	3,7	4,5	2,3	3,2	12,9	198	52	205
2	143,40	41	149	1	250	0,60	0,82	3,7	4,5	2,3	2,1	9,8	146	51	154
3	276,13	71	285	2	250	0,57	0,82	3,7	4,5	2,3	2,2	13,3	281	98	297
4	501,53	115	515	1	630	0,82	1,56	7,6	5,5	2	6,6	35,7	508	151	530
5	550,70	161	574	2	400	0,72	1,05	5,5	4,5	2,1	3,5	21,4	558	203	594
6	260,00	55	266	1	400	0,66	1,05	5,5	4,5	2,1	3,5	16,3	263	71	273

Расчётная нагрузка линий 6 кВ в соответствии с РД по расчёту городских нагрузок допускается определять по приближенному коэффициенту мощности $\cos \varphi = 0,98 (tg \varphi = 0,2)$.

Согласно [4], расчётная нагрузка линий 6 кВ определяется по формуле, для ЦП-ТП3-ТП4-ТП5 по варианту 1:

$$P_p = K_{совм} \cdot P_{ТП}, \quad (21)$$

$$P_p = 0,9 \cdot 1347 = 1212 \text{ кВт},$$

$$Q_P = \kappa_{COBM} \cdot Q_{ТП}, \quad (22)$$

$$Q_P = 0,9 \cdot 452 = 407 \text{ квар},$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \quad (23)$$

$$S_P = \sqrt{1212^2 + 407^2} = 1279 \text{ кВА}.$$

где κ_{COBM} - коэффициент совмещения максимумов нагрузок, $\kappa_{COBM} = 0,9$ [4];

$P_{ТП}, Q_{ТП}$ - суммарная нагрузка линии, принимается по таблице 12.

Расчётный ток линии находится по формуле:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_P = \frac{1279}{\sqrt{3} \cdot 6} = 123 \text{ А}.$$

В проекте используем провод марки СИП-3, [9]. Допустимый ток провода СИП-3 сечением 35 мм² 200 А.

Данные по вариантам сети 6 кВ сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Вариант сети 6 кВ №1 и №2

Вариант №1											
Участок сети	Р _{сум} , кВт	Q _{сум} , кВАр	S _{сум} , кВА	Ко	Р _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА	I _р , А	I _{доп} , А	марка провода	F, мм ²
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	1347	452	1421	0,90	1212	407	1279	123	200	СИП-3	35
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	607	174	632	0,90	546	157	569	55	200	СИП-3	35
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6-ТП5-ТП4-ТП3 аварийный режим	1954	626	2053	0,80	1563	501	1642	158	200	СИП-3	35
Вариант №2											
ЦП-ТП1-ТП3-ТП5	1037	353	1096	0,90	933	318	986	95	200	СИП-3	35
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6	917	273	957	0,90	825	246	862	83	200	СИП-3	35
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6-ТП5-ТП3-ТП1 аварийный режим	1954	626	2053	0,80	1563	501	1642	158	200	СИП-3	35

Потери напряжения линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5 оцениваем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{р\text{ лин}} \cdot r_{уд} \cdot l + Q_{р\text{ лин}} \cdot x_{уд} \cdot l}{N_{ц}} \cdot \frac{100}{U_{ном}}, \quad (24)$$

$$\Delta U = \frac{1212 \cdot 0,99 \cdot 2,6 + 407 \cdot 0,1 \cdot 2,6}{1} \cdot \frac{100}{6000} = 8,9\% ,$$

где $P_{р\text{ лин}}, Q_{р\text{ лин}}$ - расчётная нагрузка по линии, кВт, кВар;

$N_{ц}$ - число цепей линии;

$r_{уд}, x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км,

[9].

Данные по вариантам сети 6 кВ сводим в таблицу 14.

Таблица 14 – Проверка сети 6 кВ по вариантам №1 и №2

Вариант №1									
Участок сети	I_p, A	$I_{доп}, A$	марка провода	$F, мм^2$	$L, км$	$n_{ц}$	$R_{л}, Ом/км$	$X_{л}, Ом/км$	$\Delta U_{л}, \%$
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	123	200	СИП-3	35	2,6	1	0,99	0,10	8,9
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	55	200	СИП-3	35	2,4	1	0,99	0,10	3,6
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6-ТП5-ТП4-ТП3 аварийный режим	158	200	СИП-3	35	3,0	1	0,99	0,10	10
Вариант №2									
ЦП-ТП1-ТП3-ТП5	95	200	СИП-3	35	2,5	1	0,99	0,10	6,5
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6	83	200	СИП-3	35	2,8	1	0,99	0,10	6,4
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6-ТП5-ТП3-ТП1 аварийный режим	158	200	СИП-3	35	3,8	1	0,99	0,10	10

По данным таблица потеря напряжения не превышает величины 10%, что допустимо в отношении медленного изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013.

5.2 Технико-экономическое обоснование схемы сети 6 кВ

Выберем оптимальный вариант сети 6 кВ по приведенным затратам.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{Л} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{Л} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{Л}) \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где $E = 0,1$ - норматив дисконтирования, принимается 0,1;

$K_{Л}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость линий и выключателей соответственно;

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч, [10];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ЛЭП} = 0,5\%$;

$\Delta W_{Э}$ - потери электроэнергии в линиях 6 кВ.

Для линии ЦП-ТПЗ-ТП4-ТП5 рассчитываем потери энергии по формуле:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{р\ лин}^2 + Q_{р\ лин}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{уд} + i \cdot x_{уд}) \cdot l \cdot \tau, \quad (26)$$

$$\Delta W_{Л} = \frac{1212^2 + 407^2}{6^2} \cdot (0,99 + i \cdot 0,1) \cdot 2,6 \cdot 3979 = 463068 \text{ кВтч},$$

где τ – время максимальных потерь, ч, [4]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч} \quad (27)$$

где T_m – число часов максимума нагрузки, по инструкции для малых городов принимается 5500 ч.

Результаты расчёта потерь электроэнергии сведены в таблицу 15.

Таблица 15 - Результаты расчёта потерь электроэнергии в сети 6 кВ

Вариант №1							
Участок сети	P _p , кВт	Q _p , кВАр	L, км	n _ц	R _л , Ом/км	X _л , Ом/км	ΔW _л , кВтч
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	1212	407	2,6	1	0,99	0,10	463068
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	546	157	2,4	1	0,99	0,10	82759
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6-ТП5-ТП4-ТП3 аварийный режим	1563	501	3,0	1	0,99	0,10	866043
Вариант №2							
ЦП-ТП1-ТП3-ТП5	933	318	2,5	1	0,99	0,10	259284
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6	825	246	2,8	1	0,99	0,10	222350
ЦП-ТП2-ТП4-ТП6-ТП5-ТП3-ТП1 аварийный режим	1563	501	3,8	1	0,99	0,10	1100902

Приведенные затраты для варианта 1 определяются как:

$$Z = 0,1 \cdot (260 + 581,4) + (0,005 \cdot 260 + 0,059 \cdot 581,4) + 1,9 \cdot (1411870) \cdot 10^{-3} = 2769 \text{ тыс. руб.}$$

Более подробно расчёт для обоих вариантов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение вариантов сети 6 кВ

№ Вар	1	2
N _{выкл} , шт	2	2
C _{выкл} , тыс руб	130	130
K _{выкл} , тыс руб	260	260
L _{СИП-3} , км	5,1	5,35
C _{СИП-3} , тыс руб	114	114
K _{СИП-3} , тыс руб	581,4	609,9
I _{экс} , тыс руб	3	3
I _{эксп выкл} , тыс руб	15	15
I _{ам} , тыс руб	42	43
ΔW _Э , кВт*ч	1411870	1582536
C _п руб/кВт*ч	1,9	1,9
I _п , тыс руб	2683	3007
Z, тыс руб	2769	3095

Вариант 2 дороже на 10%. Выбираем вариант 1.

6 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ДО 1 кВ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [11].

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ ведём в именованных единицах в соответствии с исходной схемой (рисунок 4), принимая за расчётные точки электрически ближайшие и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП, к примеру, для ТП-1 это потребитель №1 и №56 соответственно.

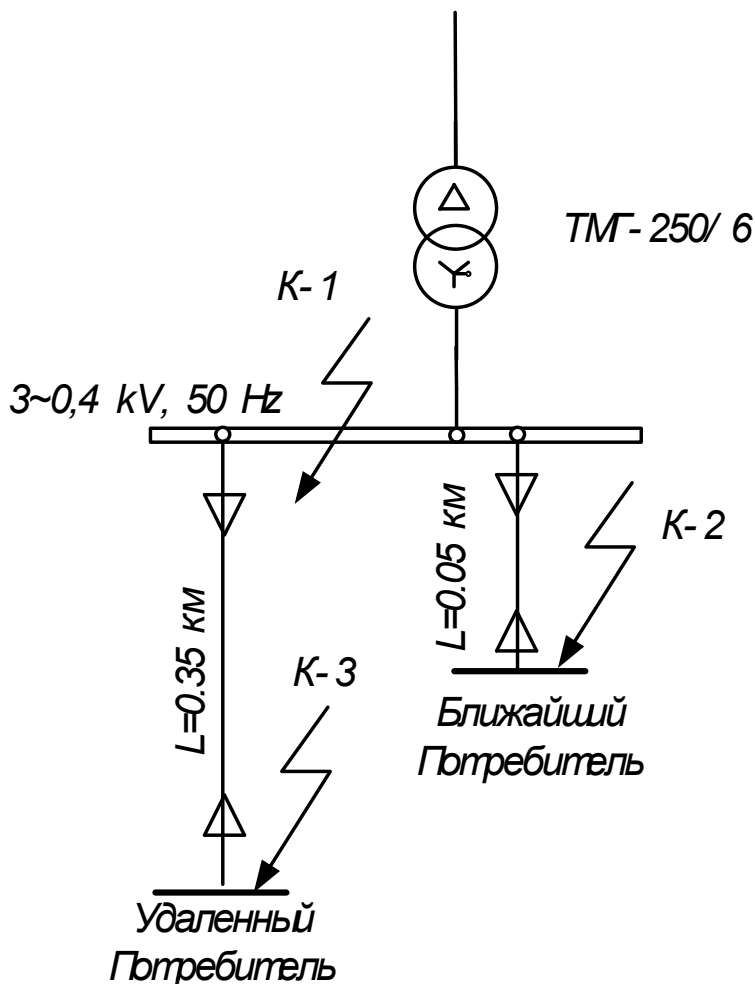


Рисунок 4— Исходная схема сети 0,4 кВ для ТП-1

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки на стороне ВН ТП, Ом:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}}; \quad (28)$$

$$x_c = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,022,$$

где U_{HH} - напряжение НН ТП, кВ.

Далее составляется схема замещения и определяются параметры схемы замещения, рисунок 5.

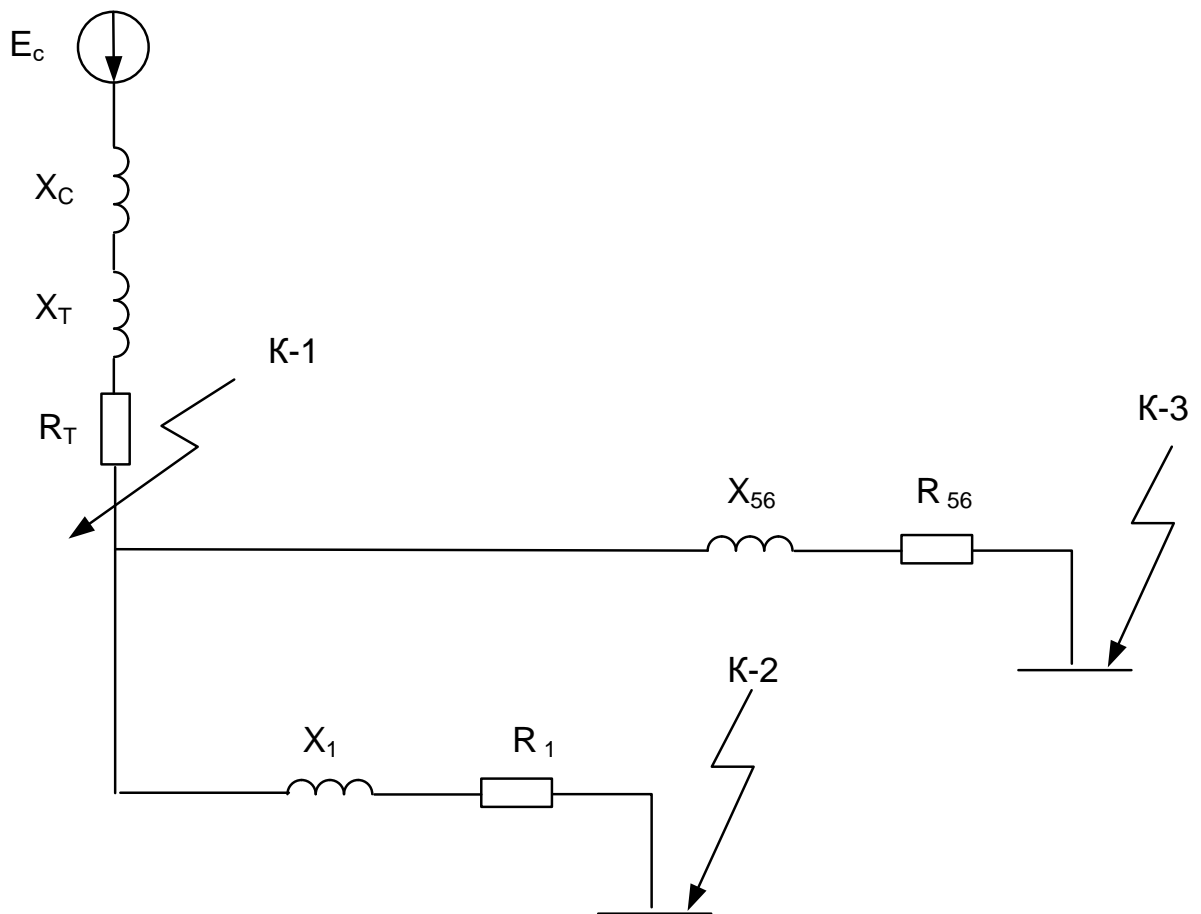


Рисунок 5 – Схема замещения сети 0,4 кВ

Активные и индуктивные сопротивления участков линий 0,4 кВ до ближнего и дальнего потребителя от шин 0,4 кВ ТП-1, Ом:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L;$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L,$$

$$X_{Л1} = x_{y\partial} \cdot L = 0,0641 \cdot 0,05 = 0,005 ;$$

$$R_{Л1} = r_{y\partial} \cdot L = 0,443 \cdot 0,05 = 0,01 ,$$

$$X_{Л1} = 0,032 \cdot 0,35 = 0,035 ,$$

$$R_{Л2} = 0,443 \cdot 0,35 = 0,04 ,$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМГ-250:

$$R_{ТМ250} = 0,0094,$$

$$X_{ТМ250} = 0,0272.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП1, кА:

$$I_{ПО К-1} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ТМ250})^2 + (X_{ТМ250} + x_C)^2}}, \quad (29)$$

$$I_{ПО К-1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0094)^2 + (0,0272 + 0,022)^2}} = 4,38,$$

$$I_{ПО К-2} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ТМ250} + R_{Л1})^2 + (X_{ТМ250} + x_C + X_{Л1})^2}},$$

$$I_{ПО К-2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0094 + 0,01)^2 + (0,0272 + 0,022 + 0,005)^2}} = 3,8,$$

$$I_{ПО К-3} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ТМ630} + R_{Л56})^2 + (X_{ТМ630} + x_C + X_{Л56})^2}},$$

$$I_{ПО К-3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0094 + 0,04)^2 + (0,0272 + 0,022 + 0,035)^2}} = 2,2,$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (30)$$

$$T_{K-1} = \frac{(0,0272 + 0,022)}{0,0094 \cdot 314} = 0,009 \text{ с},$$

$$T_{K-2} = \frac{(0,0272 + 0,022 + 0,005)}{(0,0094 + 0,01) \cdot 314} = 0,007 \text{ с}.$$

$$T_{K-3} = \frac{(0,0272 + 0,022 + 0,02)}{(0,0094 + 0,04) \cdot 314} = 0,004 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}, \quad (31)$$

$$K_{y\partial K-1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,009}} = 1,34,$$

$$K_{y\partial K-2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,007}} = 1,22,$$

$$K_{y\partial K-3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (32)$$

$$i_{y\partial K-1} = 1,34 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,38 = 8,3,$$

$$i_{y\partial K-2} = 1,22 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,9 = 6,7,$$

$$i_{y\partial K-3} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,3 = 3,6,$$

Для проверки чувствительности вставок предохранителей, дополнительно необходимо найти ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{ПО К1}}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0094 \cdot 3)^2 + (0,0272 \cdot 3)^2}} = 2,5,$$

$$I_{\text{ПО К-2}}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0094 + 0,01 \cdot 10)^2 + (0,0272 + 0,022 + 0,005 \cdot 4)^2}} = 2,6,$$

$$I_{\text{ПО К-3}}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0094 + 0,04 \cdot 10)^2 + (0,0272 + 0,022 + 0,02 \cdot 4)^2}} = 0,96,$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющих элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3-5 \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$, [11].

При расчёте принимаются некоторые допущения, касающиеся режимов работы оборудования, в частности: трёхфазная система симметрична, отсутствует неравномерность загрузки по фазам, подпитка от двигательных насосов не учтена, так как мощность двигателей 0,4 кВ меньше либо равна 100 кВт, насыщение магнитных систем трансформаторов не учитывается.

Расчёт ведётся по данному алгоритму для каждой ТП, результаты расчёта сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Токи КЗ в сети 0,4 кВ

Подстан- ция	$S_{тр\ ном},$ кВА	$L,$ км	$R_{л},$ Ом	$X_{л},$ Ом	$R_{т},$ Ом	$X_{т},$ Ом	$Z_{экв},$ Ом	$I_{по}^{(3)},$ кА	$I_{по}^{(1)},$ кА	$T,$ с	$K_{уд}$	$I_{уд},$ кА
ТП 3 (ши- ны НН)	250				0,0094	0,0272	0,05	4,4	2,5	0,009	1,34	8,3
ближний дом	250	0,05	0,02	0,005	0,0094	0,0272	0,06	3,5	1,8	0,003	1,05	5,2
удален- ный дом	250	0,40	0,18	0,04	0,0094	0,0272	0,21	1,1	1,0	0,001	1,00	1,5
ТП 5 (ши- ны НН)	400				0,0059	0,017	0,04	5,6	4,1	0,009	1,34	10,5
ближний дом	400	0,05	0,06	0,005	0,0059	0,017	0,08	2,8	0,9	0,001	1,00	3,9
удален- ный дом	400	0,35	0,06	0,035	0,0059	0,017	0,10	4,5	0,7	0,003	1,02	6,4
ТП 1 (ши- ны НН)	250				0,0094	0,0272	0,05	4,4	2,5	0,009	1,34	8,3
ближний дом	250	0,05	0,01	0,005	0,0094	0,0272	0,06	3,9	2,6	0,007	1,22	6,7
удален- ный дом	250	0,35	0,04	0,035	0,0094	0,0272	0,10	2,3	1,0	0,004	1,10	3,6
ТП 6 (ши- ны НН)	400				0,0059	0,017	0,04	5,6	4,1	0,009	1,34	10,5
ближний дом	400	0,05	0,01	0,005	0,0059	0,017	0,05	4,8	3,0	0,006	1,17	8,0
удален- ный дом	400	0,40	0,05	0,04	0,0059	0,017	0,10	2,3	0,7	0,003	1,04	3,3

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ДО 1 КВ

7.1 Предохранители и автоматические выключатели

Выбор предохранителей производится по расчетному току. Для защиты фидеров 0,4 кВ принимаем предохранители марки НПН и ПН2.

Условие выбора на примере линии 1 ТП1:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (34)$$

$$109 \leq 150 \leq 250$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Выбирается предохранитель с неразборной вставкой типа ПН-2-250, ток вставки 150А. Применяются для защиты от коротких замыканий промышленных установок и сетей с номинальным напряжением 380В переменного тока 50 и 60Гц, а также для защиты проводов и кабелей от недопустимых перегрузок, рисунок 6.



Рисунок 6— Предохранители серии ПН-2

Выбор автоматического выключателя производится по расчетному току для примера на ТП1:

$$I_{ном. расч} \geq I_p,$$

$$400 \geq 287,$$

(35)

где I_p – максимальный рабочий ток.

Выбирается автоматический выключатель ВА 55-43 с номинальным током 400 А, рисунок 7.



Рисунок 7 – Автоматический выключатель ВА 55-43

Номинальные параметры предохранителей и автоматических выключателей показаны в таблице 18.

Таблица 18 – Номинальные токи предохранителей 0,4 кВ и автоматических выключателей 0,4 кВ

Тип коммутационного аппарата	$I_{ном}$, А
ПН2 –100	100,80
ПН2 –250	250,200,150
ПН2 –400	400,300
ПН2 –600	500,600
ВА 55-43	400,630,1000

Результаты выбора сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор предохранителей и автоматических выключателей 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	I_p , А	$I_{вст}$, А	Тип аппарата защиты
ТП 1	линия 1	109	150	ПН2 –250
	линия 2	130	150	ПН2 –250
	линия 3	144	150	ПН2 –250
	линия 4	95	100	ПН2 –100
	линия 5	138	150	ПН2 –250
	линия 6	126	150	ПН2 –250
	провод освещения	16	25	ВА 51-25
	шины ТП	287	400	ВА 55-43
ТП 2	линия 1	144	150	ПН2 –250
	линия 2	179	200	ПН2 –250
	линия 3	100	150	ПН2 –250
	линия 4	51	80	ПН2 –100
	провод освещения	8	25	ВА 51-25
	шины ТП	216	250	ВА 55-43
ТП 3	линия 1	148	200	ПН2 –250
	линия 2	166	200	ПН2 –250
	линия 3	85	100	ПН2 –100
	линия 4	109	150	ПН2 –250
	линия 5	165	200	ПН2 –250
	линия 6	165	200	ПН2 –250
	провод освещения	11	25	ВА 51-25
	шины ТП	412	630	ВА 55-43
ТП 4	линия 1	422	500	ПН2 –600
	линия 2	396	500	ПН2 –600
	линия 3	112	150	ПН2 –250
	линия 4	456	500	ПН2 –600
	линия 5	200	250	ПН2 –250
	линия 6	343	400	ПН2 –400
	линия 7	206	250	ПН2 –250
	линия 8	200	250	ПН2 –250
	провод освещения	22	25	ВА 51-25
	шины ТП	744	1600	ВА 55-43
ТП 5	линия 1	284	300	ПН2 –400
	линия 2	95	100	ПН2 –250
	линия 3	513	600	ПН2 –600
	линия 4	138	150	ПН2 –250
	линия 5	124	150	ПН2 –250
	линия 6	216	250	ПН2 –250
	линия 7	165	200	ПН2 –250
	провод освещения	16	25	ВА 51-25
	шины ТП	829	1600	ВА 55-43
ТП 6	линия 1	100	150	ПН2 –250
	линия 2	105	150	ПН2 –250
	линия 3	100	150	ПН2 –250
	линия 4	85	100	ПН2 –250
	линия 5	147	150	ПН2 –250
	линия 6	141	150	ПН2 –250
	линия 7	206	250	ПН2 –250
	провод освещения	16	25	ВА 51-25
	шины ТП	384	1600	ВА 55-43

Предохранители для потребителя 1 на ТП1 проверяются:

по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп};$$

$$150 \leq 900 \quad (36)$$

по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк};$$

$$3,9 \leq 20 \quad (37)$$

по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B;$$

$$2,6 \geq 0,45 \quad (38)$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

Потребитель	по согласованию с сечением проводника:		по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	I_B , А	$3I_{дл доп}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$3I_B$, кА
ТП 3 (шины НН)						
ближний дом	100	900	3,5	20	1,761	0,3
удаленный дом	200	900	1,1	20	1,021	0,6
ТП 5 (шины НН)						
ближний дом	150	900	2,8	20	0,862	0,45
удаленный дом	150	900	4,5	20	0,661	0,45
ТП 1 (шины НН)						
ближний дом	150	900	3,9	20	2,595	0,45
удаленный дом	150	774	2,3	20	0,963	0,45
ТП 6 (шины НН)						
ближний дом	150	774	4,8	20	2,972	0,45
удаленный дом	150	900	2,3	20	0,664	0,45

Таким образом, проверив предохранители на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

Автоматические выключатели на ТП1 проверяются:
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} ;$$

$$4,39 \leq 15 \quad (39)$$

по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц} ;$$

$$2,54 \geq 1 \quad (40)$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}$, кА	$1,25I_{расц}$, кА
ТП 3 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1,0
ТП 5 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1
ТП 1 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1,00
ТП 6 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	1,00

Проверяются автоматические выключатели в характерных точках сети. Для характерных точек сети защитные автоматы выбраны правильно.

7.2 Воздушные линии 0,4 кВ

Сечения проводов ВЛ выбраны ранее в п 2.5, далее необходимо проверить провода по допустимой потере напряжения по ГОСТ 32144-2013.

Проверка линий осуществляется по потере напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)) \cdot \frac{100}{U_{ном}} , \quad (41)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Для примера, проверим линию 1 на ТП1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 109 \cdot 0,25 \cdot (0,641 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot \frac{100}{400} = 8\%.$$

Проверим все линии, данные сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

Уча- сток сети	№ линии	I_p , А	Тип про- водника:	L , км	\cos φ	\sin φ	R , Ом/к м	X , Ом/к м	Потеря напряже- ния, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	линия 1	109	СИП	0,25	0,98	0,20	0,641	0,091	8,0
	линия 2	130	СИП	0,20	0,98	0,20	0,641	0,091	7,7
	линия 3	144	СИП	0,25	0,98	0,20	0,443	0,091	7,4
	линия 4	95	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	7,7
	линия 5	138	СИП	0,35	0,98	0,20	0,443	0,091	9,9
	линия 6	126	СИП	0,35	0,98	0,20	0,443	0,091	9,1
ТП 2	линия 1	144	СИП	0,20	0,98	0,20	0,641	0,091	8,5
	линия 2	179	СИП	0,35	0,98	0,20	0,253	0,088	7,6
	линия 3	100	СИП	0,10	0,98	0,20	1,2	0,091	5,4
	линия 4	51	СИП	0,15	0,90	0,43	1,2	0,091	3,9
ТП 3	линия 1	148	СИП	0,40	0,98	0,20	0,253	0,088	7,2
	линия 2	166	СИП	0,30	0,98	0,20	0,253	0,088	6,0
	линия 3	85	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	6,9
	линия 4	109	СИП	0,25	0,98	0,20	0,641	0,091	8,0
	линия 5	165	СИП	0,05	0,97	0,24	1,2	0,091	4,5
	линия 6	165	СИП	0,10	0,92	0,40	1,2	0,091	8,6

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 4	линия 1	422	СИП	0,24	0,98	0,20	0,206	0,088	10
	линия 2	396	СИП	0,20	0,98	0,20	0,253	0,088	9,6
	линия 3	112	СИП	0,10	0,93	0,36	1,2	0,091	5,9
	линия 4	456	СИП	0,20	0,98	0,20	0,206	0,088	9,1
	линия 5	200	СИП	0,40	0,98	0,20	0,253	0,088	9,7
	линия 6	343	СИП	0,45	0,98	0,20	0,206	0,088	9,4
	линия 7	206	СИП	0,35	0,98	0,20	0,206	0,088	7,2
	линия 8	200	СИП	0,25	0,98	0,20	0,32	0,088	7,5
ТП 5	линия 1	284	СИП	0,25	0,98	0,20	0,253	0,088	8,6
	линия 2	95	СИП	0,30	0,98	0,20	0,641	0,091	8,4
	линия 3	513	СИП	0,10	0,90	0,43	0,32	0,088	7,6
	линия 4	138	СИП	0,25	0,98	0,20	0,443	0,091	7,1
	линия 5	124	СИП	0,35	0,98	0,30	0,443	0,091	9,1
	линия 6	216	СИП	0,35	0,98	0,20	0,253	0,088	9,1
	линия 7	165	СИП	0,05	0,92	0,40	1,2	0,091	4,3
ТП 6	линия 1	100	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	8,2
	линия 2	105	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	8,6
	линия 3	100	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	8,2
	линия 4	85	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,091	7,0
	линия 5	147	СИП	0,40	0,98	0,30	0,253	0,088	7,3
	линия 6	141	СИП	0,40	0,98	0,20	0,253	0,088	6,8
	линия 7	206	СИП	0,20	0,97	0,24	0,443	0,091	8,5

Наибольшая потеря напряжения достигает значения 9,7%, все фидера проходят проверку.

8 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 КВ

Чтобы оценить значение токов КЗ в сети, проведём расчёт на электрически ближней и дальней к шинам ЦП ТП, [11].

В общем виде схема замещения сети 6 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 8. Определяем исходные данные для расчёта, сопротивление системы находим при отключающей способности выключателя 12,5 кА.

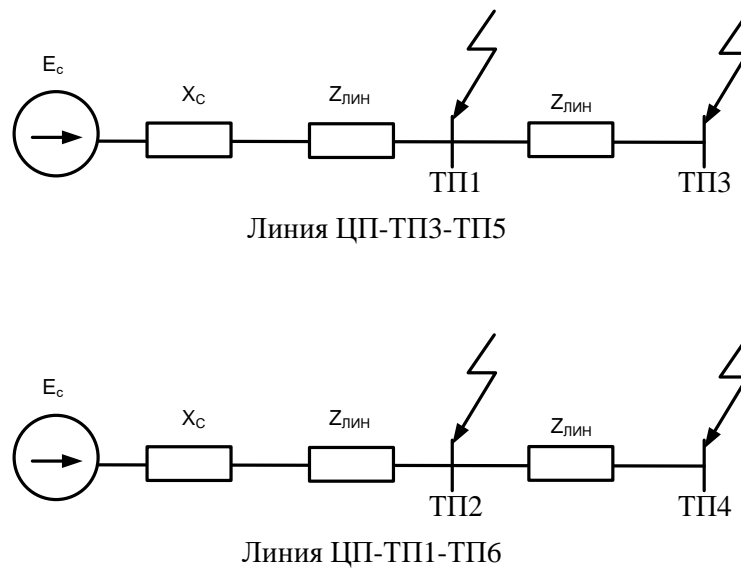


Рисунок 8 - Схема замещения сети 6 кВ

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, ,$$

$$x_c = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

где U_H - напряжение системы, кВ.

Сопротивления участков линий 6 кВ до ТП3:

$$R_{ЛТП1} = r_{уд} \cdot L, , \tag{42}$$

$$R_{ЛПЛ} = 0,99 \cdot 2,05 = 2,02 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛПЛ} = x_{y\delta} \cdot L, \quad (43)$$

$$X_{ЛПЛ} = 0,05 \cdot 2,05 = 0,1 \text{ Ом},$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТПЗ:

$$I^{(3)}_{ПО} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{Л})^2 + (x_C + X_{Л})^2}}, \quad (44)$$

$$I^{(3)}_{ПОТПЗ} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,02)^2 + (0,28 + 0,1)^2}} = 1,78 \text{ кА},$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (45)$$

$$T_{ТПЗ} = \frac{0,28 + 0,1}{2,02 \cdot 314} = 0,013 \text{ с},$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}, \quad (46)$$

$$K_{y\deltaТПЗ} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,013}} = 1,$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = K_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО}, \quad (47)$$

$$i_{удТПЗ} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,78 = 2,5 \text{ кА.}$$

Дополнительно для сети 6 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{поТП}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{поТП}^{(3)} \quad (48)$$

$$I_{поТПЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,78 = 1,55 \text{ кА.}$$

Расчёт ведётся по данному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Токи КЗ в сети 6 кВ

Линия	L, км	R _{уд} , Ом	R _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5									
ближняя ТП 3	2,05	0,99	2,02	2,04	1,78	1,55	0,013	1,00	2,5
дальняя ТП 5	2,6	0,99	2,56	2,58	1,41	1,23	0,017	1,0	2,0
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6									
ближняя ТП 1	1,6	0,99	1,58	1,60	2,27	1,98	0,010	1,0	3,21
дальняя ТП 6	2,35	0,99	2,32	2,33	1,56	1,36	0,015	1,0	2,21

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6 кВ

9.1 Выбор КРУ

Комплектные распределительные устройства КРУ К-63, далее КРУ, предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор или резистор нейтралью, [12].

КРУ применяются в качестве распределительных устройств напряжением 6 кВ, трансформаторных подстанций 110/35/6 кВ, 110/6 кВ, 35/6 кВ и 6/0,4 кВ, а также в распределительных пунктах.

Условия эксплуатации КРУ:

– КРУ предназначены для работы внутри помещений при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м;
- сейсмостойкость по шкале MSK-64 до 9 баллов;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не выше +40°C;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха не ниже -5°C;
- относительная влажность воздуха 98% при температуре +25°C;
- тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металл.

КРУ может быть установлено в помещениях с температурой окружающего воздуха не ниже -25°C. В этом случае в шкафах КРУ предусматривается установка автоматических антиконденсатных нагревательных элементов, обеспечивающих нормальные температурные условия работы комплектующей аппаратуры.

КРУ могут устанавливаться в контейнерах, оборудованных системой обогрева и вентиляции. КРУ соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.4-75.

Отличительные особенности КРУ:

Шкаф КРУ с конденсаторной батареей мощностью 900 КВАР

Широкий диапазон номинальных параметров (номинальные токи 630-3150А, токи отключения 20-40кА;

Разветвленная сетка схем главных цепей с возможностью установки ТСН и КБ в ряду шкафов КРУ стандартного габарита;

Возможность установки двух групп ТН в пределах одного шкафа;

Изолированные отсеки (отсек выдвижного элемента, отсек присоединений, отсек сборных шин и вспомогательных цепей) как в пределах одного шкафа КРУ, так и относительно других шкафов;

Конструкция заземляющего разъединителя делает невозможным самопроизвольное замыкание заземляющих ножей и позволяет визуально контролировать положение ножей;

Увеличенный отсек присоединений, обеспечивающий удобство подключения кабелей и проведения регламентных работ;

Установка ТТНП в отсеке присоединений;

Возможность изготовления шкафов одно и двустороннего обслуживания.

Принимаем к установке данную марку КРУ, общий вид ячеек показан на рисунке 9.



Рисунок 9 – КРУ К-63

Для установки принимаем КРУ с током главных цепей 630 А для соблюдения условия выбора по допустимому току:

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

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

(49)

Линейная ячейка фидера ЦП-ТП3-ТП4-ТП5, А:

$$123 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Линейная ячейка фидера ЦП-ТП1-ТП2-ТП6, А:

$$55 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Аварийный режим работы петли, А:

$$158 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

9.2 Выключатели КРУ

На отходящих присоединениях устанавливаем выключатели ВВ-Тел-10-20 (31,5)/630 УЗ встраиваемые в КРУ.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (50)$$

по длительному току:

$$\begin{aligned} I_{норм} &\leq I_{ном}, \\ I_{мах} &\leq I_{ном}; \end{aligned} \quad (51)$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (52)$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя линии 1:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_k = 1,78^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 4,9 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$, с учётом ступени селективности 0,5 с для каждой ТП.

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{кном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл}, \quad (53)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (54)$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,78 + 1,78 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$3,5 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Результат выбора в таблице 24.

Таблица 24– Выбор выключателя 6 кВ линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 158 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,5 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 1,78 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 1,78 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 1,78 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для выключателя линии 2:

$$B_{\text{к}} = 2,27^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,27 + 2,27 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$4,4 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Результат выбора выключателя 6 кВ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6 показан в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор выключателя 6 кВ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 158 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 3,2 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,27 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,27 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,27 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

9.3 Разъединители 6 кВ

На отходящих присоединениях устанавливаем разъединители РЛНД-1-10-1- УХЛ1 с ПР-01. Управление разъединителем РЛНД осуществляется ручным приводом ПР-01, [12].

Проведем проверку по термической устойчивости разъединителя линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5:

$$B_{к} = 1,78^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 4,9 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к.ном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2\text{с};$$

Допустимый ток при аварийном режиме работы петли, А:

$$158 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Результат выбора разъединителя линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5 показан в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор 6 кВ разъединителя линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 158 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 10 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 2,5 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 156 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 4,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 1,78 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

Проведем проверку по термической устойчивости разъединителя линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6:

$$B_{к} = 2,27^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

Результат выбора разъединителя линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6 показан в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор 6 кВ разъединителя линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 158 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 10 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 3,2 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.ном} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,27 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

По данным сравнения выбранная марка разъединителя подходит.

9.4 Выключатели нагрузки 6 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВНП - 10/400. Паспортные данные берём в [12].

Проверим выключатели нагрузки для ТП1, так как на данной ТП наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ из всех линий.

$$B_{\kappa} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_{\kappa} = 2,27^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя нагрузки, принимаем

$$t_{\text{отк}} = 0.055\text{с};$$

$t_{\text{терм}}$ - время допустимого термического воздействия по номинальным данным, 1,0 с;

$I_{\text{терм}}$ - допустимый ток термического воздействия, по номинальным данным, 12,5 кА.

Результаты проверки сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{\text{P ТП}}$, А	I_{H} , А	$B_{\text{кр}}$, кА ² с	$B_{\text{кн}}$, кА ² с	$I_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
1	24	400	8	156	3,21	32
2	24	400	8	156	3,21	32
3	48	400	2	156	3,21	32
4	61	400	3	156	3,21	32
5	77	400	68	156	3,21	32
6	39	400	7	156	3,21	32

По данным сравнения выбранная марка выключателей нагрузки подходит.

9.5 Предохранители 6 кВ

На стороне 6 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [13]. Определяем ток на стороне ВН ТП1:

$$I_{P \text{ ВНТП}} = \frac{S_{\text{НОМ ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} .$$

$$I_{P \text{ ВНТП}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 24 \text{ А} .$$

Выбираем номинальный тока предохранителя 80 А, ток вставки принимаем 80 А.

Расчёт сведём в таблицу 29. Паспортные данные берём в [13].

Таблица 29 – Выбор предохранителей 6 кВ

№ ТП	S _{НОМ ТП} , кВА	I _{P ВНТП} , А	I _{НОМПР} , А	I _{ВСТ} , А	Тип предохранителя
1	250	24	80	50	ПКТ 101 – 6
2	250	24	80	50	ПКТ 101 – 6
3	250	48	80	50	ПКТ 101 – 6
4	630	61	80	80	ПКТ 101 – 6
5	400	77	80	80	ПКТ 101 – 6
6	400	39	80	50	ПКТ 101 – 6

По данным сравнения выбранная марка предохранителей подходит.

9.6 Трансформаторы тока

Выбор трансформаторов тока производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \tag{55}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

по длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \tag{56}$$

$$158 \text{ А} \leq 200 \text{ А}.$$

по классу точности:

$$K_{\text{трэб}} \leq K_{\text{ном}},$$

$$0,5 \leq 0,5.$$

Проверяем по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости, справочная величина.

Проверяем по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – 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 $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}},$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	РиМ 889.01	0.2		0.2
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.2	0.5	1.2

Из таблицы 30 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2},$$

$$Z_{2Н} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.2}{5^2} = 0.048 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.048 = 0.183 \text{ Ом}.$$

Проведем проверку по термической устойчивости ТТ линии ЦП-ТПЗ-ТП4-ТП5:

$$B_K = 1,78^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 4,9 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с}.$$

В КРУ устанавливаем ТТ марки ТОЛ 10-1. Результат выбора ТТ линии ЦП-ТПЗ-ТП4-ТП5 показан в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор трансформатора тока 6 кВ линии ЦП-ТПЗ-ТП4-ТП5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{P\text{макс}} = 158 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{макс}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 4,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 32 \text{ кА}$	$I_{УД} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

Для ТТ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6:

$$B_K = 2,27^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

Результат выбора ТТ ЦП-ТП1-ТП2-ТП6 линии показан в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор трансформатора тока 6 кВ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 158 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} = 2,27 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные ТТ проходят проверку по всем условиям.

9.7 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются как ТТ, но вторичная нагрузка ТН измеряется в ВА:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (57)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (58)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Составляем таблицу нагрузок (таблица 33) и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч.}}$.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр}}, \text{В*А}$	N	Cos φ	Sin φ	$S_{\text{потр}}$	
						P,Вт	Q,В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	РиМ 889.01	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	РиМ 889.01	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Приблизенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению (58), при этом должно соблюдаться условие (57).

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10У3 по [13].

По таблице 19:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 52 \text{ ВА}$	$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$
(для класса точности 0,5)		

ТН выбранной марки удовлетворяют условиям проверки.

9.8 Ограничители перенапряжения

Выбирается ОПН – РВ/TEL У1, в таблице 35 указываются условия проверки, [13].

Таблица 35 – Выбор ограничителей перенапряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $0,49 \text{ кДж/кВ}$	$U_{уст\text{ОПН}} = 6 \text{ кВ}$ класс энергоемкости 1	$U_H \geq U_{уст\text{ОПН}}$ $1 \geq 0,49$

Для определения энергоемкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n,$$

$$\mathcal{E} = \frac{43 - 12,6}{250} \cdot 12,6 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 4,9 \text{ кДж},$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 43 кВ в соответствии с [14];

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 12,6 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 250 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

$T = 7,94 \text{ мкс}$ - время распространения волны;

Удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{уст\text{ ОПН}}} \text{ кДж/кВ},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,9}{6} = 0,82 \text{ кДж/кВ},$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ.

9.9 Шины 6 кВ

Принимаются однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $60 \times 8 \text{ мм}^2$.

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле для ячейки КРУ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{8 \cdot 10^3}}{91} = 1 \text{ мм}^2.$$

Для ячейки КРУ линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{4,9 \cdot 10^3}}{91} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 10).

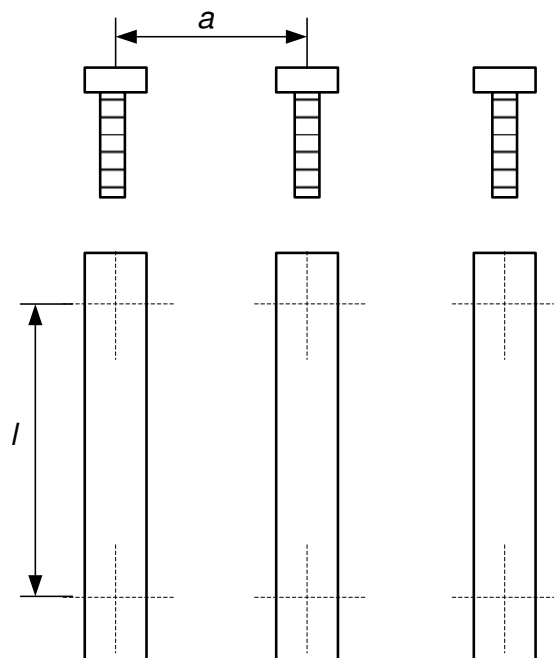


Рисунок 10 - Расположение шин

Минимальная длина пролёта l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{J}} = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1440}{480}}} = 1,2,$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4 - \text{момент инерции шины};$$

где b - ширина полосы шины, принимается 80 мм;

h - толщина полосы шины, принимается 8 мм;

q - поперечное сечение шины, равное 480 мм².

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУ К-63 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины ячейки КРУ линии ЦП-ТПЗ-ТП4-ТП5 определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2500^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 0,2 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета, м.

Для ячейки КРУ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{3210^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 0,3 \text{ МПа},$$

Выбранный тип шин проходит по всем условиям. Результаты проверки показаны в таблице 36-37.

Таблица 36 – Выбор жёстких шин 6 кВ ячейки КРУ линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 158 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 0,2 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 0,8 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

Таблица 37 – Выбор жёстких шин 6 кВ ячейки КРУ линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 158 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 0,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 1 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

Выбранные шины проверку проходят.

9.10 Выбор опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 3000$

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора для линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{2500^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 1,2 \text{ Н}.$$

Для линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{3210^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 2 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр}.$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Выбранный тип изолятора проходит по всем условиям. Результаты проверки показаны в таблице 38-39.

Таблица 38 – Выбор опорных изоляторов линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 1,2 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 2400 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таблица 39 – Выбор опорных изоляторов линии ЦП-ТП1-ТП2-ТП6

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 2 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 2400 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбранные изоляторы проверку проходят.

9.11 Проверка линий 6 кВ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bк}}{C_T}, \quad (59)$$

где $Bк$ - тепловой импульс, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - температурный коэффициент, равный 95.

$$Bк = I_{по}^{(3)2} \cdot t_{п},$$

где $I_{по}^{(3)}$ - значение тока трёхфазного КЗ, посчитан в п.8, кА ;

t_{II} - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5 с;

$F_{СИПЗ\ факт}$ выбрано ранее, составляет 35 мм².

Для участка сети 6 кВ до ТП1:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} \cdot t_{II} ,$$

$$B_k = 2,27^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,5) = 8 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} ,$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{8 \cdot 1000000}}{95} = 30 \text{ мм}^2 .$$

Сечение линии проверку проходит. Результаты расчёта сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Проверка сечений кабелей 6 кВ

Линия	$I_{по}^{(3)}$, кА	t_i , с	K_T	F_{\min} , мм ²	$F_{СИПЗ\ факт}$, мм ²
ЦП-ТП5-ТП3					
ближняя ТП 3	1,78	(0,045 + 0,01 + 1,5)	95	23,3	35
дальняя ТП 5	1,41	(0,045 + 0,01 + 3,0)	95	26	35
ЦП-ТП2-ТП4					
ближняя ТП 1	2,27	(0,045 + 0,01 + 1,5)	95	30	35
дальняя ТП 6	1,56	(0,045 + 0,01 + 3,0)	95	29	35

Анализируя данные таблицы, видно что все ранее выбранные сечения линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

10 НАГРУЗКА ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

10.1 Расчётная нагрузка

Расчётная нагрузка ЦП, согласно [4], определяется по формуле:

$$P_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (P_{P\text{ ТП1}} + P_{P\text{ ТП2}} + P_{P\text{ ТП3}} + P_{P\text{ ТП4}} + P_{P\text{ ТП5}} + P_{P\text{ ТП6}}),$$

$$P_{P\text{ ЦП}} = 0,8 \cdot (1954) = 1563 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (Q_{P\text{ ТП1}} + Q_{P\text{ ТП2}} + Q_{P\text{ ТП3}} + Q_{P\text{ ТП4}} + Q_{P\text{ ТП5}} + Q_{P\text{ ТП6}}),$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = 0,8 \cdot (626) = 501 \text{ квар}.$$

где $\kappa_{\text{СОВМ}}$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, который зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, при числе трансформаторов 8 $\kappa_{\text{СОВМ}} = 0,8$ [4].

Полная нагрузка ЦП:

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{P_{P\text{ ЦП}}^2 + Q_{P\text{ ЦП}}^2},$$

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{1563^2 + 501^2} = 1642 \text{ кВА}.$$

10.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности способствует более экономичному расходу электроэнергии на ее передачу в связи с тем, что потери в элементах сети пропорциональны квадрату полного тока, который складывается из двух составляющих активной и реактивной. С помощью компенсации уменьшается реактивная составляющая и, вследствие чего, уровень потерь. Компенсация реактивной мощности на ТП производится только в том случае, если имеются промышленные потребители, поэтому в нашем случае такой вид компенсации не требуется.

Условием выбора конденсаторных батарей является обеспечение требуемого коэффициента мощности.

Требуемая реактивная мощность:

$$Q_{KV} = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \phi_{\Sigma}, \quad (60)$$

$$Q_{KV} = 501 - 1563 \cdot 0,4 = -124 \text{ квар} ,$$

где $\operatorname{tg} \phi_{\Sigma}$ - коэффициент реактивной мощности, задаваемый энергосистемой, для питающей ПС «Промбаза» с высшим напряжением 35 кВ $\operatorname{tg} \phi_{\Sigma} = 0,4$, [15].

КРМ после подключения нагрузки микрорайона не требуется.

11 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{180}, \quad (61)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 6 \cdot 5,1}{180} = 0,17 \text{ A}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 6 кВ;

L_K – суммарная длина ВЛ, 5,1 км.

Так как рассчитанные значения ёмкостного тока замыкания на землю не превышает допустимой [16] величины 10 А для сети 6 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

12 РАСЧЁТ НАДЕЖНОСТИ СЕТИ 6 кВ

Надежность системы зависит от надежности ее элементов; элемент— это часть системы, надежность которого изучается независимо от надежности составляющих его частей, [17].

Деление объектов на системы и элементы является условным и зависит от характера поставленной задачи. Например, воздушную линию электропередачи (ВЛ) можно рассматривать как систему, если анализируется влияние на надежность этой линии отдельных ее частей - опор, проводов, изоляторов, характеризующихся своими параметрами надежности; как элемент с усредненными по длине ВЛ параметрами надежности, если исследуется надежность СЭС, в состав которой входит данная ВЛ; как часть более крупного элемента, в который помимо ВЛ входят, например, ячейки распределительных устройств.

Выбор определенного объекта в качестве элемента имеет большое значение. С одной стороны, если объект будет слишком мал, то неизмеримо вырастут объемы статистической информации, нуждающиеся в обработке, снизится оперативность решения задачи. С другой стороны, если выбрать крупный объект, то может снизиться точность решения и не будет возможности оценить некоторые мероприятия, направленные на повышение надежности.

При анализе надежности СЭС в качестве элементов рассматриваются ЛЭП, электрооборудование (трансформаторы, выключатели, двигатели), функциональные узлы, т. е. обобщенные элементы, приводящие к одинаковым последствиям в результате отказа (ячейки распределительных устройств, шины подстанций и т. д.), а также производственные установки.

Для характеристики надежности элементов нужно установить наблюдение за их работой. Наблюдение начинается от момента $t = 0$ (т. е. момента пуска установки, продажи изделия) до окончания срока их функционирования.

В процессе функционирования элементов время от времени происходят отказы. Описать поведение элементов за время их работы можно, используя данные интенсивности отказов.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом, [18]. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности.

Интенсивность отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (62)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [19], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (63)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле, для трансформатора 10/0,4 кВ:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2}; \quad (64)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,00009132;$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{пр.нб}. \quad (65)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (66)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Вэкс}}}. \quad (67)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{с.АВР} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (68)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S/A_1'A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле, для нормальной схемы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (69)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0265} = 37,8 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (70)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,0265} = 4 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c \cdot T}{\omega_c} . \quad (71)$$

$$t_{BC} = \frac{0,00022 \cdot 60}{0,0265} = 0,5 \text{ с} .$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 , \quad (72)$$

$$W_{нед} = 1563 \cdot 0,00022 \cdot 8760 = 3138 \text{ кВт}\cdot\text{ч} .$$

Ограничения мощности определяется по выражению:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c , \quad (73)$$

$$P_{нед} = 1563 \cdot 0,00022 = 0,36 \text{ кВт} .$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению:

$$Y = C \cdot W_{нед} , \quad (74)$$

$$Y = 2,9 \cdot 3138 = 9101 \text{ руб} .$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,9 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (62) – (74) для нормальной схемы сети 6 кВ. Схемы замещения и схемы замещения для расчёта надёжности приведены на рисунках 11-12. Подробный расчёт показан в приложении А.

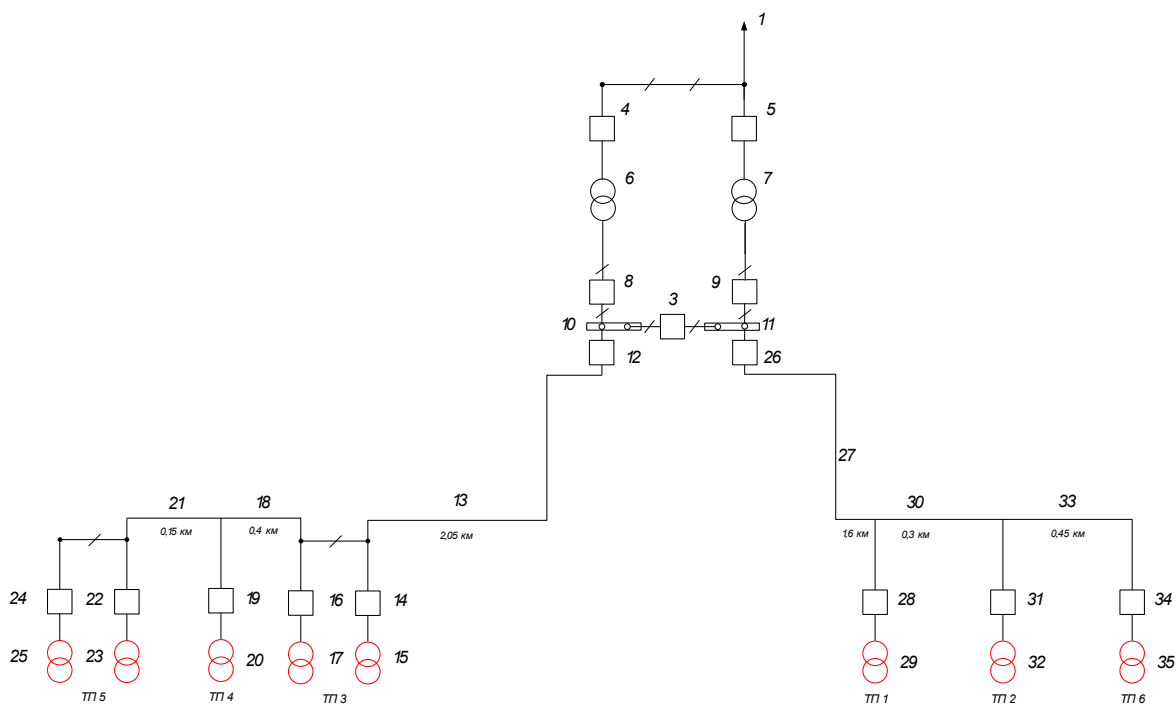


Рисунок 11 - Схема электроснабжения 6 кВ в нормальном режиме

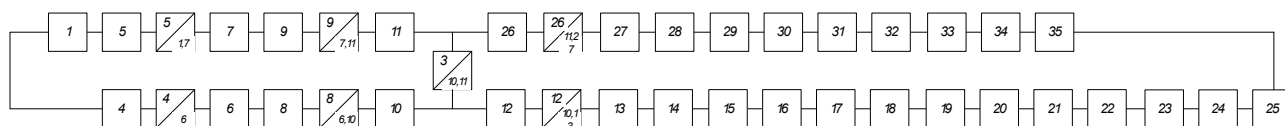


Рисунок 12- Схема замещения для расчёта надёжности в нормальном режиме

Расчёты произведены в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Результаты расчёта показаны в таблице 41. Таблица 41 – Результаты расчёта надёжности сети 6 кВ в нормальном режиме

Показатели надёжности	Значение показателя
Параметр потока отказов системы	0,0265
Коэффициент простоя системы	0,000022
Расчётное время безотказной работы, лет	4
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	3138
Ограничения мощности, кВт	0,36
Ущерб от недоотпуска за год, руб	9101

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям режиме менее 10 тысяч рублей, среднее время безотказной работы 38 лет, схема надёжна.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном проекте сети напряжением 6 кВ выполняются воздушными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). ТП, питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР), [20].

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Большинство фирм производителей оборудования РЗА прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электроавтоматики, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных реле.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97 [20].

К настоящему времени на линиях 6 кВ в эксплуатации имеются микроэлектронные и микропроцессорные устройства релейной защиты различных производителей - это устройства отечественного производства, такие как РС80М, УЗА, МРЗС, “Диамант”, Сириус и устройства зарубежных производителей: “Areva”(“Alstom”), “Microelettrica scientifica”, “Siemens”, “ABB” и др. Общей для них является тенденция все большего перехода на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство Сириус-2-Л предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Для примера рассчитаем защиту линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5. Используем ход расчёта подробно описанный в [21].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_{\tau} = \frac{I_{\text{ТТВН}}}{I_{\text{ТТНН}}},$$
$$n_{\tau} = \frac{200}{5} = 40 .$$

13.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (75)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 1,78 = 2 \text{ кА},$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [21];
 $I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах ТП2.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (76)$$

$$K_{ч} = \frac{1,23}{2} = 0,63 < 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{сх} \frac{I_{с.з.}}{n_T}, \quad (77)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{2000}{40} = 60 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{с.з.} \approx 0 \text{ с}$.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 42.

Таблица 42– Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	I_p , А	$I_{Н ТТ}$, А	$I_{с.з.}$ кА	n_T	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	1,78	1,23	123	150	1,963	30	65	0,63
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	2,27	1,36	55	150	2,500	30	83	0,54

13.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в} \quad (78)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$, [22];

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [22];

$k_{в}$ – коэффициент возврата, $k_{в} = 0,95$, [22];

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{с.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (79)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$, [22];

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{с.р.} = 232 \cdot 1 / (40) = 6 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{2}{0.232} = 5 \geq 1,5, \quad (80)$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t + t_{\text{ОТСЕЧКИ}}, \quad (81)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,025 + 0,5 + 0 = 0,525 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТСЕЧКИ}}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 43.

Таблица 43 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{н тт}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$, кА	$I_{\text{с.р.}}$, А	$K_{\text{ч}}$
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	1,78	1,23	123	150	0,232	8	5
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	2,27	1,36	55	150	0,232	8	6

13.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 6 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{ТНП.повр.л}} / k_{\text{ч}} \quad (82)$$

где $I_{\text{ТНП.повр.л}}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = I_{\text{ЗНЗ}} - I_{\text{повр.л}}, \quad (83)$$

где $I_{\text{ЗНЗ}}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{\text{ЗНЗ}} = 0,17$ А.

$I_{\text{повр.л}}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ЦП-ТП3-ТП4-ТП5 равен:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{1,35 \cdot 6 \cdot 2,6}{180} = 0,09 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен:

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = 0,17 - 0,09 = 0,08 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{\text{с.з.}} = 0,08 / 1,5 = 0,06 \text{ А.}$$

Для остальных линий результаты расчёта ЗНЗ сведём в таблицу 44.

Таблица 44 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$
ЦП-ТП3-ТП4-ТП5	0,09	0,08	0,06
ЦП-ТП1-ТП2-ТП6	0,08	0,09	0,06

13.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{\text{с.з.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,4 \cdot 6000 = 240 \text{ В.} \quad (84)$$

Выдержка времени АВР $t_{\text{АВР}}=0,525 + 0,5=1,025\text{с}$ отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений, [22].

14 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Рассчитаем заземляющее устройство КТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Порядок расчёта заземления ТП-1:

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (85)$$
$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 17 \text{ Ом},$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [14] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (86)$$
$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{80}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 2}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,7}} \right] = 18 \text{ Ом},$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (87)$$

$$R = \frac{17 \cdot 18}{0,75 \cdot (2 \cdot 17 + 4 \cdot 18)} = 4 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (88)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 17}{0,75 \cdot 2} = 11 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (89)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{2}{0,01} - 0,31 \right) = 1 \text{ мкГн/м},$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (90)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1 \cdot 2}{3 \cdot 2 \cdot 18} = 1,02,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\gamma\Gamma}, \quad (91)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,08 \cdot 18 = 19 \text{ Ом}.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (92)$$

$$R_u = \frac{19 \cdot 11}{0,75 \cdot (2 \cdot 19 + 4 \cdot 11)} = 3,4 \text{ Ом}.$$

По результату расчёта видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [16], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям. Устройство заземлителя КТП показано на рисунке 13.

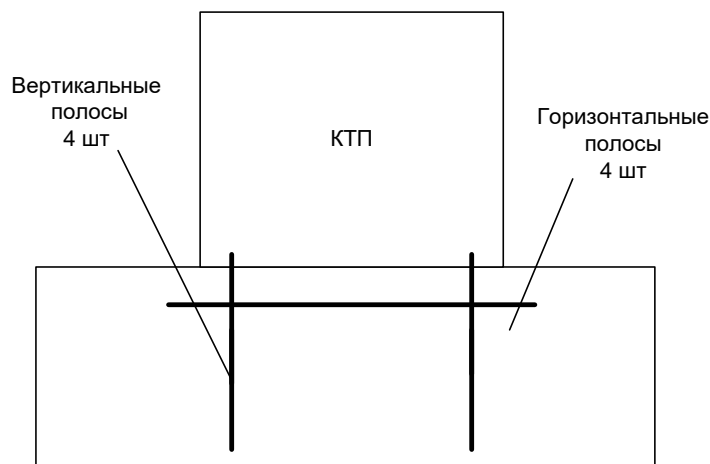


Рисунок 13 – Общий вид устройства заземлителя КТП

15 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Система электроснабжения выбранного района города, подлежащего застройке в соответствии с генеральным планом, должна сооружаться с соблюдением мер безопасности. В работе предусматривается использование ячеек РУ-6 кВ на ПС «Промбаза», сооружение ВЛ-0,4 кВ с изолированным проводом СИП, монтаж комплектных ТП.

При монтаже и эксплуатации РУ-6 кВ, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». К монтажу допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности. Необходимо также обеспечить безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

Согласно [23, 24], должно соблюдаться следующее:

- Электрооборудование распределительного устройства (РУ-10кВ) должно удовлетворять условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

- Необходимо контролировать соответствие класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройств защиты от перенапряжений - уровню изоляции электрооборудования.

- Температура воздуха внутри помещений РУ в летнее время должна быть не выше 40°C. В случае ее превышения должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха. Температура в помещении комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) должна быть в соответствии с эксплуатационной технической документацией изготовителя.

- Должны быть приняты меры, исключаяющие попадание животных и птиц в помещение РУ, камеры КРУ; покрытие полов должно быть таким, чтобы не происходило образования цементной пыли.

Помещение РУ, в котором установлены ячейки КРУ, а также помещения для их ремонта и технического обслуживания должны быть изолированы от других помещений и улицы. Стены, пол и потолок должны быть окрашены пыленепроницаемой краской. Помещения должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Уборка помещений КРУ должна производиться мокрым или вакуумным способом.

- Кабельные каналы и наземные лотки РУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемым материалом.

- За температурой контактных соединений шин в РУ должен быть организован контроль по утвержденному графику.

- Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше (в данном дипломном проекте РУ-6 кВ) должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами. Блокировочные замки с устройствами опломбирования должны быть постоянно опломбированы.

Схема и объем блокировочных устройств определяются: по РУ, находящимся в ведении диспетчера органа диспетчерского управления соответствующего уровня, решением технического руководителя энергосистемы, по остальным РУ - решением технического руководителя энергообъекта.

- Для наложения заземлений в РУ (РУ-6 кВ) должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи, если по условиям компоновки или конструкции заземляющие ножи не могут быть установлены, заземление будет осуществляться с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, - в черный.

- В РУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Для РУ, обслуживаемой оперативно-выездными бригадами (ОВБ), переносные заземления, средства по оказанию первой помощи, защитные и первичные средства пожаротушения могут находиться у ОВБ. Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, должны иметь стационарные площадки обслуживания.

- На дверях и внутренних стенках камер РУ, оборудовании, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

На дверях РУ должны быть предупреждающие знаки в соответствии с положениями правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

На металлических частях корпусов оборудования должна быть обозначена расцветка фаз.

- Осмотр оборудования РУ без отключения от сети должен быть организован в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 мес.

- Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленные в РУ, в которых температура окружающего воздуха может быть ниже допустимого значения, должны иметь устройства электроподогрева.

Масляные выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева днищ баков и корпусов, включаемым при понижении температу-

ры окружающего воздуха ниже допустимой по характеристикам масла.

- Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно плану застройки кварталов 12,13,15 пгт. Ноглики, разработана система электроснабжения 6-0,4 кВ.

Выполнено:

- Рассчитана нагрузка потребителей;
- Выбраны проводники 0,4-6 кВ и проверены по потере напряжения и устойчивости к токам КЗ;
- Для подключения к центру питания ПС «Промбаза» выбраны аппараты и проверены по устойчивости к токам КЗ, применяются ячейки тика КРУ К-63 в вакуумными выключателями ВВ-Тэл;
- Рассчитана надёжность проектируемой сети 6 кВ;
- Выбраны уставки срабатывания РЗиА;
- Выбраны способы молниезащиты, рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземлителя для соответствия требованиям ПУЭ;
- Рассмотрены меры безопасности при пожаре в электроустановках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://www.nogliki-adm.ru/documents/building/> (доступ от 10.01.2017)
2. URL:<https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%BE%D0%B3%D0%B%D0%B8%D0%BA%D0%B8> (доступ от 10.01.2017)
3. URL: <http://www.nogliki.net/> (доступ от 10.01.2017)
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
5. Козлов В. А. Электроснабжение городов/В.А.Козлов. -Ленинград.: Энергия, 2007.
6. URL:<http://www.gosthelp.ru/text/GOST1420997Rukovodstvo.html> (доступ от 10.01.2017)
7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2006 г.
8. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
9. URL: <http://sevcable.ru/sites/default/files/catalog/help/dop-tok-odn-zam.pdf> (доступ от 10.01.2017)
10. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования
11. URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/> (доступ от 10.01.2017)
12. URL: <http://sibelz.ru/catalog/id/42/> (доступ от 10.01.2017)
13. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК,1999.
14. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М. : Изд-во Стандартиформ. – 2014.

15. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
16. ПУЭ, Правила устройства электроустановок, 7-е издание. – М.:НТФ «ЭНАС», 2008. – 506 с.; ил.
17. Надежность систем электроснабжения. Зорин В. В., Тисленко В. В., Клеппель Ф., Адлер Г. — К.: Вища шк. Головное изд-во, 2004. — 192 с.
18. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
19. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.
20. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2007. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
21. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
22. Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
23. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утв. Министерства энергетики РФ от 13 января 2003 г. N 6)
24. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00.

Приложение А

Расчёт надёжности сети 6 кВ

Элегазовые выключатели 35 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{\text{Вэл35}} := 0.02$$

- среднее время восстановления T_v , ч

$$T_{v.\text{Вэл35}} := 20$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{Вэл35}} := 0.2$$

- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$T_{r.\text{Вэл35}} := 45$$

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{\text{кз}}$

$$a_{\text{кзэл35}} := 0.003$$

- относительная частота отказов выключателей $a_{\text{о.п}}$

$$a_{\text{о.п}_\text{эл35}} := 0.004$$

Разъединители 35 кВ:

$$\omega_{\text{раз35}} := 0.01$$

$$T_{v.\text{раз35}} := 11$$

$$\mu_{\text{раз35}} := 0.166$$

$$T_{r.\text{раз35}} := 8.15$$

Вакуумные выключатели 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{\text{Ввак}} := 0.004$$

- среднее время восстановления T_v , ч

$$T_{v.\text{Ввак}} := 8$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{Ввак}} := 0.083$$

- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$T_{r.\text{Ввак}} := 4$$

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{\text{кз}}$

$$a_{\text{кзвак}} := 0.0027$$

- относительная частота отказов выключателей $a_{\text{о.п}}$

$$a_{\text{о.п}_\text{вак}} := 0.0022$$

$$\omega_{\text{раз10}} := 0.01$$

$$T_{v.\text{раз10}} := 7$$

$$\mu_{\text{раз10}} := 0.166$$

$$T_{r.\text{раз10}} := 3.7$$

Воздушная линия 35 кВ (1 цепь, металич.опоры):

$$\omega_{\text{Л}} := 0.012$$

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год

$$T_{\text{в.л}} := 8.8$$

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$\mu_{\text{Л}} := 2.1$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$T_{\text{р.л}} := 14.5$$

- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч

Система шин 6 кВ:

$$\omega_{\text{сш}} := 0.03 \cdot 2$$

- средний параметр потока отказов w , 1/год

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$T_{\text{в.сш}} := 7$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{сш}} := 0.166 \cdot 2$$

- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч

$$T_{\text{р.сш}} := 5$$

$$\mu_{\text{сш}} = 0.332$$

Система шин 35 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{\text{сш35}} := 0.016$$

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$T_{\text{в.сш35}} := 5$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{сш35}} := 0.166$$

- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч

$$T_{\text{р.сш35}} := 4$$

Трансформатор 35 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{\text{тр35}} := 0.014$$

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$T_{\text{в.тр35}} := 70$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{тр35}} := 0.75$$

- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч

$$T_{\text{р.тр35}} := 28$$

Воздушные линии 6 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год

$$\omega_{\text{л6}} := 0.076$$

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$T_{\text{в.л6}} := 2$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{л6} := 0.17$$

- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$T_{р.л6} := 5$$

Трансформатор 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{тр6} := 0.016$$

- среднее время восстановления T_v , ч

$$T_{в.тр6} := 50$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{тр6} := 0.25$$

РУ 6 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{яч} := 0.0005$$

- среднее время восстановления T_v , ч

$$T_{в.яч} := 4$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{яч} := 0.1$$

- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$T_{р.яч} := 3$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л} := \frac{\omega_{л} \cdot 10 \cdot T_{в.л}}{8760}$$

$$q_{л} = 0.00012$$

$$q_{тр35} := \frac{\omega_{тр35} \cdot T_{в.тр35}}{8760}$$

$$q_{тр35} = 1.119 \times 10^{-4}$$

$$q_{сш} := \frac{\omega_{сш} \cdot T_{в.сш}}{8760}$$

$$q_{сш} = 4.795 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш35} := \frac{\omega_{сш35} \cdot T_{в.сш35}}{8760}$$

$$q_{сш35} = 9.132 \times 10^{-6}$$

$$q_{Вст_эл35} := \frac{\omega_{Вэл35} \cdot T_{в.Вэл35}}{8760}$$

$$q_{Вст_эл35} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{Вст_вак}} := \frac{\omega_{\text{Ввак}} \cdot T_{\text{В.Ввак}}}{8760}$$

$$q_{\text{Вст_вак}} = 3.653 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{раз35}} := \frac{\omega_{\text{раз35}} \cdot T_{\text{В.раз35}}}{8760}$$

$$q_{\text{раз35}} = 1.256 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{раз10}} := \frac{\omega_{\text{раз10}} \cdot T_{\text{В.раз10}}}{8760}$$

$$q_{\text{раз10}} = 7.991 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{тр6}} := \frac{\omega_{\text{тр6}} \cdot T_{\text{В.тр6}}}{8760}$$

$$q_{\text{тр6}} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{рзшин}} := 0.002$$

$$q_{\text{рзлин}} := 0.0018$$

$$q_{\text{рзтр}} := 0.0025$$

$$\omega_{\text{рзВ}} := 0.0012$$

$$q_{\text{л61}} := \frac{\omega_{\text{л6}} \cdot 2.6 \cdot T_{\text{В.л6}}}{8760}$$

$$q_{\text{л62}} := \frac{\omega_{\text{л6}} \cdot 2.4 \cdot T_{\text{В.л6}}}{8760}$$

$$q_{\text{л61}} = 4.511 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{л62}} = 4.164 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{яч}} := \frac{\omega_{\text{яч}} \cdot T_{\text{В.яч}}}{8760}$$

$$q_{\text{яч}} = 2.283 \times 10^{-7}$$

$$q_{\text{В5}} := q_{\text{Вст_эл35}} + q_{\text{раз35}} \cdot 2 \dots$$

$$+ a_{\text{кзэл35}} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{рзтр}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{\text{тр35}}) \cdot (1 - q_{\text{л}}) \right] \dots$$

$$+ a_{\text{о.п_эл35}} \cdot \frac{\mu_{\text{тр35}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{В5}} = 7.208 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{В4}} := q_{\text{В5}}$$

$$q_{B8} := q_{BCT_вак} \dots \\ + a_{кзвак} \cdot (1 + 0) \cdot \left[\left[1 - (1 - q_{рзтр}) \cdot (1 - q_{рзшин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{тр35}) \cdot (1 - q_{сш}) \right] \right] \dots \\ + a_{о.п.вак} \cdot \frac{\mu_{сш} + \mu_{тр35}}{8760}$$

$$q_{B8} = 3.927 \times 10^{-6}$$

$$q_{B9} := q_{B8}$$

$$q_{B3} := q_{BCT_вак} \dots \\ + a_{кзвак} \cdot (1 + 0) \cdot \left[\left[1 + (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзшин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш}) \cdot (1 - q_{сш}) \right] \right] \dots \\ + a_{о.п.вак} \cdot \frac{\mu_{сш} \cdot 2}{8760}$$

$$q_{B3} = 4.336 \times 10^{-6}$$

$$q_{B12} := q_{BCT_вак} + q_{раз10} \cdot 2 \dots \\ + a_{кзвак} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш}) \cdot (1 - q_{л61}) \right] \dots \\ + a_{о.п.вак} \cdot \frac{\mu_{сш} + \mu_{л6}}{8760}$$

$$q_{B12} = 1.976 \times 10^{-5}$$

$$q_{B26} := q_{BCT_вак} + q_{раз10} \cdot 2 \dots \\ + a_{кзвак} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш}) \cdot (1 - q_{л62}) \right] \dots \\ + a_{о.п.вак} \cdot \frac{\mu_{сш} + \mu_{л6}}{8760}$$

$$q_{B26} = 1.976 \times 10^{-5}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B8} + q_{B4} + q_{B12} + q_{л61} \dots \\ + q_{сш} + q_{тр6} \cdot 5 + q_{тр35} + q_{яч} \cdot 5$$

$$q_1 = 0.00076$$

$$q_2 := q_{B5} + q_{B9} + q_{B26} + q_{л} \dots \\ + q_{сш} + q_{тр6} \cdot 3 + q_{тр35} + q_{яч} \cdot 3$$

$$q_2 = 0.00065$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B5} := \omega_{Bэл35} + \omega_{рзВ} \cdot \omega_{л} \cdot \omega_{тр35} + a_{о.п.эл35} \cdot (\mu_{тр35} + \mu_{л})$$

$$\omega_{B5} = 0.031400202$$

$$\omega_{B4} := \omega_{B5}$$

$$\omega_{B8} := \omega_{Bвак} + \omega_{рзВ} \cdot \omega_{сш} \cdot \omega_{тр35} + a_{о.п.вак} \cdot (\mu_{тр35} + \mu_{сш})$$

$$\omega_{B8} = 0.006381408$$

$$\omega_{B9} := \omega_{B8}$$

$$\omega_1 := \omega_{сш} + \omega_{B8} + \omega_{B4} + \omega_{B8} + \omega_{л} \cdot 10 + \omega_{л6} \cdot (2.6) + \omega_{тр35} + 5\omega_{тр6} + 5\omega_{яч}$$

$$\omega_1 = 0.518$$

$$\omega_2 := \omega_{сш} + \omega_{B5} + \omega_{B9} + \omega_{B9} + \omega_{л} \cdot 10 + \omega_{л6} \cdot (2.4) + \omega_{тр35} + 3\omega_{тр6} + 3\omega_{яч}$$

$$\omega_2 = 0.47$$

Коэффициент

$$K_{пр1} := 1 - e^{\frac{-T_{р.тр35}}{T_{в.тр35}}}$$

$$K_{пр1} = 0.33$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{\frac{-T_{р.тр35}}{T_{в.тр35}}}$$

$$K_{пр2} = 0.33$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot K_{пр1} \cdot K_{пр2}$$

$$\omega_{сист} = 0.0265$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезАВР} := q_1 \cdot q_2 + K_{пр1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{пр2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{сбезАВР} = 0.00023$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{B8}) \cdot [(1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})]$$

$$p2 := (1 - q_{B3}) \cdot (0.91)$$

$$q_{сАВР} := q_{сбезАВР} \cdot p1 \cdot p2 + 0.5 \cdot (1 - p1) \cdot p2 + 0.5 \cdot (1 - p2) \cdot p1 + 0.5 \cdot (1 - p1) \cdot (1 - p2)$$

$$q_{сАВР} = 0.04693891$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПС} := q_{сбезАВР}$$

$$K_{ПС} = 0.00022923$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.99977$$

Время восстановления

$$t_{ВС} := \frac{K_{ПС} \cdot 60}{\omega_{сист}}$$

$$t_{BC} = 0.5$$

сек

Расчётное время безотказной работы

$$T_p := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}}$$

$$T_p = 4 \text{ лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}}$$

$$T_C = 37.8$$

лет

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1563 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1563 \cdot 8760 K_{\text{ПС}}$$

$$W_{\text{нед}} = 3138.6$$

КВт*ч

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1563 K_{\text{ПС}}$$

$$P_{\text{огр}} = 0.3583$$

КВт

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.9$$

$$Y_{\text{нед}} = 9101.8 \text{ руб}$$

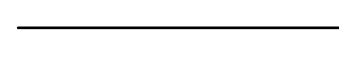
Приложение Б

ВКР.134168.13.03.02. ПЛ

Условные обозначения:



- ТП 6/0,4 кВ



- ВЛ 0,4 кВ



ВКР.134168.13.03.02. ПЛ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЛАН СЕТИ 0,4 КВ

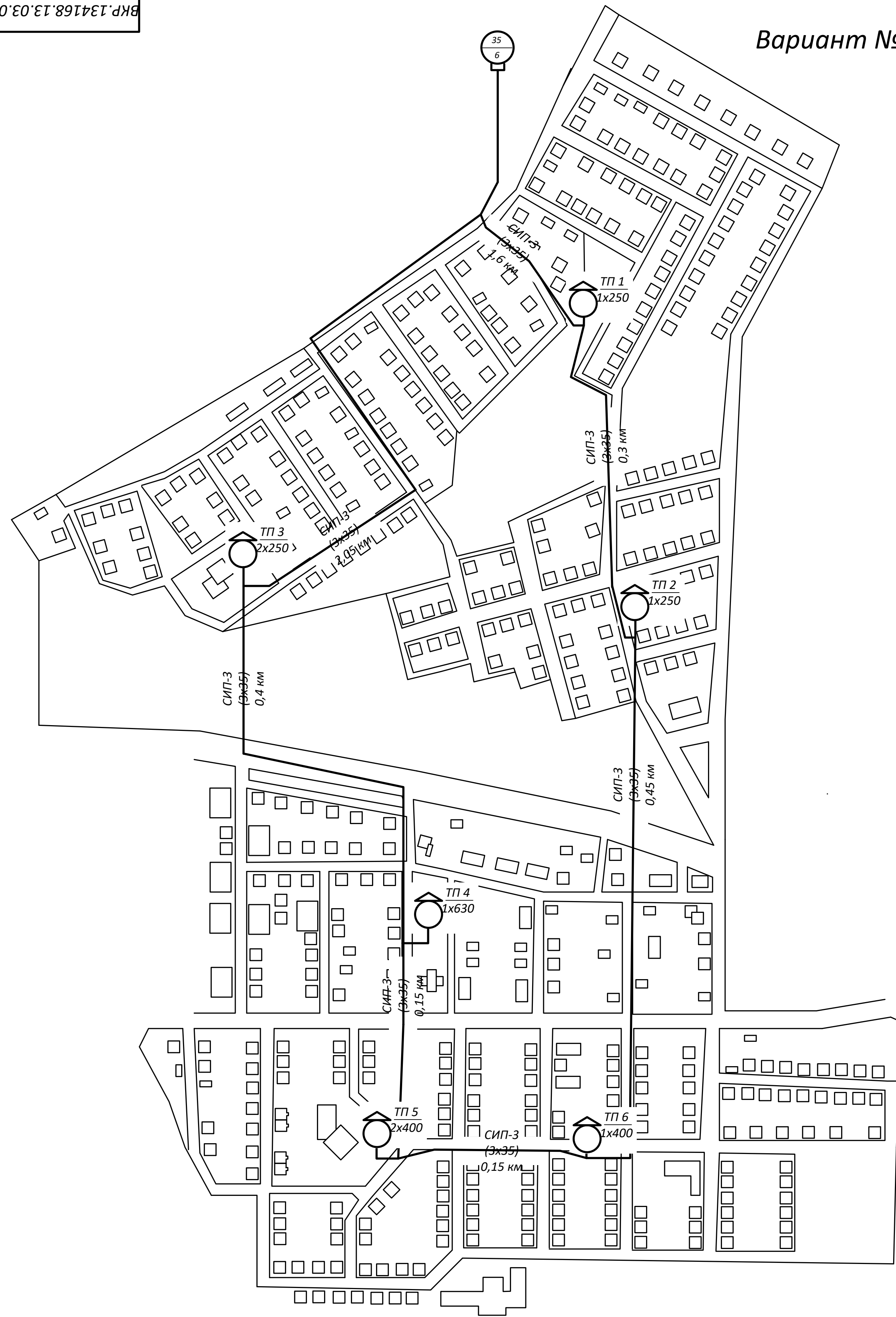
РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА НОЛЛИНИ
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО
СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15

Лит	Масса	Масштаб
Д		
Лист 1		Листов 6
АМГУ Кафедра Энергетики		

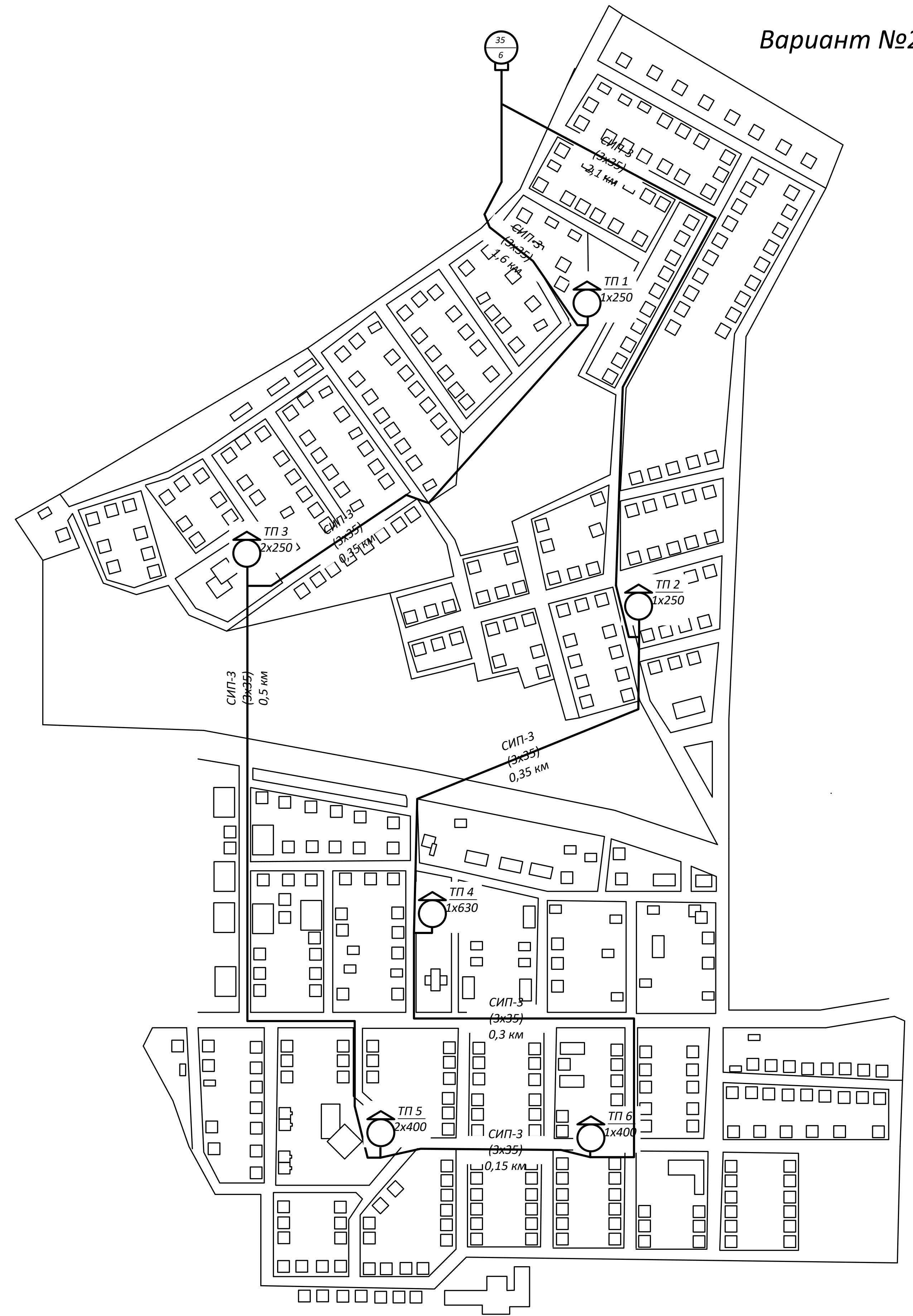
Приложение В

ВКР.134168.13.03.02. ПЛ

Вариант №1



Вариант №2

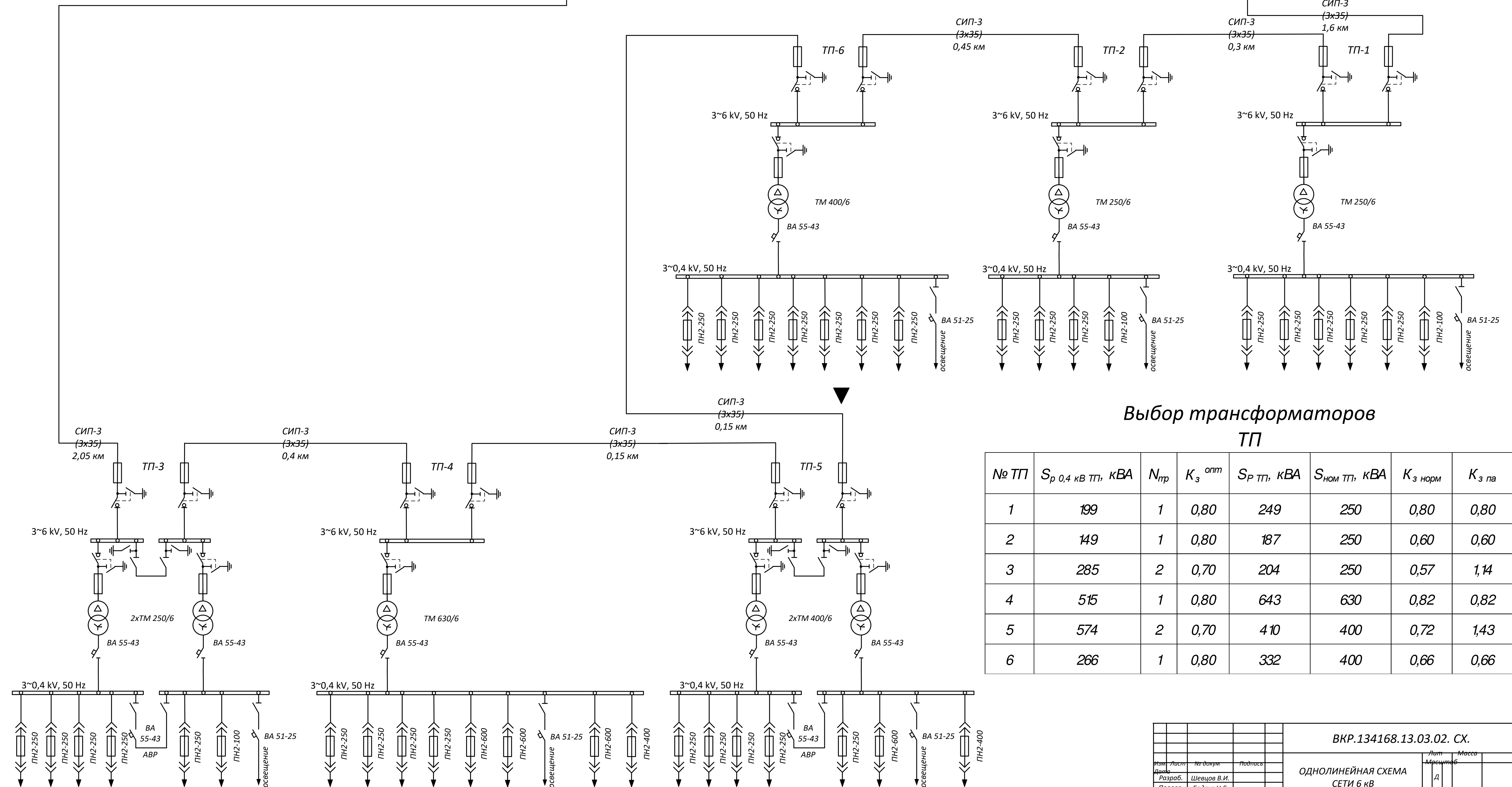


			ВКР.134168.13.03.02. ПЛ.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Лит.	Масштаб
				Д	1:1
Разраб.	Шевцов В.И.				
Провер.	Бадруг Н.С.				
Т. Контр.	Мясоедова				
Реценз.	Ю.В.				
Н. Контр.	Козлов А.Н.				
Утв.	Савина Н.В.				
ПЛАН СЕТИ 6 кВ по 1 И 2 ВАРИАНТУ			Лист 2 / Листов 6		
РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА НОГЛИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15			АМГУ Кафедра Энергетики		

Приложение Г

ВКР.134168.13.03.02.СХ

№ шкафа	21	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СШ-6 кВ БКРУ-6	3~6 kV, 50 Hz																			
Назначение	КРМ	ТСН	Ввод1 6 кВ	УПТОК	НУБР	Промбаз	резерв	резерв	ТН	СР	СВ	КРМ	ТН	резерв	станция	ирида	ноглики	ноглики2	Ввод2 6 кВ	ТСН
Выключатель, предохранитель	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3		ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6-12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3
ТТ,ТН	ТОЛ-6-1 150/5	ТМ-40/6	ТОЛ-6-1 400/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	НАМИ-6 6000/100		ТОЛ-6-1 400/5	ТОЛ-6-1 150/5	НАМИ-6 6000/100	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 400/5	ТМ-40/6



Выбор трансформаторов
ТП

№ ТП	S_p 0,4 кВ ТП, кВА	$N_{тр}$	K_3 $отм$	S_p ТП, кВА	$S_{ном}$ ТП, кВА	K_3 норм	K_3 па
1	199	1	0,80	249	250	0,80	0,80
2	149	1	0,80	187	250	0,60	0,60
3	285	2	0,70	204	250	0,57	1,14
4	515	1	0,80	643	630	0,82	0,82
5	574	2	0,70	410	400	0,72	1,43
6	266	1	0,80	332	400	0,66	0,66

ВКР.134168.13.03.02.СХ

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 6 кВ

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА НОГЛИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15

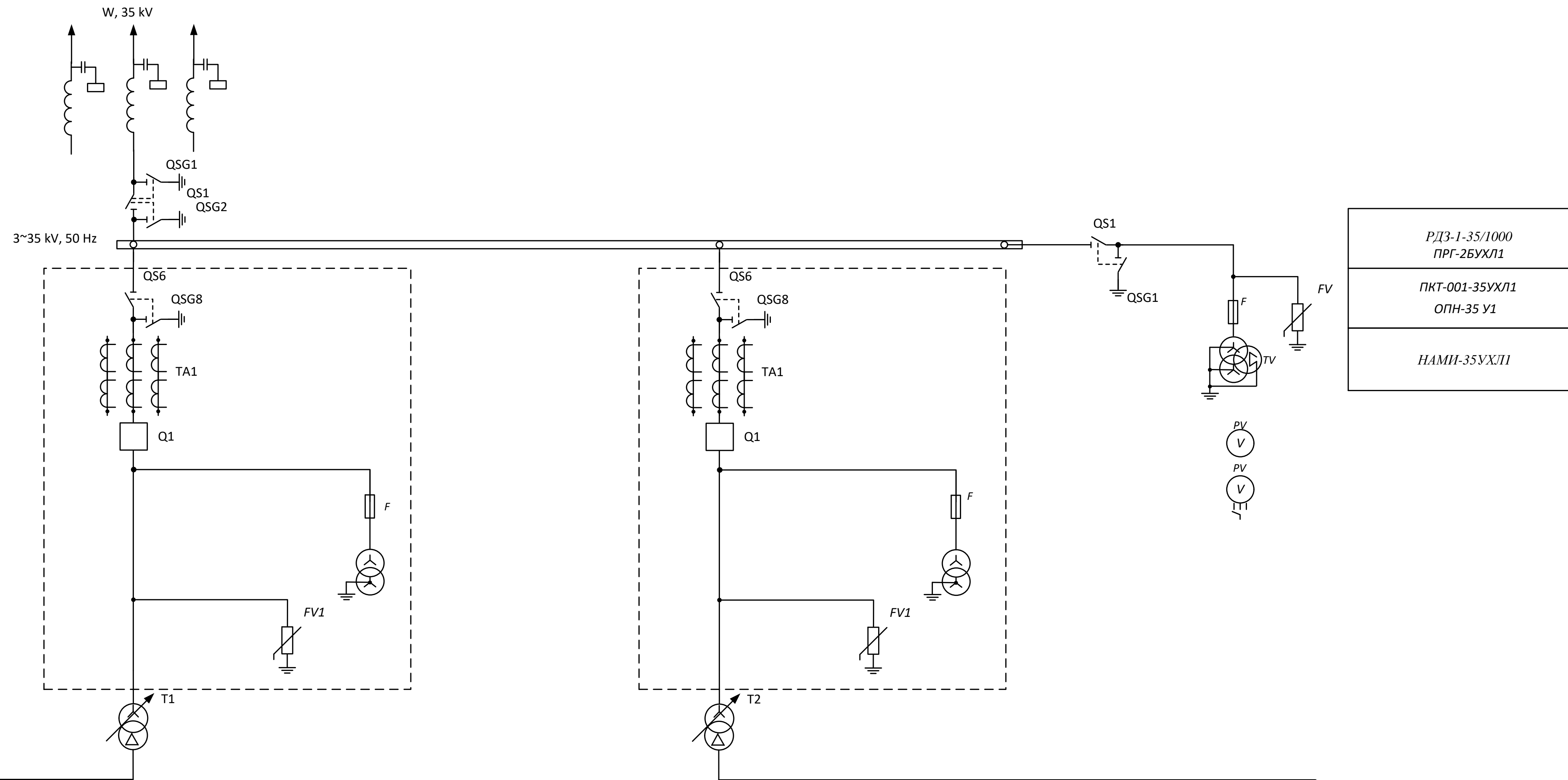
Лист 3 из 6

АМГУ
Кафедра Энергетики

Приложение Д

ВКР.134168.13.03.02. СХ.

СМК-35√3-0,0064У1 ВЗ-630-0,5
РДЗ-2-35/1000 ПРГ-2БУХЛ1
РДЗ-1-35/1000 ПРГ-2БУХЛ1
ВВУ-СЭЩ-35-20-1000 SPAC 810
ПКТ-001-35УХЛ1
ОМ-35/0,23
ОПН-35 У1
ТМН-4000/35

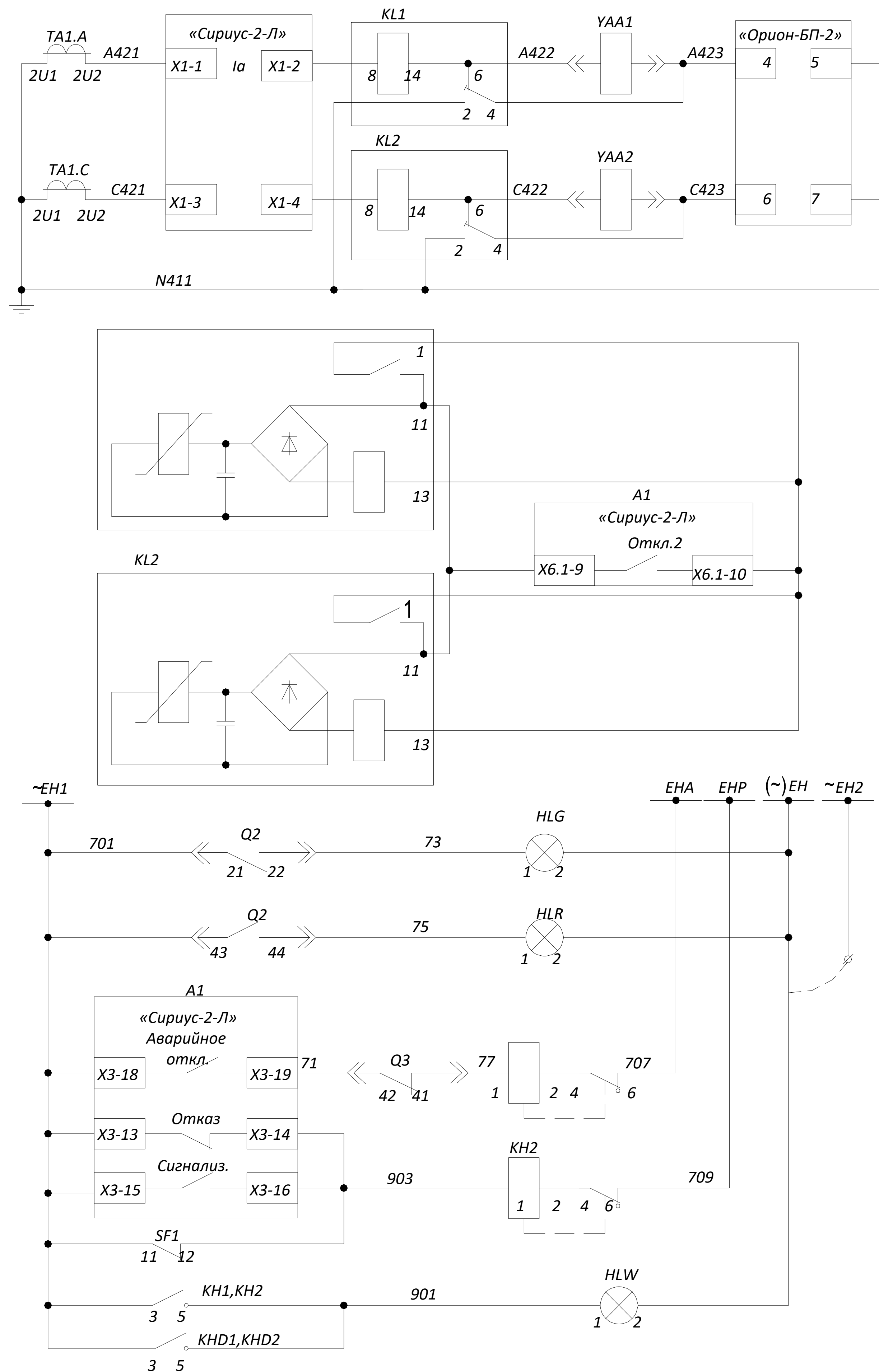


№ шкафа	21	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СЩ-6 кВ БКРУ-6	3~6 кВ, 50 Hz									1 СЩ	2 СЩ									
Назначение	КРМ	ТСН	Ввод1 6 кВ	УПТОК	НУБР	Промбаза	резерв	резерв	ТН	СР	СВ	КРМ	ТН	резерв	станция	ирида	ноглики	ноглики2	Ввод2 6 кВ	ТСН
Выключатель, предохранитель	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3		ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ВВТел-6- 12.5/630 УХЛ2	ПН-01-У3
ТТ,ТН	ТОЛ-6-1 150/5	ТМ-40/6	ТОЛ-6-1 400/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	НАМИ-6 6000/100		ТОЛ-6-1 400/5	ТОЛ-6-1 150/5	НАМИ-6 6000/100	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 100/5	ТОЛ-6-1 400/5	ТМ-40/6

ВКР.134168.13.03.02. СХ.				Лист	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПС «ПРОМБАЗА»
Разраб.	Шевцов В.И.				
Провер.	Бодрыг Н.С.				
Т. Контр.	Никитов				
Реценз.	№:Ф.				РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРСКОГО ТИПА НОГЛИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15
Н. Контр.	Козлов А.Н.				
Уте.	Савина Н.В.				
				Лист 4	Листов 6
				АМГУ Кафедра Энергетики	

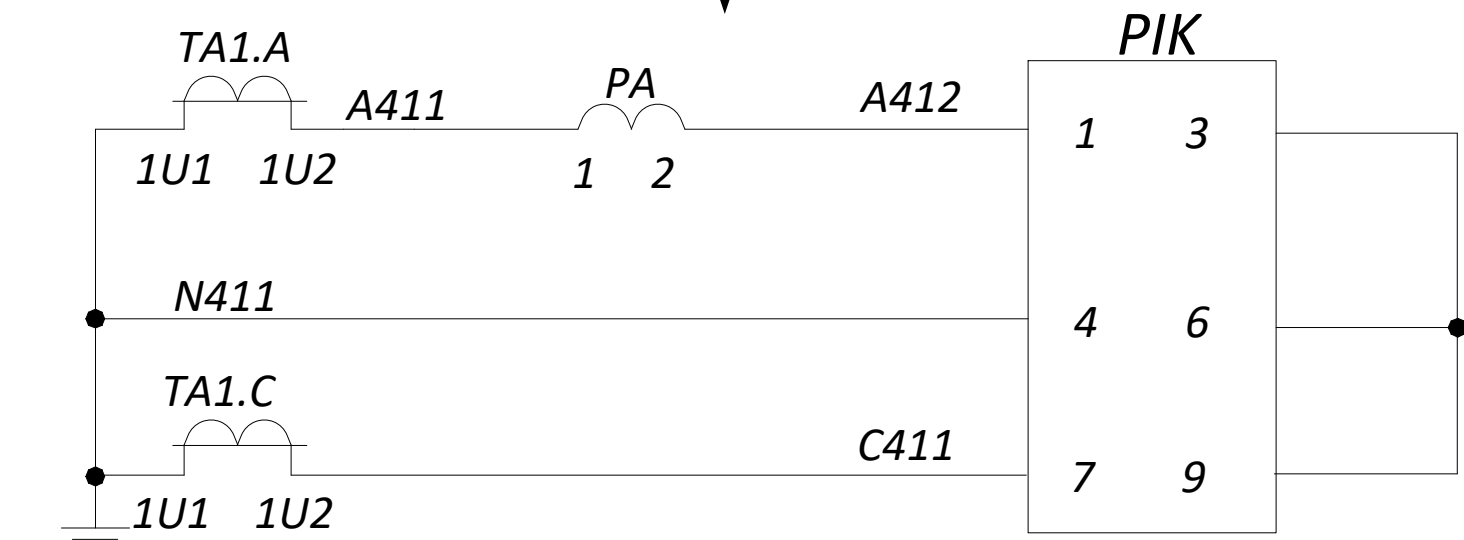
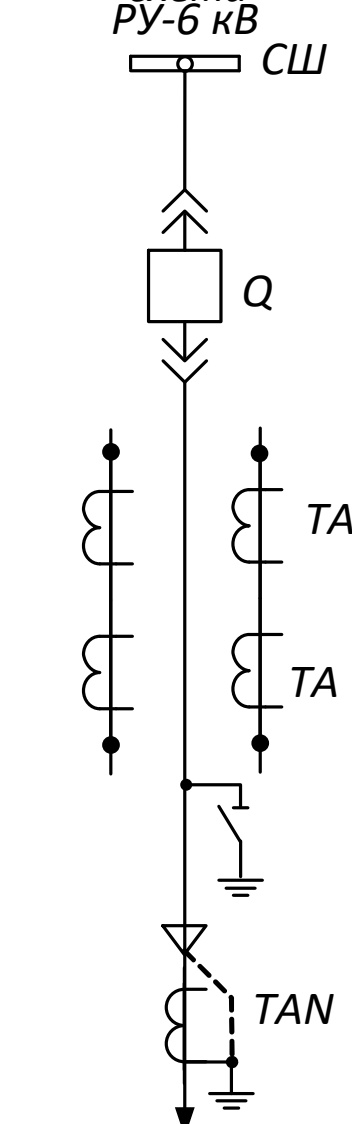
Приложение Е

ВКР.134168.13.03.02. СХ



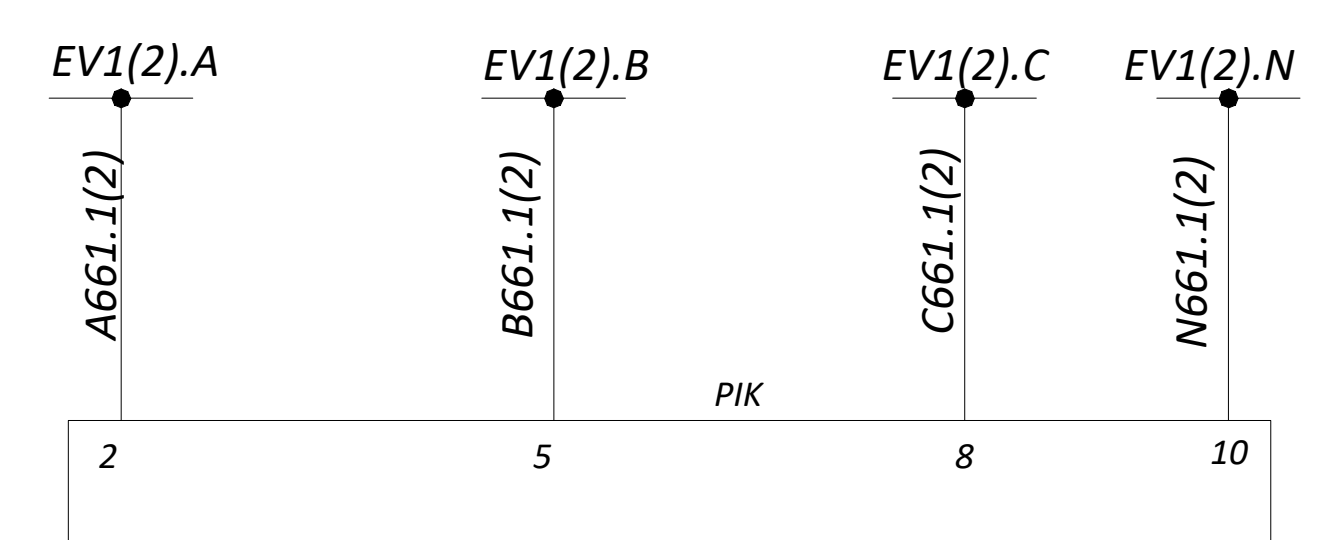
- Максимальная токовая защита
Выводы ТА1 с трансформаторов тока указанных фаз на отходящих линиях
- Оперативные цепи защиты
- Шинки сигнализации
Лампа положения «Отключено»
- Лампа положения «Включено»
- Аварийное отключение выключателя
- Неисправность «Сириус-2-Л»
- Неисправность цепей управления
- Лампа «Указатель не поднят»

Поясняющая схема РУ-6 кВ

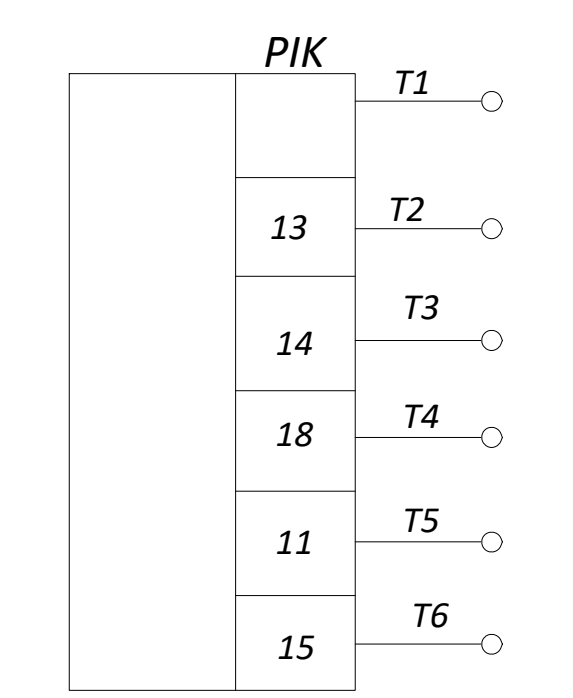


Цели измерения, счетчики
Выводы ТА1 с трансформаторов тока указанных фаз на отходящих линиях

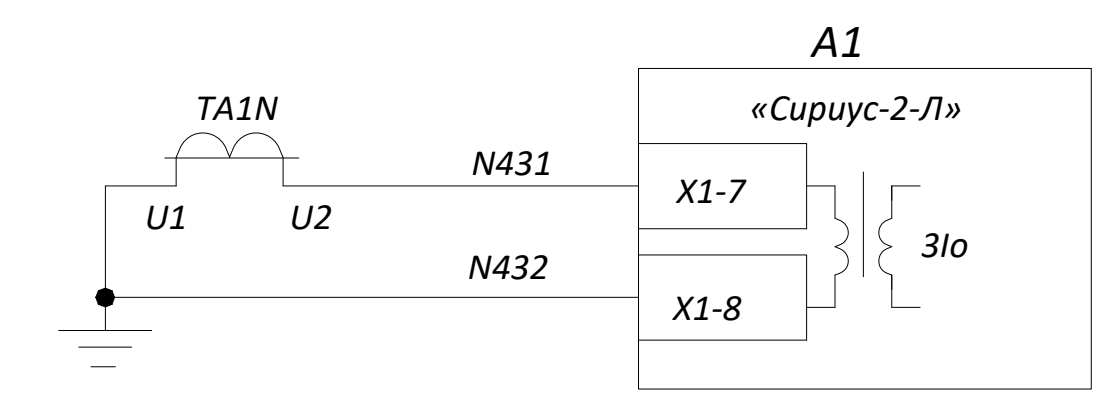
Цепи напряжения



Шинки напряжения



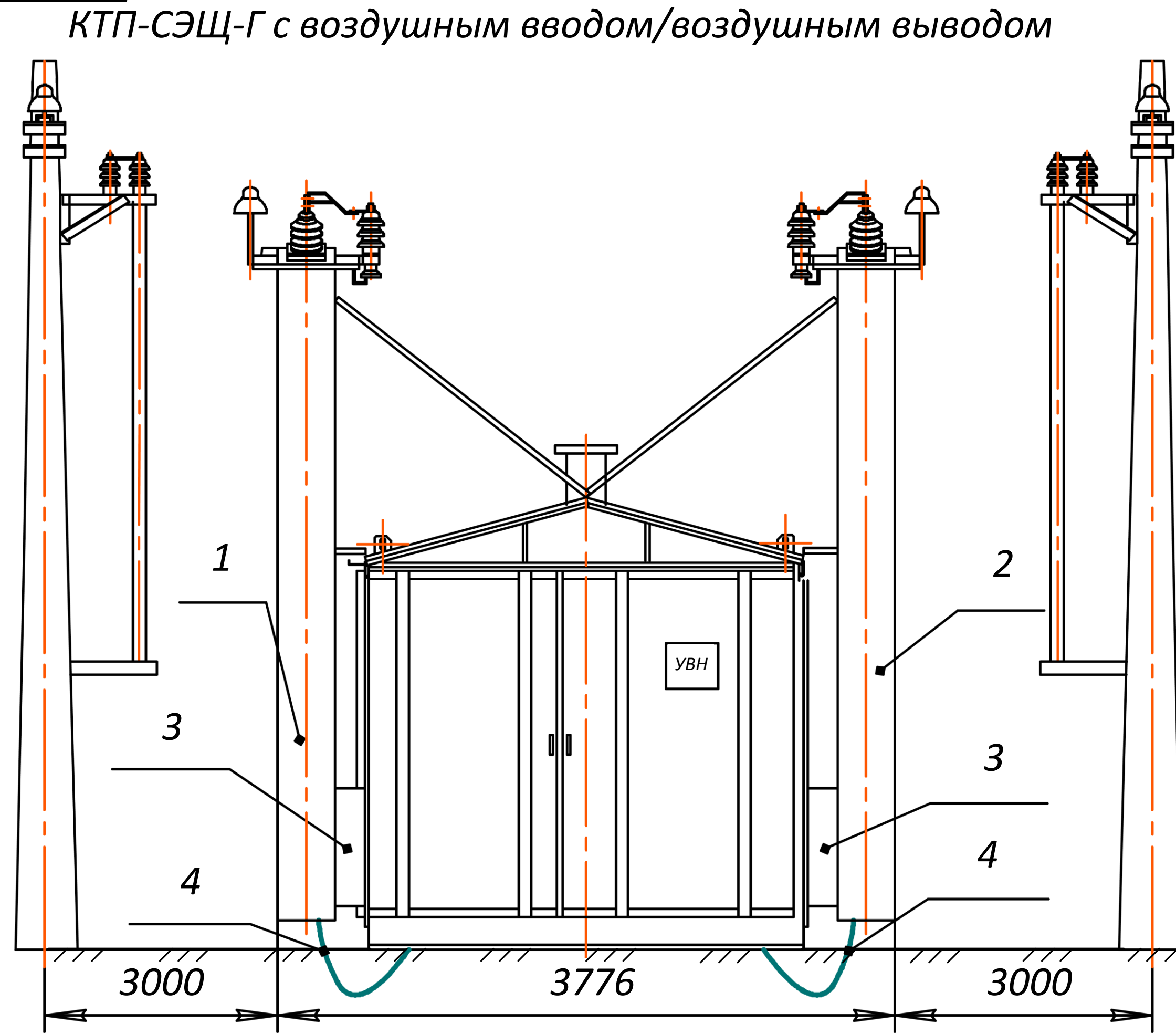
Счетчик



Защита от замыканий на землю

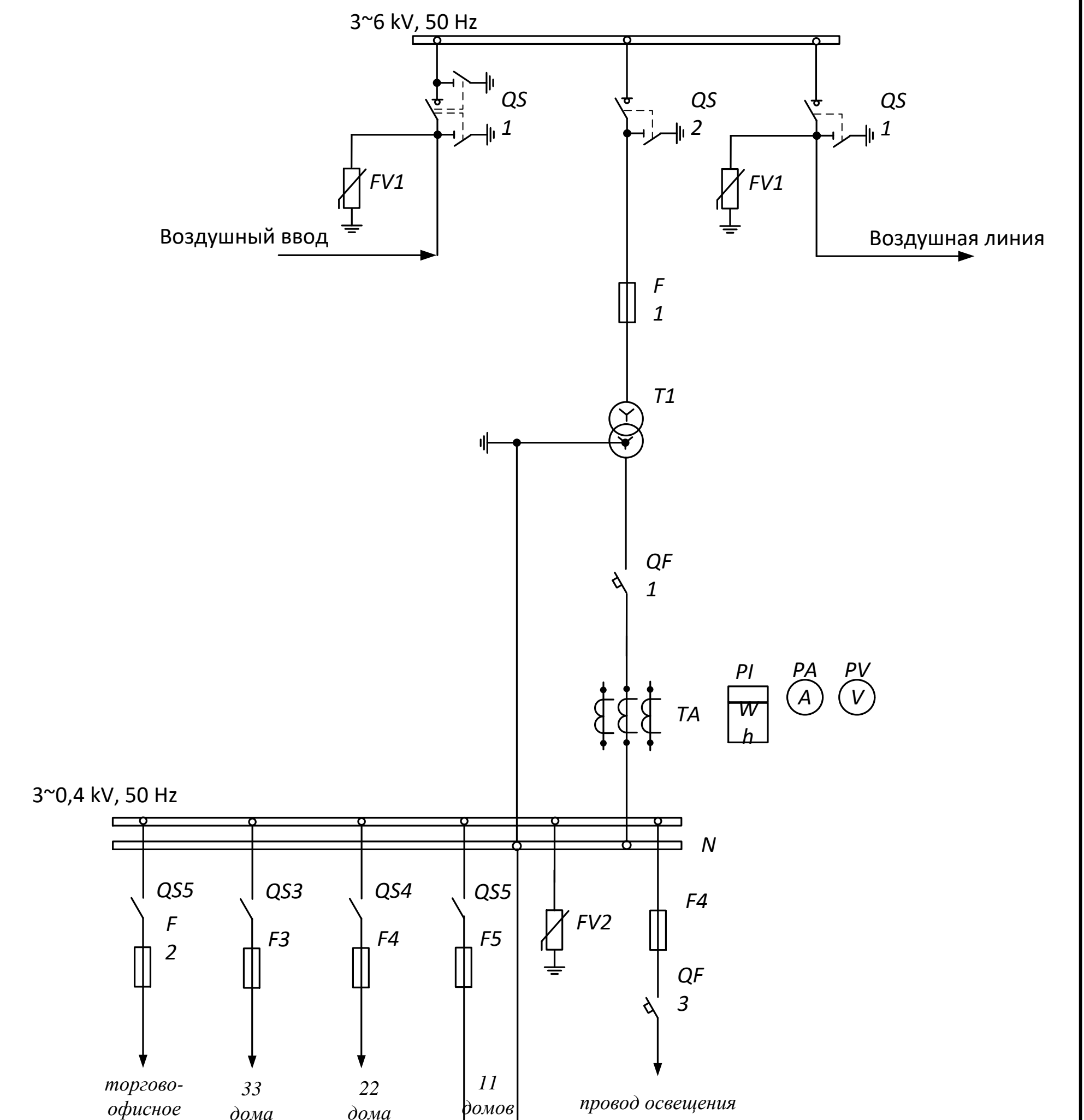
				ВКР.134168.13.03.02. СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масштаб	
Разраб.	Щецов В.И.				Д		
Провер.	Бодрун Н.С.						
Т. Контр.	Масюков Ю.В.				Лист 5	Листов 6	
Реценз.					АмГУ		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра Энергетики		
Утв.	Савина Н.В.				РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА НАГЛЯКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15		

ВКР.134168.13.03.02. ПЛ

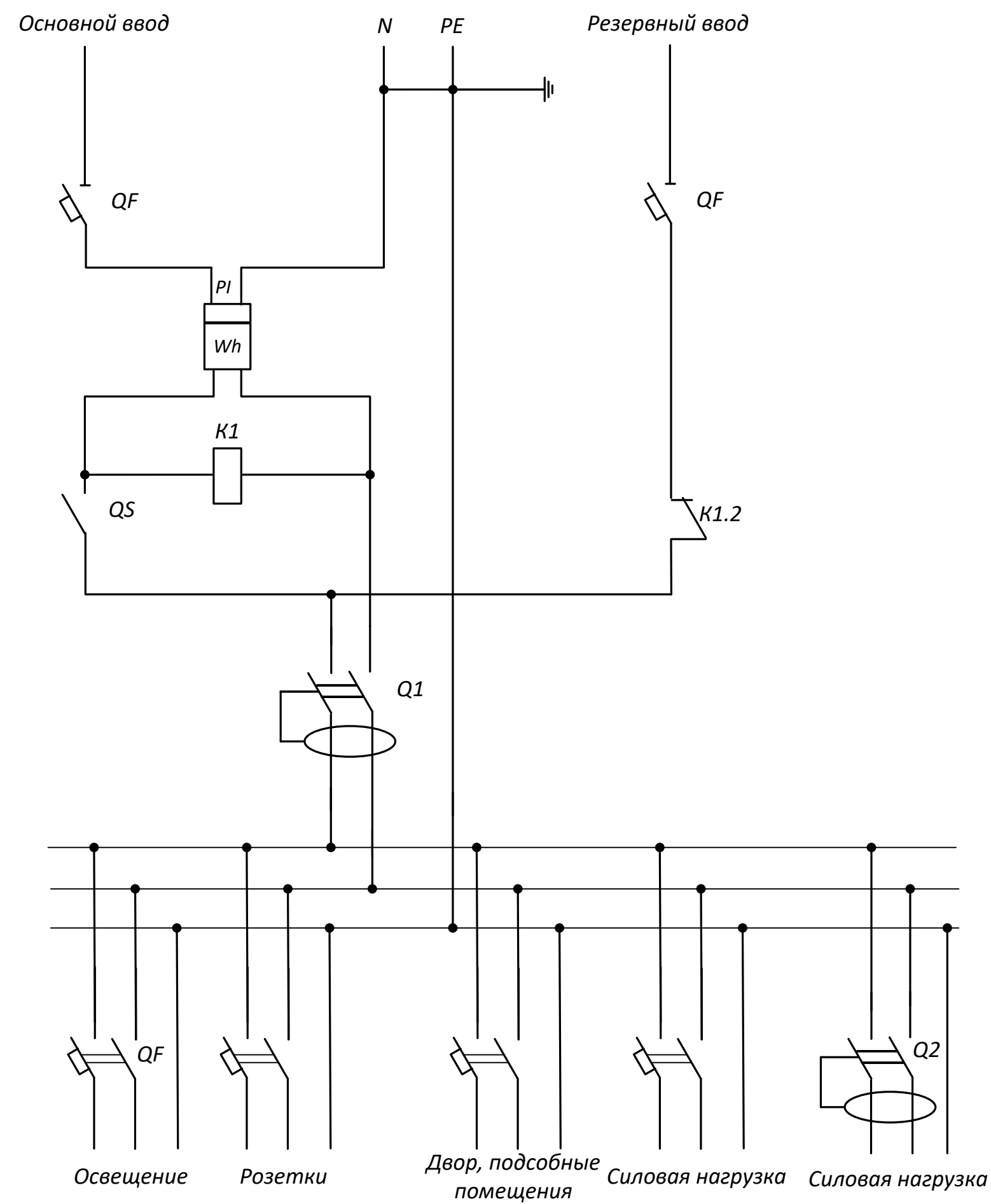


- Обозначения:**
- 1- блок высоковольтного воздушного ввода
 - 2- блок высоковольтного воздушного вывода
 - 3- шинная перемычка на стороне УВН
 - 4- кабельная перемычка на стороне УВН

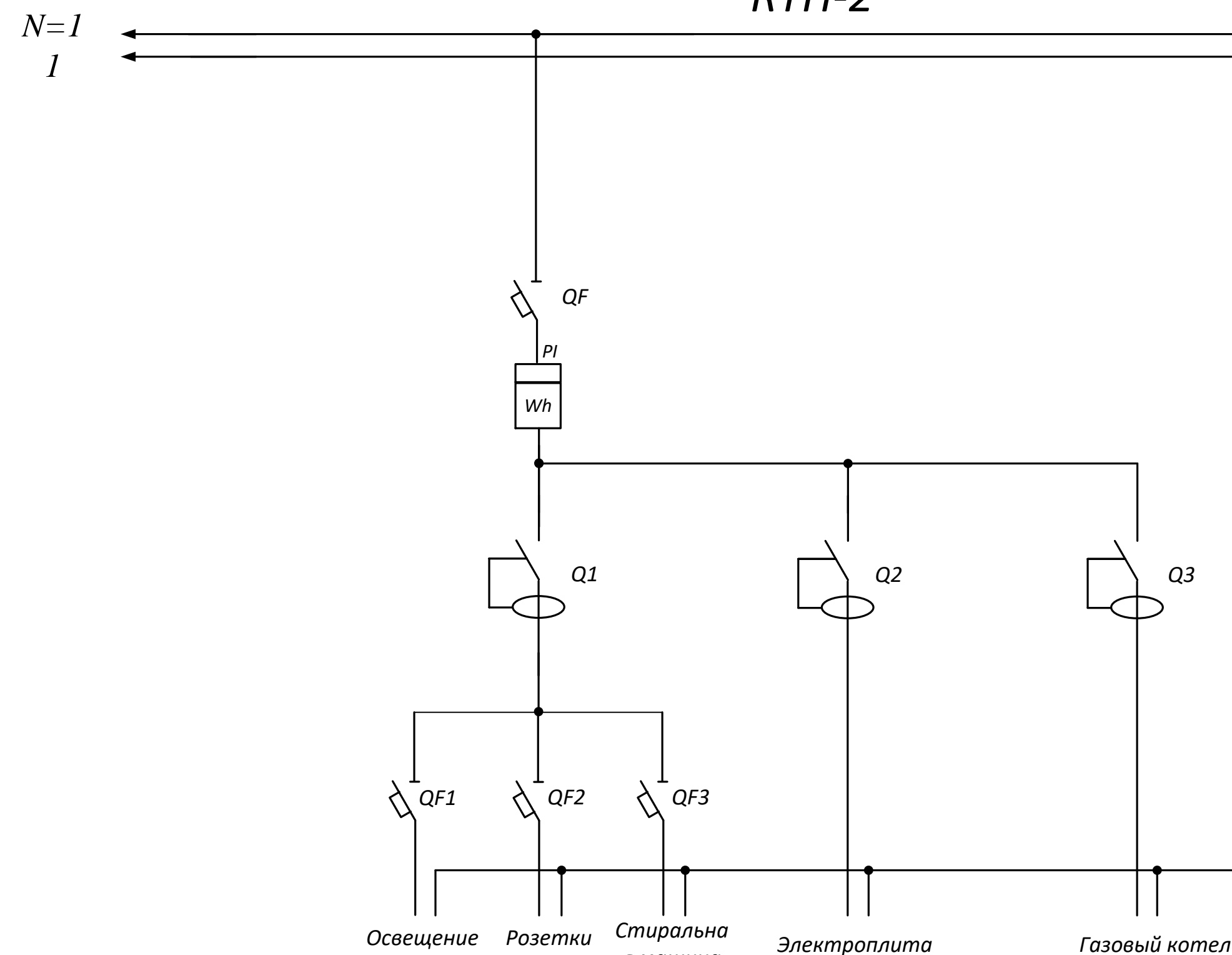
Однолинейная схема КТП 2



Однолинейная схема электроснабжения КНС



Однолинейная схема электроснабжения линии 0,4 кВ №1 от КТП-2



Коттедж № 1

ВКР.134168.13.03.02. ПЛ.				Лист	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Годпись	Дата	Масштаб
Разраб.	Шевцов В.И.				А
Провер.	Бодруж Н.С.				
Т. Контр.	Тяжконов Ю.В.				
Реценз.					
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АмГУ
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра Энергетики

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА И ВНЕШНИЙ ВИД ТП-1

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА НОЛГНИК САМАЛАНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ КВАРТАЛОВ № 12, 13 И 15