

**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 южного района поселка  
Прогресс Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-зсб2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.А.Ульхов

Руководитель

профессор,

д.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ульхова Сергея Анатольевича

\_\_\_\_\_ 1.

Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения южного района поселка Прогресс Амурской области

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Пояснительная записка содержит 161 страницу, 12 рисунков, 32 таблицы, 122 формулы, 1 приложение.

ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТОК, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе решены вопросы модернизации систем электроснабжения Южного района поселка Прогресс Амурской области, включающие в себя расчет электрических нагрузок, выбор сечения и марки проводников, мощности и типов трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования.. При модернизации рассчитаны токи короткого замыкания в сетях 10 и 0,4 кВ, выбрана и скомпонована однолинейная схема РУСН 10 кВ и высоковольтного оборудования, также решены вопросы релейной защиты и автоматики.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Энергоэкономическая характеристика района реконструкции	10
1.1 Общая характеристика поселка	10
1.2 Климатическая характеристика поселка	10
1.3 Краткая характеристика района реконструкции	11
2 Расчет электрических нагрузок	13
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	13
2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	18
2.3 Расчет электрической нагрузки насосных станций	21
2.4 Расчет осветительной нагрузки	22
2.5 Расчет электрических нагрузок вводимых в эксплуатацию жилых зданий	24
2.6 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4кВ ТП	26
3 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	29
3.1 Принципы развития систем электроснабжения	29
3.2 Определение места расположения ТП	34
4 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	36
4.1 Конструктивное исполнение принятых ТП	42
5 Расчет потокораспределения и выбор сечения линий 6кв	45
5.1 Определение потерь напряжения в сетях 6кВ	64
5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 6кВ	70
5.3 Конструктивное исполнение линий 6кВ	74
6 Анализ целесообразности перевода распределительных сетей на напряжение 10кв	76
7 Расчет токов короткого замыкания	86
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10кВ	88
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ	92

7.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	94
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	97
8.1 Выбор оборудования напряжением до 1кВ	97
8.1.1 Выбор и проверка предохранителей	97
8.1.2 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4кВ	99
8.2 Выбор и проверка оборудования на РП	100
8.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств	100
8.2.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ	101
8.2.3 Выбор выключателей нагрузки	104
8.2.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	105
8.2.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	110
8.2.6 Выбор опорных изоляторов	111
8.2.7 Выбор шинных конструкций	112
8.2.8 Выбор ограничителей перенапряжения	115
9 Релейная защита и автоматика	116
9.1 Виды защиты трансформаторов	116
9.2 Расчет дифференциальной токовой защиты	117
9.3 Газовая защита трансформатора	119
9.4 Защита кабельных линий 10кВ	121
9.4.1 Максимальная токовая отсечка без выдержки времени	122
9.4.2 Максимальная токовая защита	123
9.4.3 Расчет защит линий 10кВ	123
9.5 Проверка на 10 % погрешность трансформаторов тока	127
9.6 Защита понижающих трансформаторов	128
9.7 Автоматическое повторное включение	129
9.8 Автоматический ввод резерва	129
9.9 Компенсация емкостных токов замыкания на землю	130
9.9.1 Общие сведения	130
9.9.2 Определение емкостного тока замыкания на землю	131
10 Разработка молниезащиты и заземления подстанции	133

10.1 Общие положения	133
10.2 Расчет заземления подстанции	138
11 Технические средства диспетчерского и технологического управления	145
12 Безопасность и экологичность	141
12.1 Безопасность	141
12.2 Экологичность	146
Заключение	152
Список использованных источников	153
Приложение А	155

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АПВ - автоматическое повторное включение;
- АРКТ - автоматическое регулирование коэффициента трансформации;
- АРМ - автоматизированное рабочее место;
- ВЛ - воздушная линия электропередачи;
- ВН - высшее напряжение (авто) трансформатора;
- ЗН - заземляющие ножи разъединителя;
- ИП - источник питания;
- К.з. - короткое замыкание;
- КЛ - кабельная линия электропередачи;
- КРУ - комплектное распределительное устройство;
- КРУН - комплектное распределительное устройство наружной установки;
- ЛР - линейный разъединитель;
- НН - низшее напряжение (авто) трансформатора;
- ПС - подстанция;
- РЗА - релейная защита и автоматика;
- РП - разъединитель секционной переемычки;
- РПН - регулирование под нагрузкой;
- РУ - распределительное устройство;
- СВ - секционный выключатель;
- СН - среднее напряжение (авто) трансформатора;
- Т- трансформатор;
- ТН - трансформатор напряжения;
- ТР - трансформаторный разъединитель;
- УРП - узловая районная подстанция
- ШР - шинный разъединитель;
- ШСВ - шиносоединительный выключатель.

## ВВЕДЕНИЕ

Основным признаком реконструкции системы электроснабжения южного района является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные. Несмотря на спад в экономике, который выражается в уменьшении потребляемых электрических мощностей, есть прогнозы постепенного развития промышленности, которые напрямую связаны с ростом доли потребления электроэнергии производственными объектами и в общем количестве городского электропотребления.

Цель настоящей ВКР – реконструкция системы электроснабжения южного района поселка Прогресс в связи с вводом нового жилого квартала.

В качестве варианта развития системы электроснабжения рассматриваемого района предлагается реконструкция распределительной сети 6 кВ с полным изменением ее конфигурации, с целью обеспечения необходимого качества электроснабжения всех потребителей по наиболее экономической, надежной и гибкой схеме.

Также данная необходимость возникла в результате увеличения оснащенности бытовой техникой на одного человека и перехода на централизованное электропищеприготовление, и как следствие, повышения суммарной нагрузки.

Основной задачей ВКР является:

- реконструкция системы электроснабжения южного района.
- расчет электрических нагрузок.
- выбор схемы питания нового жилого квартала.
- выбор оборудования.

Выбор схемы низковольтного электроснабжения коммунально-бытовой нагрузки

Задача построения сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием выбора наиболее перспективного варианта является



экономическая эффективность сети. Не менее важным требованиями являются надежность схемы электроснабжения.

Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4:

а) двухлучевая (магистральная или радиальная). Применяется в основном для электроснабжения потребителей I категории;

б) петлевая – она применяется преимущественно для электроснабжения потребителей II категории. Для электроснабжения потребителей II категории также используется петлевая схема с питанием от двух независимых источников питания (т.е. линия с двухсторонним питанием).

в) магистральная (в ряде случаев) однолучевая схема питания для электроснабжения потребителей III категории.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

### 1.1 Общая характеристика поселка

Рабочий поселок (пгт) Прогресс находится на юге Амурской области в 23 км от г. Райчихинска на западном направлении и в 12 км от Малиновского сельсовета Бурейского района на восточном направлении.

Поселок расположен на железнодорожной ветке Буря – Райчихинск, в 15 километрах от транссибирской железнодорожной магистрали «Москва – Владивосток» (станция Буря). Через поселок проходит автомобильная дорога местного значения, имеющая связь с автомагистралью федерального значения «Чита – Хабаровск». Сеть автомобильных дорог областного значения удобно связывает поселок и с областным центром – г. Благовещенском. От областного центра рабочий поселок отдален на 190 км.

В состав рабочего поселка (пгт) Прогресс входят населенные пункты: рабочий поселок (пгт) Новорайчихинск и сельский населенный пункт Кивда.

На данный момент среднегодовая численность постоянного населения рабочего поселка (пгт) Прогресс, площадью 101 км<sup>2</sup>, плотность населения составляет 10215тыс. человек.(ссылка сайт векипедия)

Перспектива развития южного района в том, что будет вводится новый жилой квартал.

### 1.2 Климатическая характеристика поселка

Поселок находится в умеренном тепловом поясе. Климат континентальный с муссонными чертами, характеризуется холодной зимой и умеренно-теплым летом. Большинство дней в году стоит солнечная безветренная погода. Дожди ливневые и обложные, бывает град. Безморозный период длится 120-150 дней.

В таблице 1 приведены характерные для поселка климатические условия. «ссылка интернет»

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	3
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру	3
Район по пляске проводов	1
Среднее годовое количество осадков, мм	700
Абсолютный минимум	- 50
Абсолютный максимум	+ 40
Среднеянварская температура воздуха	- 24,9
Среднеиюльская температура воздуха	+ 20,7
Среднегодовая температура воздуха	- 1,1
Число грозových часов в год	45
Высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6

### 1.3 Краткая характеристика района реконструкции

В данной ВКР рассматриваются южные районы рабочего поселка (пгт) Прогресс.

Южная часть посёлка в основном характеризуется индивидуальной жилой застройкой усадебного (коттеджного) типа с личным подсобным хозяйством.

В рассматриваемой части поселка находятся 20 пятиэтажных, 24 четырехэтажных, 4 трехэтажных, 55 двухэтажных и более 130 одноэтажных жилых дома, в которых проживают более 8000 человек.

В реконструируемом районе нет промышленной нагрузки. Электрическая нагрузка складывается из бытовых и коммунально-бытовых потребителей.

К бытовой нагрузке относятся квартиры, коттеджи, дачи, частные дома. Жилые квартиры в основном старой планировки с электрическими плитами. В домах отсутствует силовая нагрузка.

Электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей района условно может быть разбита на две группы: в первую группу относятся учреждения культурно-бытового назначения или общественные здания и сооружения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу – предприятия или объекты жилищно-коммунального хозяйства (котельные, водопровод, канализация). Городской электрифицированный транспорт отсутствует.

В рассматриваемом районе преобладают потребители 2 и 3 категории надёжности электроснабжения.

На территории данного района преобладают потребители 2 и 3 категории.

Частный сектор относится к 3 категории по бесперебойности электроснабжения, а жилой сектор многоэтажных домов с электропищеприготовлением отнесен ко 2 категории.

Подстанция «Прогресс» напряжением 35/10 кВ также питается по воздушным линиям 35 кВ от шин ЗРУ 35 кВ Райчихинской ГРЭС с одной стороны и от подстанции 35/6 кВ «Новорайчихинск» с другой.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет произведем в соответствии с методикой по расчету электрических нагрузок. Инструкция по проектированию городских электрических сетей распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности.

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{кв}$ , кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где  $P_{кв.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), /1, табл. 2.1.1./, кВт/кв.

$n$  – количество квартир.

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

$$P_c = P_l + P_{ст.у} , \quad (2)$$

где  $P_l$  – расчетная нагрузка лифтовых установок;

$P_{ст.у}$  – расчетная нагрузка сантехнических устройств.

Мощность лифтовых установок  $P_l$ , кВт, определяется по формуле:

$$P_l = k'_c \sum_1^n P_{n_i} , \quad (3)$$

где  $k'_c$  – коэффициент спроса лифтовых установок ;

$n$  – количество лифтовых установок;

$P_{ni}$  – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств  $P_{см.у}$ , кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ :

$$P_{см.у} = k_c'' \cdot \sum_1^n P_{см.у}, \quad (4)$$

где  $k_c''$  – коэффициент спроса санитарно-технических устройств;

$n$  – количество санитарно-технических устройств;

$P_{ni}$  – установленная мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Рабочий поселок имеет малоэтажную застройку, поэтому жилые дома не снабжены лифтовыми установками и санитарно-технических устройствами.

Часто бывает, что общественно-коммунальные потребители располагаются в жилых домах. Их нагрузка определяется по формуле:

$$P_{общ} = P_{общ.уд} \cdot n, \quad (5)$$

где  $P_{общ.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников общественных потребителей, /1, табл. 2.2.1./, кВт/м<sup>2</sup>.

$n$  – площадь общественно-коммунального помещения, м<sup>2</sup>.

Если суммарная нагрузка квартир превосходит все остальные в рассматриваемом здании, то расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир, общественно-коммунальных потребителей и силовых электроприемников)  $P_{р.ж.д}$ , кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (6)$$

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

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

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

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно-коммунальных потребителей, /1, табл. 2.3.1./.

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ж.д}, \quad (7)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{ж.д}$  – коэффициент реактивной мощности соответствующего потребителя.

Полная мощность жилого дома и расчетный ток на низкой стороне определяется по формулам:

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}; \quad (8)$$

$$I_p = \frac{S_{ж.д}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (9)$$

Таблица 2 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок.

№ п/п	Потребитель	Кол-во	Удельная нагрузка, кВт/м <sup>2</sup> , кВт/место	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6
1	Ж. д. 5 эт. 69 кв.				0,2
	эл.пищ.пригот. со встроен.	1	1,97	0,98	0,7
	– прод. м-ном	1	0,23	0,82	0,4
	«Империя» 27 м <sup>2</sup>	1	0,14	0,92	3
	– МУП «Книги» 32 м <sup>2</sup>				
2	Ж. д. 5 эт. 69 кв.				0,2
	эл.пищ.пригот. со встроен.	1	1,97	0,98	0,4
	– отделением Сбербанка России 30 м <sup>2</sup>	1	0,043	0,9	8
3	Ж. д. 5 эт. 64 кв.				0,2
	эл.пищ.пригот. со встроен.	1	2,04	0,98	0,7
	– прод. м-ном «Лилия» 30 м <sup>2</sup>	1	0,23	0,82	
4	Ж. д. 4 эт. 62 кв.	1	2,07	0,98	0,2
	эл.пищ.пригот.				
5	Ж. д. 4 эт. 32 кв.	2	2,85	0,98	0,2
	эл.пищ.пригот.				
6	Ж. д. 4 эт. 30 кв.				0,2
	эл.пищ.пригот. со встроен.	1	2,91	0,98	0,7
	– прод. м-ном «Колос» 30 м <sup>2</sup>	1	0,23	0,82	
7	Дет. сад «Солнышко» 150 мест	1	0,46	0,97	5



8	ЧП Шпак, здание «Китайский рынок» 360 м2	1	0,14	0,92	0,4 3
9	ООО «Первое Алексеевское», прод. м-н «Романов-2» 60 м2	1	0,23	0,82	0,7

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку многоэтажного жилого дома, расположенного в одном из жилых кварталов рассматриваемого района. В данном здании имеется 5 этажей, 4 подъезда, 69 квартир и встроен продовольственный магазин с торговой площадью 35 м<sup>2</sup>, по улице Заводская.

Для квартир с электропищеприготовлением коэффициент мощности  $tg\varphi_{кв.} = 0,2$ , /1, табл. 2.1.4./, а удельная нагрузка электроприемников жилого дома  $P_{кв.уд} = 1,97$  кВт/кв.

Коэффициент мощности для продовольственных магазинов без кондиционирования воздуха  $tg\varphi_{прод.м} = 0,7$ , а удельная нагрузка  $P_{прод.м.уд} = 0,23$  кВт/м<sup>2</sup>. Коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,6$ .

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{кв} = 1,97 \cdot 69 = 135,9.$$

Нагрузка магазина, кВт:

$$P_{общ} = 0,23 \cdot 35 = 8,1.$$

Суммарная активная мощность здания, кВт:

$$P_{р.ж.д} = 135,9 + 0,6 \cdot 8,1 = 140,8.$$

Суммарная реактивная мощность здания, квар:

$$Q_{р.ж.д} = 0,2 \cdot 135,9 + 0,7 \cdot 0,6 \cdot 8,1 = 30,6.$$

Полная расчетная мощность жилого дома, кВА:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{140,8^2 + 30,6^2} = 144,1.$$

Расчетный ток на низкой стороне от данного здания, А:

$$I_p = \frac{144,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 218,9.$$

## 2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

К общественным зданиям относятся:

- Школа; №7
- Библиотека;
- Детский сад; Солнышко
- Кинотеатр;
- Пункты общественного питания; Комфорт
- Медицинские учреждения; Больница
- Спортивное сооружение; ФОК
- Гаражи и т. д.

Расчетные электрические нагрузки этих объектов определяются по удельным электрическим нагрузкам, отнесенным к площади или к числу мест.

Электрическая нагрузка детских садов определяется по выражению:

$$P_{д.с} = P_{д.с.уд} \cdot n, \quad (10)$$

где  $P_{д.с.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников детских садов, /1, табл. 2.2.1./, кВт/место.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{шк} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (11)$$

где  $P_{шк.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, /1, табл. 2.2.1./, кВт/учащийся.

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{\text{гар}} = \sum_1^n P_{\text{гар}}, \quad (12)$$

где  $P_{\text{гар}}$  – электрическая нагрузка одного гаража, равная 0,4 кВт/гар.

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку общеобразовательной школы № 7 с числом учащихся  $n = 700$ , по улице Ленинградская 20

Для общеобразовательной школы с электрифицированной столовой и спортзалом  $P_{\text{шк.уд}} = 0,25$  кВт/место и  $\text{tg}\varphi_{\text{шк}} = 0,38$ , /1, табл. 2.2.1./.

Тогда электрическая нагрузка школы № 7:

$$P_{\text{шк}} = 0,25 \cdot 700 = 175 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{шк}} = \sqrt{P_{\text{шк}}^2 + (P_{\text{шк}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{шк}})^2} = \sqrt{175^2 + (175 \cdot 0,38)^2} = 187,2 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{\text{шк}}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{187,2}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 284,4 \text{ А}.$$

Так же аналогично рассчитывается всё остальное, подробный расчет; (Приложение.А)

Таблица 3 – Расчет зданий и сооружений южного района п. Прогресс

Наименование	Кол -во	Уд.Нагр.	P (кВт)	Q (квар)	cosφ	tgφ	S (кВ·А)	И <sub>n</sub> (А)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ж.Д. 5 эт69кв. Эл.пищ.приг.	1	1.46 кВт/кв	314	63	0.98	0.2	320.3	487
Ж.Д.5эт. 69кв.	1	1 .65 кВт/кв	182	36.4	0.98	0.2	185.6	282
Ж.Д.5эт. 64кв. Эл.пищ.приг.	1	1.44 кВт./кв	138	27.6	0.98	0.2	140.7	214
Ж.Д.4эт32кв. Эл.пищ.приг.	2	1.35 кВт/кв	122	24.4	0.98	0.2	124.4	189
Ж.Д.4эт30кв. Эл.пищ.приг.	1	2.63 кВт/кв	197	39.4	0.98	0.2	201	305
Дет.сад «Солнышко»	1	2.24 кВт/кв	143	28.6	0.98	0.2	145.8	222
Ж.Д.5эт. 48кв. Эл.пищ.приг.	1	3.12 кВт/кв	150	30	0.98	0.2	153	232
Ж.Д.4эт. 36кв. Эл.пищ.приг.	15	2.34 кВт/кв	84	16.8	0.98	0.2	85.6	130
Коттеджи 1кв:	20	3.9 кВт/котт.	3.9	0.8	0.98	0.2	4	6
	20	3.9 кВт/котт.	3.9	0.8	0.98	0.2	4	6
	15	5.8 кВт/котт.	5.8	1.2	0.98	0.2	5.9	8.9
Частная застройка:	51	2.2 кВт/дом	0.66	0.19	0.96	0.29	0.69	1.05
	51	2.2 кВт/дом	0.66	0.19			0.69	1.05
	34	2.2 кВт/дом	0.75	0.22			0.78	1.19
	56	2.2 кВт/дом	0.68	0.14			0.69	1.05
	48	2.2 кВт/дом	0.66	0.19			0.69	1.05
	29	2.2 кВт/дом	0.79	0.23			0.82	1.25
Детский сад «Березка», 150 мест.	1	0.46 кВт/мест	69	17.3	0.97	0.25	71	108
Детский сад «Золотая рыбка», 350 мест.	1	0.46 кВт/мест	161	40.3	0.97	0.25	166	252
ФОК 600 м <sup>2</sup>	1	0.17 кВт/ м <sup>2</sup>	102	43.9	0.92	0.43	111	169
Библиотека 100 посетителей	1	0.15 кВт/уч	15	6.5	0.92	0.43	16.3	25
ЧП Тихончук м-н «Мария» 55м <sup>2</sup>	1	0.22 кВт/м <sup>2</sup>	12	9	0.8	0.75	15	23
ТЦ «Россия» 90 м <sup>2</sup>	1	0.22 кВт/м <sup>2</sup>	20	15	0.8	0.75	25	38
ЧП Язвенко (ПОП) «Кулинария» 80 м <sup>2</sup> эл.плиты	1	1.04 кВт/мест	83	16.6	0.98	0.2	84.6	129

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Лакомка» (ПОП) 80 м <sup>2</sup> эл.плиты	1	1.04 кВт/мест	83	16.6	0.98	0.2	84.6	129
ТЦ «Прогресс» 150 м <sup>2</sup>	1	0.16 кВт/м <sup>2</sup>	24	11.5	0.9	0.48	26.6	40
ТЦ «Гранит» 150 м <sup>2</sup>	1	0.16 кВт/м <sup>2</sup>	24	11.5	0.9	0.48	26.6	40
Насосная станция	4		80	106	0.6	1.33	133	202

### 2.3 Расчет электрической нагрузки насосных станций

Жилые дома снабжаются теплом по магистральным трубопроводам от Райчихинской ГРЭС, необходимое давление в которых поддерживается с помощью подкачивающих насосных станций сетевой воды (ПНСС). На территории рассматриваемой части поселка расположено четыре таких ПНСС, в каждой установлено 3 насоса, мощностью 50 кВт.

Нагрузка электродвигателей насосов водоснабжения и системы центрального отопления определяется по их установленной мощности и коэффициенту спроса, /1,с.4, табл. 2.1.3. /, по формуле (4).

Так для трех электронасосов мощностью свыше 30 кВт коэффициент спроса  $k_c = 0,75$ .

Тогда активная мощность электродвигателей насосов водоснабжения, кВт:

$$P_{ст.у} = 0,75 \cdot \sum_1^3 50 = 112,5.$$

Реактивная мощность электродвигателей, квар:

$$Q_{ст.у} = P_{ст.у} \cdot \operatorname{tg} \phi_{ном} = 112,5 \cdot 0,48 = 54.$$

Полная мощность электродвигателей, кВА:

$$S_{ст.у} = \sqrt{112,5^2 + 54^2} = 124,8.$$

Расчетный ток электродвигателей, А:

$$I_p = \frac{124,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 189,6.$$

## 2.4 Расчет осветительной нагрузки

Расчет электрических нагрузок сетей наружного освещения определяется как суммарная мощность осветительных установок с учетом коэффициента спроса, который равен единице. Суммарная мощность светильников определяется путем проведения светотехнического расчета. При этом учитывается характер освещаемой территории (протяженность и ширина дорог), действующих норм требуемой освещенности этих территорий, типа и параметров используемых ламп и светильников. Будут применяться лампы марки ДНаТ.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется исходя из следующих значений:

- магистральные улицы районного значения – 30-50 кВт/км погонной длины проездов;
- улицы местного значения, улицы жилых районов – 7-10 кВт/км погонной длины проездов;
- внутренние проезды, аллеи на территории микрорайонов – 3,5 кВт/км погонной длины.

На рассматриваемой части поселка располагается улица районного значения, соединяющая г. Райчихинск с центром Бурейского района (пгт Новобурейский), остальная улично-дорожная сеть имеет местное значение.

Исходные и расчетные значения сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузка уличного освещения.

№ п/п	Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{осв}$ , кВт
1	2	3	4	5
1	Набережная	2,24	30	67,2
2	Набережная	2,45	8	19,6
3	Щорса	0,21	8	1,68
4	Советская	1,47	8	11,76

5	Мира	0,35	8	2,8
6	Гастелло	0,21	8	1,68
7	Ленинградская	1,82	8	14,56
8	Заводская	1,68	8	13,44
9	Рабочая	0,63	8	5,04
10	Юбилейная	0,98	8	7,84
11	Орловская	0,6	8	4,8
12	Покрышкина	0,53	8	4,24
13	Маяковского	0,49	8	3,92
14	40 лет Октября	0,46	8	3,68
15	Семилетка	0,49	8	3,92
16	Спартака	1,05	8	8,4
17	Пер. Строительный	0,35	7	2,45
18	Крымская	0,77	8	6,16
19	Пушкина	0,74	8	5,92
20	Пер. Пушкинский	0,39	7	2,73
21	Промышленная	0,39	8	3,12
22	Матросова	1,54	8	12,32
23	Пер. Матросова	0,11	7	0,77
24	Огарева	1,16	8	9,28
25	Пер. Огарева	0,14	7	0,98
26	Горького	0,28	8	2,24
27	Северная	0,84	8	6,72
	Итого	22,37	-	227,25

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется исходя из значения 7-10 кВт на 1км погонной длины дорог и проездов / Герасимов В.Г.,

Дьяков А.Ф., Попов А.И. Электротехнический справочник Т.3. Кн.1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, А.И. Попов и др. – М.: МЭИ, 2002. - 964 с./ по следующему выражению:

$$P_{осв.i} = 7 - 10 \cdot L_i, \quad (13)$$

где  $L_i$  – длина освещаемой дороги или проезда, км.

Таким образом для проектируемого района имеем суммарную протяжённость улиц равную 22,37 км.

Определяем приближенную нагрузку уличного освещения района, кВт:

$$P_{осв.Σ} = \sum_{i=1}^n P_{осв.i} = \sum_{i=1}^{27} P_{осв.i} = 227,25,$$

где  $n$  – количество освещаемых дорог и проездов.

## 2.5 Расчет электрических нагрузок вводимых в эксплуатацию жилых зданий

В рамках федеральной целевой программы планируется:

- строительство двух 33-квартирных жилых дома;
- строительство четырех 30-квартирных жилых дома;
- строительство двух 4-квартирных жилых дома;
- строительство пяти 2-квартирных жилых дома.

До 2030 года в эксплуатацию будет введено два 80-квартирных жилых дома.

Все дома будут располагаться в одном квартале и будут оборудованы электрическими плитами. Коэффициент мощности для всех домов  $tg\varphi_{кв} = 0,2$ . Здесь не предусмотрено расположение в жилых домах общественно-коммунальных потребителей.

Произведем расчет электрических нагрузок жилых домов.

Для 33-квартирного жилого дома  $P_{кв.уд} = 2,82$  кВт/кв.

$$P_{р.ж.д} = 2,82 \cdot 33 = 93,1 \text{ кВт};$$



$$Q_{p.ж.д} = 93,1 \cdot 0,2 = 18,62 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{93,1^2 + 18,62^2} = 94,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{94,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 144,2 \text{ А.}$$

Для 30-квартирного жилого дома  $P_{кв.уд} = 2,91 \text{ кВт/кв.}$

$$P_{p.ж.д} = 2,91 \cdot 30 = 87,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д} = 87,3 \cdot 0,2 = 17,46 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{87,3^2 + 17,46^2} = 89 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{89}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 135,2 \text{ А.}$$

Дом с количеством квартир до восьми принято считать коттеджем,  
тогда

для 4-квартирного коттеджа  $P_{кв.уд} = 8,63 \text{ кВт/кв.}$  /1,с.8. табл. 2.1.1./.

$$P_{p.ж.д} = 8,63 \cdot 4 = 34,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д} = 34,5 \cdot 0,2 = 6,9 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{34,5^2 + 6,9^2} = 35,2 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{35,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 53,5 \text{ А.}$$

Для 2-квартирного коттеджа  $P_{кв.уд} = 10 \text{ кВт/кв.}$

$$P_{p.ж.д} = 10 \cdot 2 = 20 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д} = 20 \cdot 0,2 = 4 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{20^2 + 4^2} = 20,4 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{20,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 31 \text{ А.}$$

Для 80-квартирного жилого дома  $P_{кв.уд} = 1,8 \text{ кВт/кв.}$

$$P_{p.ж.д} = 1,8 \cdot 80 = 144 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д} = 144 \cdot 0,2 = 28,8 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{144^2 + 28,8^2} = 146,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{146,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 223,2 \text{ А.}$$

Суммарная нагрузка вводимого в эксплуатацию жилого квартала.

$$S_{\Sigma.p.ж.д} = 1305,8 \text{ кВА};$$

$$I_{\Sigma.p} = \frac{1305,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1984 \text{ А.}$$

Таблица 4 – Расчётные нагрузки вводимого жилого квартала.

№	Объект	Расчётная нагрузка на вводе			Коэффициент мощности $\cos\phi$	Категория по надёжности
		Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА		
1	2 ЖИЛЫХ ДОМ 33 кв	93,1	18,62	94,9	0,98	2
2	4 ЖИЛЫХ ДОМ 30 кв	87,3	17,46	89	0,98	2
3	2 Коттеджа 4 кв	34,5	6,9	35,2	0,90	3
4	5 Коттеджа 2 кв	20	4	20,4	0,90	3
5	2 ЖИЛЫХ ДОМ 80 кв	144	28,8	146,9	0,98	2

## 2.6 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид:

$$P_{p.ж.д.общ} = P_{зд.мах} + \sum_{i=1}^n K_{y_i} P_{зд_i}, \quad (14)$$

где  $P_{зд.мах}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от трансформатора или трансформаторов, кВт;

$P_{зд_i}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых от трансформатора или трансформаторов, кВт;

$K_{y_i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий и помещений или жилых домов (квартир и силовых электроприемников), /1, табл. 2.3.1./.

Исходя из этих данных выбираем схему подключения:

- ТП 301 потребители II категории, схема подключения петлевая, подключение производим КЛ.

- ТП 302 потребитель II категории, схема подключения петлевая, подключение производим КЛ.

Покажем расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ на примере ТП, от которой будут получать питание новые жилые дома. Суммарная расчетная нагрузка вводимого в эксплуатацию жилого квартала составляет 1305,8 кВА. Данную нагрузку целесообразно распределить на две ТП.

Тогда ТП № 301 будет обеспечивать электроэнергией два 80-квартирных и четыре 30-квартирных жилых дома, а ТП № 302 – два 33-квартирных, два 4-квартирных и пять 2-квартирных жилых дома.

По формуле (14) определим расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП № 301. Из числа зданий, питаемых от данной ТП максимальной нагрузкой обладает 80-квартирный жилой дом.

$$P_{p.ж.д}^{80} = 144 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д}^{80} = 28,8 \text{ квар.}$$

Коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок для жилого дома  $K_y^{ж.д} = 0,9$ .

Определяем расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП:

Находим активную нагрузку, кВт:

$$\begin{aligned} P_{p.ТП} &= P_{p.ж.д}^{80} + K_y^{ж.д} \cdot (P_{p.ж.д}^{80} \cdot 3 + P_{p.ж.д}^{30} \cdot 4) = \\ &= 144 + 0,9 \cdot (144 \cdot 3 + 87,3 \cdot 4) = 847,1. \end{aligned}$$

Находим реактивную нагрузку, квар:

$$Q_{p,ТП} = Q_{p,ж.д}^{80} + K_y^{ж.д} \cdot (Q_{p,ж.д}^{80} \cdot 3 + Q_{p,ж.д}^{30} \cdot 4) =$$

$$= 28,8 + 0,9 \cdot (28,8 \cdot 3 + 17,46 \cdot 4) = 169,4.$$

Находим полную мощность, приведенную к шинам 0,4 кВ ТП:

$$S_{p,ТП} = \sqrt{P_{p,ТП}^2 + Q_{p,ТП}^2} = \sqrt{847,1^2 + 169,4^2} = 863,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{863,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1312,6 \text{ А.}$$

Аналогично произведем расчет для ТП № 302.

Здесь максимальную нагрузку имеет 33-квартирный жилой дом.

Тогда

$$P_{p,ТП} = P_{p,ж.д}^{33} + K_y^{ж.д} \cdot (P_{p,ж.д}^{33} + P_{p,ж.д}^4 \cdot 2 + P_{p,ж.д}^2 \cdot 5) = \text{кВт};$$

$$= 93,1 + 0,9 \cdot (93,1 + 34,5 \cdot 2 + 20 \cdot 5) = 329$$

$$Q_{p,ТП} = Q_{p,ж.д}^{33} + K_y^{ж.д} \cdot (Q_{p,ж.д}^{33} + Q_{p,ж.д}^4 \cdot 2 + Q_{p,ж.д}^2 \cdot 5) = \text{квар.}$$

$$= 18,62 + 0,9 \cdot (18,62 + 6,9 \cdot 2 + 4 \cdot 5) = 65,8$$

$$S_{p,ТП} = \sqrt{P_{p,ТП}^2 + Q_{p,ТП}^2} = \sqrt{329^2 + 65,8^2} = 335,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{335,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 509,7 \text{ А.}$$

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

3.1 На территории данного района преобладают потребители 2 и 3 категории.

Частный сектор относится к 3 категории по бесперебойности электроснабжения, а жилой сектор многоэтажных домов с электропищеприготовлением отнесен ко 2 категории.

Для электроснабжения потребителей 1 и 2 категории будем применять двухтрансформаторные ТП, а для электроснабжения потребителей 3 категории – однотрансформаторные.

Расчетная мощность силовых трансформаторов определяется по следующему выражению:

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot K_{загр}^{opt}}, \quad (15)$$

где  $S_{ТП.расч}$  – расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_{тр}$  – число трансформаторов;

$K_{загр}^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для электроснабжения потребителей 2 и 3 категории  $K_{загр}^{opt} = 0,75$ ).

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность трансформаторов должна быть больше расчётной, т. е. должно выполняться следующее условие:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр.расч}. \quad (16)$$

Далее после выбора трансформатора осуществляем проверку правильности выбора по коэффициенту загрузки, определяя его фактическое значение по следующей формуле:

$$K_{загр}^{факт} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} \quad (17)$$

Если коэффициент загрузки трансформатора после проверки не удовлетворяет условия, то целесообразно выбрать трансформатор меньшей или большей мощности.

Определение числа и мощности трансформаторов ТП покажем на примере вновь вводимых ТП.

Определяем расчетную мощность силовых трансформаторов для установки на ТП № 301:

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot K_{загр}^{опт}} = \frac{863,9}{2 \cdot 0,75} = 575,9 \text{ кВА.}$$

К установке на ТП № 301 принимаем два трансформатора, мощностью 630 кВА.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{загр}^{факт} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} = \frac{863,9}{2 \cdot 630} = 0,69.$$

Аналогично определяем расчетную мощность силовых трансформаторов для ТП № 302:

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot K_{загр}^{опт}} = \frac{335,5}{2 \cdot 0,75} = 223,7 \text{ кВА.}$$

К установке на ТП № 302 принимаем два трансформатора, мощностью 250 кВА.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{загр}^{факт} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} = \frac{335,5}{2 \cdot 250} = 0,67.$$

Условие для обеих ТП соблюдается, следовательно, трансформаторы загружены оптимально.

В качестве примера проверим условие загрузки одного из действующих трансформаторов, установленного на ТП № 221. Для этого по формуле (14) определяем расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ данной ТП.

Из числа зданий, питаемых от данного трансформатора, максимальной нагрузкой обладает 69-квартирный жилой дом (№ 1).

Находим активную нагрузку, кВт:

$$P_{р.ТП} = P_{р.ж.д}^{69\max} + K_y^{ж.д} \cdot (P_{р.ж.д}^{69} + P_{р.ж.д}^{64} + P_{р.ж.д}^{62} + P_{р.ж.д}^{32} \cdot 2 + P_{р.ж.д}^{30}) + K_y^{\text{д.с.}} \cdot P_{р.д.с.} + K_y^{\text{маг}} \cdot (P_{р.маг.8} + P_{р.маг.9}) + K_y^{\text{зост}} \cdot P_{р.авт} = 146,6 + 0,9 \cdot (137,2 + 137,5 + 128,3 + 91,2 \cdot 2 + 94,2) + 0,4 \cdot 69 + 0,6 \cdot (50,4 + 13,8) + 0,7 \cdot 5,3 = 785,1.$$

Находим реактивную нагрузку, квар:

$$Q_{р.ТП} = Q_{р.ж.д}^{69\max} + K_y^{ж.д} \cdot (Q_{р.ж.д}^{69} + Q_{р.ж.д}^{64} + Q_{р.ж.д}^{62} + Q_{р.ж.д}^{32} \cdot 2 + Q_{р.ж.д}^{30}) + K_y^{\text{д.с.}} \cdot Q_{р.д.с.} + K_y^{\text{маг}} \cdot (Q_{р.маг.8} + Q_{р.маг.9}) + K_y^{\text{зост}} \cdot Q_{р.авт} = 30,95 + 0,9 \cdot (27,6 + 29 + 25,7 + 18,2 \cdot 2 + 20,4) + 0,4 \cdot 17,3 + 0,6 \cdot (21,7 + 9,7) + 0,7 \cdot 1,8 = 175,3.$$

Находим полную мощность приведенную к шинам 0,4 кВ ТП, кВА:

$$S_{р.ТП} = \sqrt{785,1^2 + 175,3^2} = 804,1.$$

По формуле (17) определим фактический коэффициент загрузки действующего трансформатора:

$$K_{загр}^{факт} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} = \frac{804,1}{1 \cdot 630} = 1,27.$$

Как мы видим ,трансформатор данной ТП перегружен, поскольку не соблюдается условие, следовательно, возникает необходимость замены рассматриваемой ТП на новую, удовлетворяющую техническим требованиям.

Проверим также условие загрузки трансформатора, установленного на действующей ТП № 241. Для этого используя формулу (14) определяем расчетную нагрузку на шинах 0,4 кВ данной ТП.

Из числа зданий, питаемых от данного трансформатора максимальной нагрузкой обладает 35-квартирный жилой дом (№ 1).

Находим активную нагрузку, кВт:

$$P_{p.ТП} = P_{p.ж.д}^{35} + K_y^{ж.д} \cdot (P_{p.ж.д}^{48} + P_{p.ж.д}^{16} \cdot 4 + P_{p.ж.д}^8 \cdot 5 + P_{общ}) + K_y^{д.с.} \cdot P_{p.д.с.} + K_y^{зар} \cdot P_{зар} = 194,1 + 0,9 \cdot (115,2 + 61,3 \cdot 4 + 41,8 \cdot 5 + 14,4) + 0,4 \cdot 92 + 0,3 \cdot 12,8 = 423,2.$$

Находим реактивную нагрузку, квар:

$$Q_{p.ТП} = Q_{p.ж.д}^{56} + K_y^{ж.д} \cdot (Q_{p.ж.д}^{48} + Q_{p.ж.д}^{16} \cdot 4 + Q_{p.ж.д}^8 \cdot 5 + Q_{общ}) + K_y^{д.с.} \cdot Q_{p.д.с.} + K_y^{зар} \cdot Q_{зар} = 69,3 + 0,9 \cdot (23,04 + 32,3 \cdot 4 + 8,37 \cdot 5 + 4,75) + 0,4 \cdot 18 + 0,3 \cdot 2,56 = 195,6.$$

Находим полную мощность приведенную к шинам 0,4 кВ ТП, кВА:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{423,2^2 + 195,6^2} = 396,6.$$

По формуле (17) определим фактический коэффициент загрузки действующего трансформатора:

$$K_{загр}^{факт} = \frac{S_{ТП.расч}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} = \frac{396,6}{1 \cdot 320} = 1,23.$$

Очевидно, что трансформатор данной ТП также перегружен и нуждается в замене на более мощный.

Аналогично произведем проверку трансформаторов на остальных существующих ТП.

В таблицу 5 сведем расчетные данные ТП рассматриваемого района, которые в результате проверки по условиям загрузки показали необходимость их замены.



Таблица 5 – Данные заменяемых ТП

№ п/ п	№ ТП	Номинальная мощность существующе й ТП		Расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП				Номинальная мощность заменяемой ТП	
		$S_{ном.ТП}$ , кВА	$I_{ном.ТП}$ А	$P_{р.ТП}$ кВт	$Q_{р.ТП}$ кВт	$S_{р.ТП}$ кВА	$K_{факт}$ <i>загр</i>	$S_{ном.ТП}$ кВА	$K_{факт}$ <i>загр</i>
Фидер № 4									
1	204	400	577.4	516	337.8	616.7	1.54	2×400	0.77
2	205	400	577.4	480.6	314.6	574.4	1.44	2×400	0.72
3	221	630	909.3	828.1	183.2	848.1	1.35	2×630	0.67
4	224	250	360.8	216.8	125.8	250.7	1.01	2×160	0.78
5	242	630	909.3	229.9	150.5	986.2	1.57	2×630	0.78
6	246	180	259.8	266.4	162	311.8	1.73	2×250	0.62
Фидер № 6									
7	207	400	577.4	532.9	307.7	615.3	1.54	2×400	0.77
8	208	400	577.4	514.9	297.3	594.6	1.49	2×400	0.74
9	231	320	461.9	507.1	292.8	585.6	1.83	2×400	0.73
10	241	320	461.9	760.2	362.6	842.2	2.63	2×630	0.67
11	247	400	577.4	540.6	287.1	612.1	1.53	2×400	0.77
12	263	400	577.4	432.1	236.1	492.4	1.23	2×400	0.62

Загрузка остальных ТП, расположенных в рассматриваемой части поселка (№ 203, 206, 209, 232, 236, 262, 254, 259, 261, 264, 277, 228, 255, 265, 274, 275, 282) после соответствующей проверки показала, что их замена не требуется.

### 3.2 Определение места расположения ТП

С точки зрения экономичности ВКР, а именно для оптимального распределения электроэнергии в сети, выбор оптимального места расположения ТП следует определять по центру электрических нагрузок.

Для определения места расположения ТП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляет собой размещение на плане жилых зданий и сооружений окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (19)$$

где  $m$  – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находят координаты  $(X_0; Y_0)$  условного центра электрических нагрузок (УЦН):

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}; \quad (20)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}. \quad (21)$$

На основании значений координат соответственно определяется место расположения источника питания (ТП). В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети 0,4 кВ будут иметь минимальную протяженность, что обеспечивает небольшие потери напряжения и мощности, что довольно важно в низковольтных сетях.

Также необходимо, чтобы нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, не приводила к необходимости установки трансформаторов мощностью 1600 кВА и выше. При определении места расположения ТП также следует учитывать возможность свободного доступа к трансформаторам для их замены или ремонта.

Для примера определим место расположения ТП № 301 и ТП № 302.

$$X_0^{ТП301} = \frac{144 \cdot 148 \cdot 4 + 83,7 \cdot 215 \cdot 4}{144 \cdot 4 + 83,7 \cdot 4} = 173 \text{ м};$$

$$Y_0^{ТП301} = \frac{148 \cdot 215 + 148 \cdot 165 + 148 \cdot 115 + 148 \cdot 65 + 83,7 \cdot 215 + 83,7 \cdot 165 + 83,7 \cdot 115 + 83,7 \cdot 65}{144 \cdot 4 + 83,7 \cdot 4} = 143 \text{ м};$$

$$X_0^{ТП302} = \frac{34,5 \cdot 315 \cdot 2 + 20 \cdot 340 \cdot 5}{34,5 \cdot 2 + 20 \cdot 5} = 330 \text{ м};$$

$$Y_0^{ТП302} = \frac{34,5 \cdot 195 + 34,5 \cdot 140 + 20 \cdot 205 + 20 \cdot 185 + 20 \cdot 165 + 20 \cdot 145 + 20 \cdot 125}{34,5 \cdot 2 + 20 \cdot 5} = 166 \text{ м}.$$

Аналогично произведем определение места расположения остальных реконструируемых ТП.

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

Потери в трансформаторах делят на два вида:

- нагрузочные или потери КЗ;
- потери ХХ.

Потери могут носить как активный, так и реактивный характер.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{нагр} + \Delta P_{хх}, \quad (22)$$

где  $\Delta P_{хх}$  – потери мощности ХХ в магнитопроводе (в стали) на вихревые токи и гистерезис, кВт, справочная величина;

$\Delta P_{нагр}$  – нагрузочные потери (переменные, или потери в меди), кВт, определяемые по следующей формуле:

$$\Delta P_{нагр} = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{тр}, \quad (23)$$

где  $P_{нагр}$  и  $Q_{нагр}$  – соответственно активная и реактивная мощность нагрузки ТП;

$R_{тр}$  – активное сопротивление обмоток СТ (состоит из суммы сопротивления первичной обмотки  $R_1$  и сопротивления вторичной обмотки  $R_2$ , приведенной к первичной), Ом, которое определяется по следующей формуле:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ВН}^2}{S_{тр.ном}^2}. \quad (24)$$

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_{mp} = \Delta Q_{нагр} + \Delta Q_{xx}, \quad (25)$$

где  $\Delta Q_{xx}$  – реактивные потери ХХ, величина расчетная;

$\Delta Q_{нагр}$  – нагрузочные потери (условно-постоянные, или потери в стали), квар, определяемые по следующей формуле:

$$\Delta Q_{нагр} = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{ВН}^2} \cdot X_{mp}, \quad (26)$$

где  $X_{mp}$  – реактивное сопротивление обмоток СТ (состоит из суммы индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки  $X_1$  и индуктивного сопротивления вторичной обмотки  $X_2'$ , приведенной к первичной), Ом, которое определяется по следующей формуле:

$$X_{mp} = \frac{u_{кз} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{mp.ном}}, \quad (27)$$

где  $U_{кз}$  – напряжение КЗ, измеряемое в % от высшего номинального напряжения, справочная величина.

Реактивные потери ХХ, идущей на намагничивание стали, определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{mp.ном}}{100}, \quad (28)$$

где  $I_{xx}$  – ток ХХ, в % от номинального первичного тока.

Полные потери в СТ определяются по следующей формуле:

$$\Delta S_{mp} = \sqrt{\Delta P_{mp}^2 + \Delta Q_{mp}^2}. \quad (29)$$

Справочные и расчетные данные выбранных трансформаторов реконструируемых ТП рассматриваемого района сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Тип СТ	Справочные данные						Расчетные данные				
		$S_{mp}$ , ном, кВ А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		$u_{кз}$ , , %	$I_{хх}$ , %	$\Delta Q_x$ , квар	$R_m$ , Ом	$X_{mp}$ , Ом	$Z_{mp}$ , Ом
			ВН	НН	$\Delta P_x$ х	$\Delta P$ кз						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
224	ТМ-160/10	160	6	0,4	0,56	2,6	4,5	2,4	3,84	3,7	10,1	10,
246, 302	ТМ-250/10	250	6	0,4	0,82	3,7	4,5	2,3	5,75	2,1	6,48	6,8
204, 205, 207, 208, 231, 247, 263	ТМ-400/10	400	6	0,4	1,05	5,5	4,5	2,1	8,4	1,2	4,05	4,2
221, 241, 242, 301	ТМ-630/10	630	6	0,4	1,56	7,6	5,5	2	12.6	0,6	3,14	3,2

Расчет потерь мощности в трансформаторе покажем на примере трансформаторной подстанции ТП № 301:

Полная номинальная мощность ТП № 301 определяется мощностью, установленных на ней силовых трансформаторов и их количеством. На данной ТП установлено два трансформатора, мощностью 630 кВА. Расчетная нагрузка данной ТП следующая:

$$P_{нагр} = 847,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{нагр} = 169,4 \text{ квар.}$$

Тогда

$$\Delta P_{тр} = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{ВН}^2} \cdot \frac{R_{тр}}{n_{тр}} + n_{тр} \cdot \Delta P_{xx} = \frac{857,1^2 + 169,4^2}{6^2 \cdot 10^3} \cdot \frac{0,69}{2} + 2 \cdot 1,56 = 10,27 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{ВН}^2} \cdot \frac{X_{тр}}{n_{тр}} + n_{тр} \cdot \Delta Q_{xx} = \frac{847,1^2 + 169,4^2}{6^2 \cdot 10^3} \cdot \frac{3,14}{2} + 2 \cdot 12,6 = 57,75 \text{ квар},$$

где  $n_{тр}$  – количество трансформаторов, установленных на ТП.

Полные потери в СТ:

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{10,27^2 + 57,75^2} = 58,66 \text{ кВА.}$$

Потери в трансформаторах для остальных трансформаторных подстанций (реконструируемых и нереконструируемых) рассчитываем аналогично, а результаты расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Потери мощности в трансформаторах ТП

№ п/п	№ ТП	$S_{ТП.ном}$ , кВА	$\Delta P_{тр}$ , кВт	$\Delta Q_{тр}$ , квар	$\Delta S_{тр}$ , кВА
1	2	3	4	5	6
Реконструируемые					
1	204	2x400	8.64	38.20	39.2
2	205	2x400	7.77	35.36	36.2
3	221	2x630	10.01	56.60	57.5
4	224	2x160	4.37	16.52	17.1
5	242	2x630	12.43	67.65	68.8

## Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
6	246	2x250	4.52	20.25	20.7
7	207	2x400	8.61	38.10	39.1
8	208	2x400	8.18	36.68	37.6
9	231	2x400	7.99	36.09	37.0
10	241	2x630	9.91	56.17	57.0
11	247	2x400	8.54	37.88	38.8
12	263	2x400	6.27	30.44	31.1
13	301	2x630	10.26	57.78	58.7
14	302	2x250	4.97	21.63	22.2
Нереконструируемые					
15	203	400	5.30	22.31	22.9
16	205а (вед)	400	1.053	8.41	8.5
17	206	2x400	6.10	42.68	43.1
18	209	400	3.65	16.89	17.3
19	219 (вед)	180	1.27	10.98	11.1
20	227 (вед)	400	1.06	8.43	8.5
21	232	2x400	8.22	36.82	37.7
22	236	160	2.47	9.04	9.4
23	239 (вед)	320	1.90	19.21	19.3
24	248 (вед)	400	1.08	8.50	8.6
25	252 (вед)	2x250	1.67	11.60	11.7
26	257 (вед)	63	0.31	1.36	1.4
27	262	2x400	7.65	34.95	35.8
28	267 (вед)	160	0.57	3.87	3.9
29	273 (вед)	250	0.83	5.77	5.8
30	295 (вед)	160	0.64	4.07	4.1
31	249 (вед)	560	2.56	33.81	33.9



Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
32	254	400	4.37	19.27	19.8
33	259	400	4.07	18.28	18.7
34	260 (вед)	160	0.65	4.08	4.1
35	261	2x630	8.87	51.41	52.2
36	264	400	3.96	17.93	18.4
37	277	250	3.49	13.87	14.3
38	201	250	2.83	11.88	12.2
39	202	160	1.11	6.86	6.9
40	220 (вед)	100	0.36	2.61	2.6
41	222	250	2.22	10.02	10.3
42	225 (вед)	160	0.60	3.95	4.0
43	228	400	5.08	21.60	22.2
44	230	250	3.45	13.74	14.2
45	240 (вед)	400	1.10	8.55	8.6
46	244 (вед)	100	0.79	3.57	3.7
47	253 (вед)	250	0.83	45.68	45.7
48	255	400	4.56	19.87	20.4
49	258 (вед)	250	3.67	14.41	14.9
50	265	630	6.07	33.17	33.7
51	274	250	3.55	14.04	14.5
52	275	400	5.29	22.26	22.9
53	276 (вед)	100	0.38	2.64	2.7
54	282	400	4.39	19.33	19.8

#### 4.1 Конструктивное исполнение принятых ТП

В городских сетях для электроснабжения жилых и общественных объектов целесообразно применение комплектных трансформаторных подстанций городского типа (КТПГ).

(2) КТПГ 100-1000/10(6)/0,4 У1 – комплектная одно-(двух) трансформаторная подстанция городского типа мощностью от 100 до 1000 кВА предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 10 (6) кВ в электроэнергию напряжением 0,4 кВ. Трансформаторная подстанция проходная наружной установки.

Технические характеристики КТПГ представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные технические характеристики КТПГ

Наименование параметра	Значение параметра					
Мощность силового трансформатора, кВА	100	160	250	400	630	1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10					
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4					
Номинальный ток плавких высоковольтных предохранителей, А	20; 16	31,5 ; 20	50; 31,5	63; 50	80; 63	160 ; 100
Номинальный ток трансформатора на стороне НН, А	144	232	362	578	910	1445
Ток термической стойкости в течение 1 с, кА	20					
– на стороне ВН	10; 20					
– на стороне НН						

Продолжение таблицы 8

Ток электродинамической стойкости, кА – на стороне ВН – на стороне НН	51 25; 50					
Исполнение ввода ВН, НН	Кабельное или воздушное					
Число отходящих линий, шт. – однотрансформаторная – двухтрансформаторная	до 8 до 16					
Номинальный ток отходящих линий, А	63- 100	80- 160	100- 250	160 - 400	250 - 630	400 - 100 0
Степень защиты по ГОСТ 14254-96, не менее	IP54					
Степень защиты изоляции по ГОСТ 9920-89	I; II					
Степень огнестойкости по СНиП 21-01-97	II					
Габаритные размеры, мм – однотрансформаторная – двухтрансформаторная	3540 × 2970 × 2450 3540 × 5940 × 2450					
Масса, кг – однотрансформаторная – двухтрансформаторная	4500 9000					

Условия эксплуатации:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- температура окружающего воздуха - согласно ГОСТ 15150 от - 40 °С до + 40 °С;
- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, снижающих параметры подстанции в не допустимых пределах.

Конструктивно подстанция выполнена в утепленной оболочке. Стены подстанции выполнены из панелей типа «Сэндвич» (оцинкованный лист + минвата из базальта + оцинкованный лист). Основания и крыши выполнены из трех слоев (листовая сталь + минвата «URSA» + листовая сталь).

В основном подстанция состоит из трех отсеков:

1. устройства высокого напряжения УВН-10 (6) кВ;
2. устройства низкого напряжения РУНН-0,4 кВ;
3. отсека силового трансформатора.

Устройство УВН-10 (6) кВ может быть скомплектована камерами типа КСО-306 (производства АО «КТЗ»), количество до 6-ти, схемные решения которых определяется требованием заказчика.

Устройство РУНН-0,4 кВ выполнено на базе панелей ЩО-06 (производства АО «КТЗ»), состав которых определяется заказчиком.

В отсеке силового трансформатора расположен трансформатор, который соединен с камерами КСО-306 и панелями ЩО-06 шинами.

Подстанции изготавливаются по схемам главных цепей. Допускается изготовление подстанций по нетиповым схемам, разработанными изготовителем и согласованными с заказчиками.

## 5 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ЛИНИЙ 6 КВ

Сечения КЛ принято выбирать по расчетному току.

Расчетный, или рабочий ток линии определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{каб}}, \quad (30)$$

где  $S_{р.л}$  – полная расчетная мощность линии, кВА;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение линии, кВ;

$n_{каб}$  – количество параллельных кабелей.

Далее по полученному току выбираем ближайшее сечение кабеля по значению его длительно допустимого тока.

Сечение считается предварительно выбранным правильно, если соблюдается следующее условие:

$$I_p \leq I_{дл.доп}, \quad (31)$$

$$I_{дл.доп} = I'_{дл.доп} \cdot K_{окр} \cdot K_{прок}, \quad (32)$$

где  $I'_{дл.доп}$  – справочная величина длительно допустимого тока, для выбранной марки и сечения кабеля;

$K_{окр}$  – коэффициент, учитывающий условия окружающей среды (зависит от температуры воздуха или земли);

$K_{прок}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей рядом.

Далее производим проверку выбранного кабеля по току в послеаварийном режиме, с учетом его перегрузочной способности, умножая

длительно допустимый ток кабеля на перегрузочный коэффициент  $K_{пер}$ , по условию:

$$I_{дл.доп} \cdot K_{пер} \geq I_{ав.р.}, \quad (33)$$

где  $I_{ав.р.}$  – ток в послеаварийном режиме, А;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий перегрузочную способность кабеля.  $K_{пер} = 1,3$  при загрузке кабеля в нормальном режиме на 80 % и более,  $K_{пер} = 1,35$  – при загрузке менее 80 %.



шинам 6 – 10 кВ), т. е. мощность нагрузки с учетом потери мощности в силовом трансформаторе.

Приведенная мощность нагрузки ТП определяется по следующим формулам:

$$P_{np} = P_{нагр} + \Delta P_{тр}, \text{ кВт}; \quad (34)$$

$$Q_{np} = Q_{нагр} + \Delta Q_{тр}, \text{ квар}; \quad (35)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \text{ кВА}. \quad (36)$$

Расчет потерь энергии в силовых трансформаторах ТП представлен в пункте 6.

В таблице 9 сведены значения приведенных нагрузок узлов распределительной сети.

Таблица 9 – Приведенные нагрузки узлов сети

№ п/п	№ ТП	$S_{ТП,ном},$ кВА	Приведенная нагрузка узла		
			$P_{np},$ кВт	$Q_{np},$ квар	$S_{np},$ кВА
1	2	3	4	5	6
1	203	400	299.5	214.9	368.6
2	204	2×400	524.6	376	645.5
3	205	2×400	488.4	350	600.8
4	205а (вед)	400	8.8	14.7	17.1
5	206	2×400	472.5	348.1	586.9
6	209	400	233.5	167.4	287.3
7	219 (вед)	180	22.1	23.6	32.3
8	221	2×630	838.1	239.8	871.7
9	224	2×160	221.2	142.3	263



Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
10	227 (вед)	400	19.5	17.2	26
11	232	2×400	524.8	335.1	622.7
12	236	160	121.8	74.2	142.6
13	239 (вед)	320	9	23.5	25.2
14	242	2×630	855	580.1	1033.2
15	246	2×250	270.9	182.2	326.5
16	248 (вед)	400	27.1	24.3	36.4
17	252 (вед)	2×250	30.2	30.3	42.8
18	257 (вед)	63	10.3	8.1	13.1
19	262	2×400	523.9	271.7	590.2
20	267 (вед)	160	8.4	9.2	12.4
21	273 (вед)	250	9.5	11.1	14.6
22	295 (вед)	160	25	18.9	31.4
23	207	2×400	541.5	345.8	642.5
24	208	2×400	523.1	334	620.6
25	231	2×400	515.1	328.9	611.1
26	241	2×630	770.1	418.8	876.6
27	247	2×400	549.1	325	638.1
28	249 (вед)	560	40.4	59.7	72.1
29	254	400	273.6	174.7	324.6
30	259	400	260.7	166.5	309.3
31	260 (вед)	160	24.8	20.7	32.3
32	261	2×630	754.2	263.5	798.9
33	263	2×400	438.4	266.5	513
34	264	400	257.8	160.5	303.7
35	277	250	187.4	120.1	222.6
36	201	250	163.6	102.3	193

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
37	202	160	91.4	57.7	108.1
38	220 (вед)	100	3.8	4.6	5.9
39	222	250	136.4	85.4	161
40	225 (вед)	160	17.4	13.6	22.1
41	228	400	303.7	189.4	357.9
42	230	160	106.5	28.8	110.3
43	240 (вед)	400	31.1	29.1	42.6
44	244 (вед)	100	40	28.6	49.1
45	253 (вед)	250	13.1	54.1	55.7
46	255	400	283	176.4	333.4
47	258 (вед)	250	184.5	138.5	230.7
48	265	630	429.3	271	507.6
49	274	250	190.6	119.1	224.8
50	275	400	311.3	194.3	366.9
51	276 (вед)	100	8.3	8	11.5
52	282	400	276.1	172	325.3
53	301	2×630	857.4	227.2	887
54	302	2×250	334	87.4	345.2
55	132	160	89.8	44.2	100.1
56	299	250	174	116.4	209.3
57	130	160	93	61.8	111.7
Сумма			14713.7	8269.7	16878.4

Произведем выбор сечения кабеля для КЛ, питающей ТП №№ 259, 254, 261, 260, 264, 302, 301 по петлевой сети.

Расчетная схема петлевой сети представлена на рисунке 3.

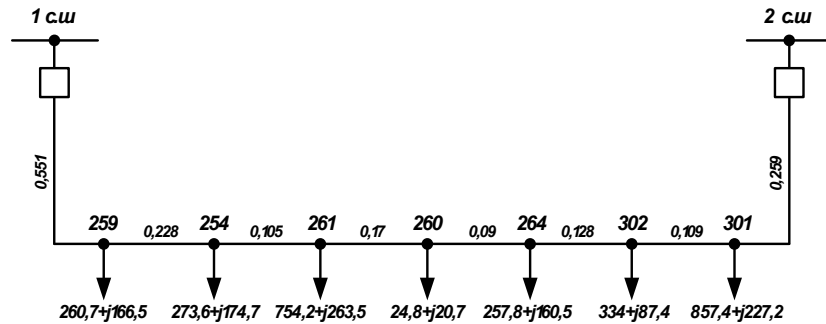


Рисунок 3 – Расчетная схема петлевой сети

Нормальным режимом работы петлевой сети является две разомкнутые линии. Для определения места размыкания петли необходимо произвести расчет потокораспределения мощности по участкам данной сети.

Для этого определяются потоки расчетной активной и реактивной мощности на головных участках по правилу моментов, при этом используем допущение об отсутствии потерь мощности на участках, поскольку на данном этапе нам не известны параметры линий. В общем виде для полной мощности:

$$S_{0'-1} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_{i-0''}}{l_{0'-0''}}; \quad (37)$$

$$S_{0''-n} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_{i-0'}}{l_{0'-0''}}, \quad (38)$$

где  $S_i$  – полная приведенная мощность нагрузки  $i$ -го узла сети;

$l_{0'}$ ,  $l_{0''}$  – длины линий от  $i$ -й точки сети до соответствующего конца ( $0'$  или  $0''$ ) или источника питания;

$l_{0'-0''}$  – суммарная длина всех участков петлевой сети.

По правилу моментов определим отдельно потоки активной (кВт) и реактивной (квар) мощностей на головном участке 1 с.ш.-ТП 259:

$$P_{1с.ш.-259} = \frac{P_{np}^{259} \cdot l_{259-2с.ш.} + P_{np}^{254} \cdot l_{254-2с.ш.} + P_{np}^{261} \cdot l_{261-2с.ш.} + P_{np}^{260} \cdot l_{260-2с.ш.} + P_{np}^{264} \cdot l_{264-2с.ш.} + P_{np}^{302} \cdot l_{302-2с.ш.} + P_{np}^{301} \cdot l_{301-2с.ш.}}{l_{1с.ш.-2с.ш.}} =$$

$$= \frac{260,7 \cdot 1,089 + 273,6 \cdot 0,861 + 754,2 \cdot 0,756 + 24,8 \cdot 0,586 + 257,8 \cdot 0,496 + 334 \cdot 0,368 + 857 \cdot 0,259}{1,64} = 961,5;$$

$$Q_{1с.ш.-259} = \frac{Q_{np}^{259} \cdot l_{259-2с.ш.} + Q_{np}^{254} \cdot l_{254-2с.ш.} + Q_{np}^{261} \cdot l_{261-2с.ш.} + Q_{np}^{260} \cdot l_{260-2с.ш.} + Q_{np}^{264} \cdot l_{264-2с.ш.} + Q_{np}^{302} \cdot l_{302-2с.ш.} + Q_{np}^{301} \cdot l_{301-2с.ш.}}{l_{1с.ш.-2с.ш.}} =$$

$$= \frac{166,5 \cdot 1,089 + 174,7 \cdot 0,861 + 263,5 \cdot 0,756 + 20,7 \cdot 0,586 + 160,5 \cdot 0,496 + 87,4 \cdot 0,368 + 227,2 \cdot 0,259}{1,64} = 435,2.$$

Аналогично для головного участка 2 с.ш.-ТП 301:

$$P_{2с.ш.-301} = \frac{P_{np}^{301} \cdot l_{301-1с.ш.} + P_{np}^{302} \cdot l_{302-1с.ш.} + P_{np}^{264} \cdot l_{264-1с.ш.} + P_{np}^{260} \cdot l_{260-1с.ш.} + P_{np}^{261} \cdot l_{261-1с.ш.} + P_{np}^{254} \cdot l_{254-1с.ш.} + P_{np}^{259} \cdot l_{259-1с.ш.}}{l_{1с.ш.-2с.ш.}} =$$

$$= \frac{857,4 \cdot 1,381 + 334 \cdot 1,272 + 257,8 \cdot 1,144 + 24,8 \cdot 1,054 + 754,2 \cdot 0,884 + 273,6 \cdot 0,779 + 260,7 \cdot 0,551}{1,64} = 1800,9;$$

$$Q_{2с.ш.-301} = \frac{Q_{np}^{301} \cdot l_{301-1с.ш.} + Q_{np}^{302} \cdot l_{302-1с.ш.} + Q_{np}^{264} \cdot l_{264-1с.ш.} + Q_{np}^{260} \cdot l_{260-1с.ш.} + Q_{np}^{261} \cdot l_{261-1с.ш.} + Q_{np}^{254} \cdot l_{254-1с.ш.} + Q_{np}^{259} \cdot l_{259-1с.ш.}}{l_{1с.ш.-2с.ш.}} =$$

$$= \frac{227,2 \cdot 1,381 + 87,4 \cdot 1,272 + 160,5 \cdot 1,144 + 20,7 \cdot 1,054 + 263,5 \cdot 0,884 + 174,7 \cdot 0,779 + 166,5 \cdot 0,551}{1,64} = 665,3.$$

Проверка правильности расчета осуществляется по следующему условию: сумма потоков мощности головных участках равна сумме расчетных мощностей всех узлов, т. е.:

$$P_{1с.ш.-259} + P_{2с.ш.-301} = \sum_{i=1}^n P_{np}^{III};$$

$$961,5 + 1800,9 = 260,7 + 273,6 + 754,2 + 24,8 + 257,8 + 334 + 857,4;$$

$$2762,5 = 2762,5.$$

Данное условие выполняется.

Далее определяем точку потокораздела, т. е. тот узел сети, нагрузка которого получает питание с двух сторон. Иными словами, это – точка сети, в которой встречаются потоки мощности. Для нахождения потока мощности на следующем участке используется первый закон Кирхгофа:

$$P_{1-2} = P_{0-1} - P_A; P_{2-3} = P_{1-2} - P_B \quad \text{и т. д.} \quad (39)$$

Для потоков реактивной мощности аналогично.

После точки потокораздела мощность на следующем участке меняет свой знак на противоположный.

С целью проверки правильности определения точки потокораздела потоки расчётных мощностей рассчитывается с двух сторон. При этом должно выполняться условие:

$$P_{ij} = - P_{ji}. \quad (40)$$

Точка потокораздела активной мощности на схеме обозначается:  $\nabla$ , а реактивной –  $\blacktriangledown$ .

Определим точку потокораздела для данной сети:

$$P_{259-254} = P_{1с.ш.-259} - P_{np}^{259} = 961,5 - 260,7 = 700,8 \text{ кВт};$$

$$P_{254-261} = P_{259-254} - P_{i\delta}^{254} = 700,8 - 273,6 = 427,3 \text{ кВт};$$

$$P_{261-260} = P_{254-261} - P_{i\delta}^{261} = 427,3 - 754,2 = -326,9 \text{ кВт}.$$

Проверим с другой стороны:

$$P_{301-302} = P_{2c.u-301} - P_{np}^{301} = 1800,9 - 857,4 = 943,5 \text{ кВт};$$

$$P_{302-264} = P_{301-302} - P_{i\delta}^{302} = 943,5 - 334 = 609,5 \text{ кВт};$$

$$P_{264-260} = P_{302-264} - P_{i\delta}^{264} = 609,5 - 257,8 = 351,7 \text{ кВт};$$

$$P_{260-261} = P_{264-260} - P_{i\delta}^{260} = 351,7 - 24,8 = 326,9 \text{ кВт};$$

$$P_{261-254} = P_{260-261} - P_{i\delta}^{261} = 326,9 - 754,2 = -427,3 \text{ кВт}.$$

Условие (31) выполняется поскольку:  $P_{261-260} = -P_{260-261}$ , следовательно, точкой потокораздела является ТП 261.

Аналогично для потока реактивной мощности:

$$Q_{259-254} = Q_{1c.u-259} - Q_{np}^{259} = 435,2 - 166,5 = 268,7 \text{ квар};$$

$$Q_{254-261} = Q_{259-254} - Q_{i\delta}^{254} = 268,7 - 174,7 = 94 \text{ квар};$$

$$Q_{261-260} = Q_{254-261} - Q_{i\delta}^{261} = 94 - 263,5 = -169,5 \text{ квар}.$$

С другой стороны:

$$Q_{301-302} = Q_{2c.u-301} - Q_{np}^{301} = 665,3 - 227,2 = 438,1 \text{ квар};$$

$$Q_{302-264} = Q_{301-302} - Q_{i\delta}^{302} = 438,1 - 87,4 = 350,7 \text{ квар};$$

$$Q_{264-260} = Q_{302-264} - Q_{i\delta}^{264} = 350,7 - 160,5 = 190,2 \text{ квар};$$

$$Q_{260-261} = Q_{264-260} - Q_{i\delta}^{260} = 190,2 - 20,7 = 169,5 \text{ квар};$$

$$Q_{261-254} = Q_{260-261} - Q_{i\delta}^{261} = 169,5 - 263,5 = -94 \text{ квар}.$$

Таким образом, ТП 261 является точкой потокораздела как активной, так и реактивной мощности, поэтому рассматриваемая петля в нормальном режиме работы должна быть разомкнута на ТП 261.

Однолинейная схема данной распределительной сети приведена ниже на рисунке 4.

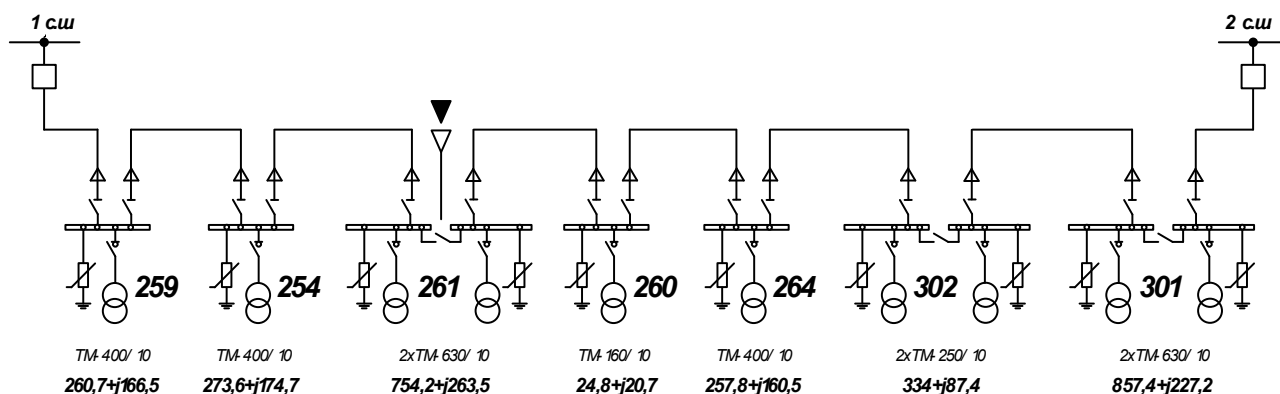


Рисунок 4 – Схема распределительной сети

Определяем расчетный ток на головных участках в нормальном режиме работы петли (петля разомкнута в точке потокораздела), А:

$$I_{норм.р.}^{л1} = \frac{K_{сов.мах} \cdot \sqrt{P_{1с.ш.-259}^2 + Q_{1с.ш.-259}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,85 \cdot \sqrt{961,5^2 + 435,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 86,4;$$

$$I_{норм.р.}^{л2} = \frac{K_{сов.мах} \cdot \sqrt{P_{2с.ш.-301}^2 + Q_{2с.ш.-301}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,8 \cdot \sqrt{1800,9^2 + 665,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 147,8,$$

где  $K_{сов.мах}$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, который зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, /1, табл. 2.4.1/.

По наибольшему полученному току на головном участке принимаем кабель сечением 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I'_{дл.дон} = 165$  А.

Выбранное сечение проверяем по после аварийному току, считая, что петля замкнута и оборван один из головных участков:

$$I_{ав.р.} = \frac{K_{сов.мах} \cdot (\sqrt{P_{1с.ш.-259}^2 + Q_{1с.ш.-259}^2} + \sqrt{P_{2с.ш.-301}^2 + Q_{2с.ш.-301}^2})}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$

$$= \frac{0,8 \cdot (\sqrt{961,5^2 + 435,2^2} + \sqrt{1800,9^2 + 665,3^2})}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 229 \text{ А.}$$

$$I_{дл.дон} = I'_{дл.дон} \cdot K_{окр} \cdot K_{прок} = 165 \cdot 0,9 \cdot 1 = 148,5 \text{ А};$$

$$148,5 \cdot K_{пер} \leq 229;$$

$$148,5 \cdot 1,3 \leq 229;$$

$$193,1 \leq 229.$$

Как видно выше, условие (24) не выполняется, поэтому увеличиваем сечение до  $70 \text{ мм}^2$  с длительно допустимым током  $I'_{\text{дл.доп}} = 203 \text{ А}$ .

Тогда

$$I_{\text{дл.доп}} = 203 \cdot 0,9 \cdot 1 = 182,7 \text{ А};$$

$$182,7 \cdot 1,3 \geq 229;$$

$$237,5 \geq 229.$$

К установке на головных участках принимаем трехжильный кабель марки АПВБВ сечением  $3 \times 70 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым током  $I'_{\text{дл.доп}} = 203 \text{ А}$ .

Сечение кабеля на остальных участках петлевой сети допускается выбирать таким же, как и на головных.

Рассмотрим остальную часть схемы распределительной сети.

Для расчета потокораспределения сложноразомкнутой схемы необходимо создать наиболее тяжелый рабочий режим схемы. Для этого условно:

- разрываем связь между ТП 221 и ТП 249;
- разрываем связь между ТП 221 и ТП 205;
- разрываем связь между ТП 232 и узлом 22;
- разрываем связь между узлами 17 и 18.

Далее упрощаем схему. Разомкнутые ветви: 4-5-6-282, 7-8-9-10-11-12-13-14-15-16-17-230, 262-205-205а, 241-277-249 и 26-25-24-23-22-21-20-19-18 приводим к соответствующим питающим узлам схемы.

Приведем, к примеру, нагрузку ветви 4-5-6-282 к узлу 4, складывая приведенные мощности нагрузок соответствующих ТП, без учета потерь мощности в линиях.



Расчетная схема приведена ниже.

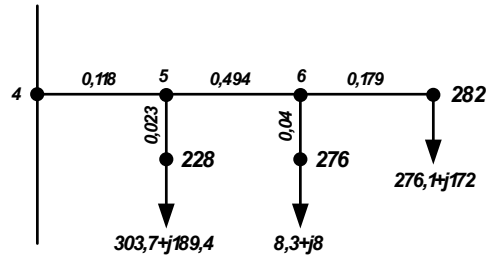


Рисунок 5 – Расчетная схема

$$P_{np}^4 = P_{np}^{228} + P_{np}^{276} + P_{np}^{282} = 303,7 + 8,3 + 276,1 = 588,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{np}^4 = Q_{np}^{228} + Q_{np}^{276} + Q_{np}^{282} = 189,4 + 8 + 172 = 369,4 \text{ квар};$$

$$S_{np}^4 = \sqrt{(Q_{np}^4)^2 + (P_{np}^4)^2} = \sqrt{369,4^2 + 588,1^2} = 694,5 \text{ кВА}.$$

Ток на участке 4-5, А:

$$I_p = \frac{K_{\cos, \max} \cdot S_{np}^4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,85 \cdot 694,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 56,8.$$

Точно так же приводим мощности остальных ветвей к соответствующим узлам. Результаты сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета

№ п/п	Ветвь	Узел	$P_{np}^i$ , кВт	$Q_{np}^i$ , квар	$S_{np}^i$ , кВА	$I_p$ , А
1	2	3	4	5	6	7
1	7-8-9-10-11-12-13-14-15-16- 17-230	7	1403,9	928,2	1683	121,5
2	26-25-24-23-22-21-20-19-18	26	506,7	314,2	596,2	43
3	262-205-205a	262	1021,1	636,3	1203,2	92,6
4	241-277-249	241	997,9	598,6	1163,7	89,6
5	247-204-246-224-232-242-221	247	3783,7	2180,5	4367	315,2
6	295-252	295	55,2	49,2	73,9	6,4

Определим поток мощности на участке 231-241:

$$P_{231-241} = P_{i\delta}^{241} + P_{i\delta}^{247} = 997,9 + 3783,7 = 4781,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{231-241} = Q_{i\delta}^{241} + Q_{i\delta}^{247} = 598,6 + 2180,5 = 2779,1 \text{ квар};$$

$$S_{231-241} = \sqrt{(P_{231-241})^2 + (Q_{231-241})^2} = \sqrt{4781,6^2 + 2779,1^2} = 5530,6 \text{ кВА.}$$

Ток на участке 231-241, А:квар

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{np}^{231-241}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5530,6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 372,5 \text{ А};$$

Приведенная нагрузка к узлу 231:

$$P_{np}^{231} = P_{np}^{231-241} + P_{np}^{231} = 4781,6 + 515,1 = 5296,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{np}^{231} = Q_{np}^{231-241} + Q_{np}^{231} = 2779,1 + 328,9 = 3108; \text{ квар};$$

$$S_{np}^{231} = \sqrt{(P_{np}^{231})^2 + (Q_{np}^{231})^2} = \sqrt{5296,7^2 + 3108^2} = 6141,2 \text{ кВА.}$$

В нормальном режиме работы сети для исключения перетоков мощности между секциями шин питающей подстанции следует размыкать замкнутые сети в местах потокораздела.

Для определения места размыкания контура 1 с.ш.-1-2-3-4-7-262-206-263-207-208-231-2 с.ш. находим потоки активной (кВт) и реактивной (квар) мощности на его головных участках.

Для головного участка 1 с.ш.-1:

$$P_{1с.ш.-1} = \frac{P_{np}^1 \cdot l_{1-2с.ш.} + P_{np}^2 \cdot l_{2-2с.ш.} + P_{np}^3 \cdot l_{3-2с.ш.} \cdot P_{np}^4 \cdot l_{4-2с.ш.} + P_{np}^7 \cdot l_{7-2с.ш.} + P_{np}^{262} \cdot l_{262-2с.ш.} + P_{np}^{206} \cdot l_{206-2с.ш.} + P_{np}^{263} \cdot l_{263-2с.ш.} + P_{np}^{207} \cdot l_{207-2с.ш.} + P_{np}^{208} \cdot l_{208-2с.ш.} + P_{np}^{231} \cdot l_{231-2с.ш.}}{l_{1с.ш.-2с.ш.}} =$$

$$\frac{311,1 \cdot 3,309 + 3,8 \cdot 3,072 + 283 \cdot 3,015 + 588,1 \cdot 2,755 + 1403,9 \cdot 2,029 + 1021,1 \cdot 1,941 + 472,5 \cdot 1,841 + 438,4 \cdot 1,607 + 541,5 \cdot 1,449 + 523,1 \cdot 1,308 + 5296,7 \cdot 1,05}{3,473} = 4880,4;$$

$$Q_{1c.u.-1} = \frac{Q_{np}^1 \cdot l_{1-2c.u.} + Q_{np}^2 \cdot l_{2-2c.u.} + Q_{np}^3 \cdot l_{3-2c.u.} + Q_{np}^4 \cdot l_{4-2c.u.} + Q_{np}^7 \cdot l_{7-2c.u.} + Q_{np}^{262} \cdot l_{262-2c.u.} + Q_{np}^{206} \cdot l_{206-2c.u.} + Q_{np}^{263} \cdot l_{263-2c.u.} + Q_{np}^{207} \cdot l_{207-2c.u.} + Q_{np}^{208} \cdot l_{208-2c.u.} + Q_{np}^{231} \cdot l_{231-2c.u.}}{l_{1c.u.-2c.u.}} =$$

$$\frac{194,3 \cdot 3,309 + 4,6 \cdot 3,072 + 176,4 \cdot 3,015 + 369,1 \cdot 2,755 + 928,2 \cdot 2,029 + 636,4 \cdot 1,941 + 348,1 \cdot 1,841 + 266,5 \cdot 1,607 + 345,8 \cdot 1,449 + 334 \cdot 1,308 + 3108 \cdot 1,05}{3,473} = 3050,6;$$

$$S_{1c.u.-1} = \sqrt{(P_{1c.u.-1})^2 + (Q_{1c.u.-1})^2} = \sqrt{4880,4^2 + 3050,6^2} = 5755,4.$$

Ток на головном участке 1 с.ш.-1, А:

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{1c.u.-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5755,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 387,7.$$

Для головного участка 2 с.ш.-231:

$$P_{2c.u.-231} = \frac{P_{np}^{231} \cdot l_{231-1c.u.} + P_{np}^{208} \cdot l_{208-1c.u.} + P_{np}^{207} \cdot l_{207-1c.u.} + P_{np}^{263} \cdot l_{263-1c.u.} + P_{np}^{206} \cdot l_{206-1c.u.} + P_{np}^{262} \cdot l_{262-1c.u.} + P_{np}^7 \cdot l_{7-1c.u.} + P_{np}^4 \cdot l_{4-1c.u.} + P_{np}^3 \cdot l_{3-1c.u.} + P_{np}^2 \cdot l_{2-1c.u.} + P_{np}^1 \cdot l_{1-1c.u.}}{l_{1c.u.-2c.u.}} =$$

$$\frac{5296,7 \cdot 2,423 + 523,1 \cdot 2,165 + 541,5 \cdot 2,024 + 438,4 \cdot 1,866 + 472,5 \cdot 1,632 + 1021,1 \cdot 1,532 + 1403,9 \cdot 1,444 + 588,1 \cdot 0,718 + 283 \cdot 0,458 + 3,8 \cdot 0,401 + 311,1 \cdot 0,164}{3,473} = 6002,7;$$

$$Q_{2c.u.-231} = \frac{Q_{np}^{231} \cdot l_{231-1c.u.} + Q_{np}^{208} \cdot l_{208-1c.u.} + Q_{np}^{207} \cdot l_{207-1c.u.} + Q_{np}^{263} \cdot l_{263-1c.u.} + Q_{np}^{206} \cdot l_{206-1c.u.} + Q_{np}^{262} \cdot l_{262-1c.u.} + Q_{np}^7 \cdot l_{7-1c.u.} + Q_{np}^4 \cdot l_{4-1c.u.} + Q_{np}^3 \cdot l_{3-1c.u.} + Q_{np}^2 \cdot l_{2-1c.u.} + Q_{np}^1 \cdot l_{1-1c.u.}}{l_{1c.u.-2c.u.}} =$$

$$\frac{3108 \cdot 2,423 + 334 \cdot 2,165 + 345,8 \cdot 2,024 + 266,5 \cdot 1,866 + 348,1 \cdot 1,632 + 636,4 \cdot 1,532 + 928,2 \cdot 1,444 + 369,1 \cdot 0,718 + 176,4 \cdot 0,458 + 4,6 \cdot 0,401 + 194,3 \cdot 0,164}{3,473} = 3660,8;$$

$$S_{2c.u.-231} = \sqrt{(P_{2c.u.-231})^2 + (Q_{2c.u.-231})^2} = \sqrt{6002,7^2 + 3660,8^2} = 7030,9.$$

Ток на головном участке 2 с.ш.-231, А:

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{2с.ш.-231}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 7030,9}{\sqrt{3} \cdot 6} = 473,6.$$

Пользуясь формулой (30) определяем, что точкой потокораздела в данном контуре является ТП 207, следовательно, в рабочем режиме сеть будет разомкнута на ТП 207.

Аналогично и определим потоки активной (кВт) и реактивной (квар) мощности на головных участках контура 2 с.ш. (ПС «Прогресс»)-29-28-27-26-30-2 с.ш. (ПС «ЖБИ»). Получаем:

$$P_{2с.ш.-29} = 426,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{2с.ш.-29} = 391,7 \text{ квар};$$

$$S_{2с.ш.-29} = \sqrt{(P_{2с.ш.-29})^2 + (Q_{2с.ш.-29})^2} = \sqrt{426,5^2 + 391,7^2} = 579,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{2с.ш.-29}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,75 \cdot 579,1}{\sqrt{3} \cdot 6} = 41,8 \text{ А.}$$

$$P_{2с.ш.-30} = 388,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{2с.ш.-30} = 304,1 \text{ квар};$$

$$S_{2с.ш.-30} = \sqrt{(P_{2с.ш.-30})^2 + (Q_{2с.ш.-30})^2} = \sqrt{388,7^2 + 304,1^2} = 493,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{2с.ш.-29}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,75 \cdot 493,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 35,6 \text{ А.}$$

В рабочем режиме схемы связь 26-30 будет отключена.

Для головного участка 1 с.ш.-1 выбираем самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением  $185 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым током  $I'_{дл.дон} = 436 \text{ А}$ .

Для головного участка 2 с.ш.-231 выбираем два кабеля марки АПвЭВнг-6/10 сечением  $95 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым током  $I'_{дл.дон} = 242 \text{ А}$ .

Для головных участков 2 с.ш.-29 и 2 с.ш.-30 выбираем самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением  $50 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым током  $I'_{\text{дл.доп}} = 195 \text{ А}$ .

Проверяем выбранные сечения в послеаварийном режиме. Послеаварийный режим наступает, к примеру, после обрыва (аварийного отключения) головного участка или одной цепи двухцепной линии, при этом нагрузка на оставшиеся в работе линии увеличивается.

Рассмотрим наиболее тяжелый послеаварийный режим – обрыв головного участка 2 с.ш.-231. При этом считаем, что включена связь между ТП 232 и узлом 22, связь между узлами 26-30, а также объединены секции ТП 207.

Приводим ветвь 232-242-221 к узлу 232, получаем:

$$P_{np}^{232} = 2217,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{np}^{232} = 1155 \text{ квар};$$

$$S_{np}^{232} = \sqrt{(P_{np}^{232})^2 + (Q_{np}^{232})^2} = \sqrt{2217,9^2 + 1155^2} = 2500,6 \text{ кВА}.$$

Приводим ветвь 22-21-20-19-18 к узлу 22, получаем:

$$P_{np}^{22} = 66,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{np}^{22} = 80,6 \text{ квар};$$

$$S_{np}^{22} = \sqrt{(P_{np}^{22})^2 + (Q_{np}^{22})^2} = \sqrt{66,6^2 + 80,6^2} = 104,8 \text{ кВА}.$$

По правилу моментов определяем потоки активной и реактивной мощностей на головных участках контура 1 с.ш.-1-2-3-4-7-262-206-263-207-208-231-241-247-204-246-224-232-22-23-24-25-26, получаем:

$$P_{1с.ш.-1} = 4786,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{1с.ш.-1} = 3022,1 \text{ квар};$$

$$S_{1с.ш.-1} = \sqrt{(P_{1с.ш.-1})^2 + (Q_{1с.ш.-1})^2} = \sqrt{4786,8^2 + 3022,1^2} = 5661 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{\text{сов. max}} \cdot S_{1с.ш.-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 5661}{\sqrt{3} \cdot 6} = 381,3 \text{ А}.$$

$$P_{26-25} = 6309,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{26-25} = 3795,6 \text{ квар};$$

$$S_{26-25} = \sqrt{(P_{26-25})^2 + (Q_{26-25})^2} = \sqrt{6309,2^2 + 3795,6^2} = 7363 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{26-25}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 7363}{\sqrt{3} \cdot 6} = 496 \text{ А.}$$

Аналогично потоки мощности на головных участках контура 1 с.ш.-29-28-27-26-30-2 с.ш., принимая равенство  $P_{26} = P_{26-25}$  и  $Q_{26} = Q_{26-25}$ , получаем:

$$P_{2с.ш.-29} = 3108,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{2с.ш.-29} = 1897,4 \text{ квар};$$

$$S_{2с.ш.-29} = \sqrt{(P_{2с.ш.-29})^2 + (Q_{2с.ш.-29})^2} = \sqrt{3108,8^2 + 1897,4^2} = 3642,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{2с.ш.-29}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 3642,1}{\sqrt{3} \cdot 6} = 245,3 \text{ А.}$$

$$P_{2с.ш.-30} = 3508,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{2с.ш.-30} = 2134 \text{ квар};$$

$$S_{2с.ш.-30} = \sqrt{(P_{2с.ш.-30})^2 + (Q_{2с.ш.-30})^2} = \sqrt{3508,9^2 + 2134^2} = 4106,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{K_{cov.max} \cdot S_{2с.ш.-29}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 4106,9}{\sqrt{3} \cdot 6} = 276,6 \text{ А.}$$

Таким образом, сечение головного участка 1 с.ш.-1 в послеаварийном режиме по длительно допустимому току проходит, следовательно, выбранный ранее провод, принимаем к установке.

Для установки на участке 26-25 выбираем самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением  $240 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым током  $I'_{дл.доп} = 515 \text{ А}$ .

Сечение провода на головном участке 2 с.ш.-29 выбранное ранее не подходит, поэтому увеличиваем до  $95 \text{ мм}^2$  с длительно допустимым током  $I'_{дл.доп} = 300 \text{ А}$ .

На участке 2 с.ш. (ПС «ЖБИ»)-30 принимаем к установке самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением 95 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I'_{дл.доп} = 300$  А.

Сечения на остальных участках схемы сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Сечения и марки выбранных проводников

Линия	Длина линии, км	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	$I'_{дл.доп}$ , А	Марка провода, кабеля
1 с.ш.-1-2-3-4-7	1,444	185	436	СИП-3
4-5-6-282	0,791	35	160	СИП-3
7-8-9-10-11-12-13-14-15-16-17	2,315	70	240	СИП-3
17-230	1,27	50	195	СИП-3
17-18-19-20-21-22	1,47	50	195	СИП-3
232-22-23-24-25-26	0,59	240	515	СИП-3
2 с.ш. -29-28-27-26	1,803	95	300	СИП-3
2 с.ш. -30-26	1,55	95	300	СИП-3
2 с.ш. -252-30	0,822	35	160	СИП-3
1 с.ш.-259-254-261-260-264-302-301-2 с.ш.	1,64	70	182,7	АПвБВ
2 с.ш.-231	1,05	2×95	435,5	АПвБВ
231-241	0,234	240	367,2	АПвБВ
241-247	0,237	185	315,9	АПвБВ
247-204-246-224-232	0,674	150	278,1	АПвБВ
232-242-221	0,405	95	217,8	АПвБВ
241-277	0,138	150	278,1	АПвБВ
277-249-221	0,448	120	248,4	АПвБВ
7-262	0,088	95	217,8	АПвБВ
262-206-263-207-208	0,633	70	182,7	АПвБВ
208-231	0,258	95	217,8	АПвБВ

262-205-221	0,737	70	182,7	АПвБВ
205-205а	0,044	35	126	АПвБВ

### 5.1 Определение потерь напряжения в сетях 6 кВ

Сечения кабелей, которые мы выбрали выше, необходимо проверить на отклонение напряжения. Если мы знаем напряжение на шинах источника питания и можем посчитать потери напряжения в сети, то мы можем определить и напряжение у потребителей.

Нормальное допустимое значение отклонения напряжения.

В линиях до 35 кВ потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{раб.уч}} \cdot L_{\text{уч}} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (41)$$

где  $I_{\text{раб.уч}}$  – рабочий максимальный ток участка линии, А;

$L_{\text{уч}}$  – длина участка линии, км;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение;

$r_0$  – удельные активное сопротивление, Ом/км;

$x_0$  – удельные индуктивное сопротивление, Ом/км.

Необходимо при расчете падения напряжения рассмотреть два расчетных случая:

- нормальный режим работы петли (петля разомкнута);
- аварийный режим работы.

Это необходимо потому, что нельзя однозначно утверждать какой из них будет тяжелее по отношению к потерям напряжения.

Выполним расчет потери напряжения для линий, которые находятся в наиболее тяжелом положении, т. е. которые имеют наибольшую нагрузку и



протяженность.

Покажем расчет потерь напряжения в аварийном режиме для каждого участка линии 1с.ш.-ТП 301 петли 1с.ш.-259-254-261-260-264-302-301-2 с.ш. (оборван головной участок 2 с.ш.-301).

$$I_{ав.р}^{1с.ш.-259} = \frac{K_{сов.маx} \cdot \sqrt{(P_{ав.р}^{1с.ш.-259})^2 + (Q_{ав.р}^{1с.ш.-259})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$
$$= \frac{0,8 \cdot \sqrt{2762,4^2 + 1100,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 229$$

$L_{1с.ш.-259} = 0,551$  км;  $F_{1с.ш.-259} = 70$  мм<sup>2</sup>;  $r_0 = 0,443$  Ом/км;  $x_0 = 0,119$  Ом/км.

Тогда потеря напряжения на участке 1с.ш.-259:

$$\Delta U_{ав.р}^{1с.ш.-259} = \frac{229 \cdot 0,551 \cdot \sqrt{3}}{6 \cdot 10^3} \cdot (0,443 \cdot 0,98 + 0,119 \cdot 0,2) \cdot 100 \% = 1,57 \%$$

Послеаварийный ток на последующем участке линии определяется следующим образом:

$$I_{ав.р}^{259-254} = \frac{K_{сов.маx} \cdot \sqrt{(P_{ав.р}^{1с.ш.-259} - P_{пр}^{259})^2 + (Q_{ав.р}^{1с.ш.-259} - Q_{пр}^{259})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$
$$= \frac{0,8 \cdot \sqrt{(2762,4 - 260,7)^2 + (1100,5 - 166,5)^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 205 \text{ А;}$$

$L_{259-254} = 0,228$  км;  $F_{259-254} = 70$  мм<sup>2</sup>;  $r_0 = 0,443$  Ом/км;  $x_0 = 0,119$  Ом/км.

Тогда потеря напряжения на участке 259-254:

$$\Delta U_{ав.р}^{259-254} = \frac{205 \cdot 0,228 \cdot \sqrt{3}}{6 \cdot 10^3} \cdot (0,443 \cdot 0,98 + 0,119 \cdot 0,2) \cdot 100 \% = 0,58 \%$$

Таким образом, складывая поочередно потери напряжения на каждом участке, получаем значение напряжения на последней, электрически наиболее удаленной, ТП 301:

$$\Delta U_{ав.р}^{1с.ш.-301} = 3,94 \%$$

Очевидно, что для остальной схемы распределительной сети

отклонения напряжения в нормальном режиме ее работы будут иметь максимальные значения, поскольку резервируемые связи в данном режиме будут разомкнуты, а каждая ТП будет получать питание только с одной стороны. При наступлении аварийного режима, резервируемые связи будут автоматически включены.

Отклонения напряжения на участках схемы в нормальном режиме сведем в 12.

Таблица 12 – Отклонения напряжения на участках схемы

Участок	Линия	Сечение, мм <sup>2</sup>	$L_{уч}$ , км	$S_{i-j}$ , кВА	$I_{раб.уч}$ , А	$\Delta U_{уч}$ , %
1	2	3	4	5	6	7
1 с.ш.- 259	КЛ	70	0.551	2973.64	228.9	1.571
259-254	КЛ	70	0.228	2670.46	205.6	0.584
254-261	КЛ	70	0.105	2354.02	181.2	0.237
261-260	КЛ	70	0.170	1555.15	119.7	0.253
260-264	КЛ	70	0.090	1525.09	117.4	0.132
264-302	КЛ	70	0.128	1232.24	94.86	0.151
302-301	КЛ	70	0.109	345.25	26.58	0.036
1 с.ш.-1	ВЛ	185	0.164	5706.10	384.35	0.335
1-2	ВЛ	185	0.237	5339.19	359.63	0.453
2-3	ВЛ	185	0.057	5333.50	359.25	0.109
3-4	ВЛ	185	0.260	5000.07	336.79	0.465
4-5	ВЛ	50	0.118	694.33	46.77	0.107
5-6	ВЛ	50	0.494	336.42	22.66	0.218

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
6-282	ВЛ	50	0.179	325.13	21.90	0.076
4-7	ВЛ	185	0.726	4305.83	290.03	1.118
7-8	ВЛ	95	0.040	1683.00	121.46	0.048
8-9	ВЛ	95	0.171	1458.33	105.25	0.179
9-10	ВЛ	95	0.284	950.90	68.63	0.194
10-11	ВЛ	95	0.544	790.14	57.02	0.309
11-12	ВЛ	95	0.052	748.00	53.98	0.028
12-13	ВЛ	95	0.310	640.01	46.19	0.143
13-14	ВЛ	95	0.118	590.84	42.64	0.050
14-15	ВЛ	70	0.040	398.23	28.74	0.015
15-16	ВЛ	70	0.701	376.16	27.15	0.255
16-17	ВЛ	70	0.055	335.66	24.22	0.018
17-230	ВЛ	50	1.270	110.33	7.96	0.136
7-262	КЛ	95	0.088	2622.89	176.67	0.142
262-206	КЛ	70	0.100	1420.06	95.65	0.119
206-263	КЛ	70	0.234	834.29	56.20	0.164
263-207	КЛ	70	0.158	321.29	21.64	0.043
262-205	КЛ	70	0.407	616.61	41.53	0.210
205-205a	КЛ	35	0.044	17.13	1.15	0.001
2 с.ш.- 231	КЛ	2×120	1.050	7082.53	477.06	1.839
231-208	КЛ	95	0.258	941.88	63.44	0.150
208-207	КЛ	70	0.141	321.25	21.64	0.038
231-241	КЛ	240	0.234	5530.56	372.52	0.337
241-247	КЛ	185	0.237	4367.03	294.15	0.344
247-204	КЛ	150	0.187	3729.01	251.18	0.285
204-246	КЛ	150	0.120	3087.56	207.97	0.151

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
246-224	КЛ	150	0.080	2762.64	186.08	0.090
224-232	КЛ	150	0.287	2500.62	168.44	0.293
232-242	КЛ	95	0.162	1881.18	126.71	0.188
242-221	КЛ	95	0.243	871.73	58.72	0.130
241-277	КЛ	150	0.138	290.21	19.55	0.016
277-249	КЛ	120	0.203	72.09	4.86	0.007
2 с.ш.- 29	ВЛ	120	0.132	949.91	68.55	0.072
29-28	ВЛ	120	0.34	936.81	67.61	0.183
28-27	ВЛ	120	0.427	922.54	66.58	0.226
27-26	ВЛ	120	0.904	635.34	45.85	0.330
26-25	ВЛ	240	0.25	635.34	45.85	0.048
25-24	ВЛ	240	0.059	612.15	44.18	0.011
24-23	ВЛ	240	0.141	470.48	33.95	0.020
23-22	ВЛ	240	0.04	104.56	7.55	0.001
22-21	ВЛ	50	0.197	104.56	7.55	0.029
21-20	ВЛ	50	0.054	92.12	6.65	0.007
20-19	ВЛ	50	0.112	59.90	4.32	0.009
19-18	ВЛ	50	0.058	25.16	1.82	0.002
2 с.ш.- 30	ВЛ	95	0.2	52.61	4.56	0.009
30-252	ВЛ	35	0.338	21.39	1.85	0.017
2 с.ш.- 252	ВЛ	35	0.484	21.39	1.85	0.024
1-275	ВЛ	35	0.017	366.9	26.48	0.0119
2-220	ВЛ	35	0.017	5.9	0.43	0.0002
3-255	ВЛ	35	0.017	333.4	24.06	0.0108

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
5-228	ВЛ	35	0.023	357.9	25.83	0.0157
6-276	ВЛ	35	0.04	11.5	0.83	0.0009
8-274	ВЛ	35	0.054	224.8	16.22	0.0232
9-265	ВЛ	35	0.16	507.6	36.63	0.1553
10-222	ВЛ	35	0.256	161	11.62	0.0788
11-240	ВЛ	35	0.036	42.6	3.07	0.0029
12-202	ВЛ	35	0.078	108.1	7.80	0.0161
13-244	ВЛ	35	0.388	49.1	3.54	0.0364
14-201	ВЛ	35	0.005	193	13.93	0.0018
15-225	ВЛ	35	0.038	22.1	1.59	0.0016
16-253	ВЛ	35	0.054	55.7	4.02	0.0058
17-258	ВЛ	35	0.031	230.7	16.65	0.0137
18-239	ВЛ	35	0.044	25.2	1.82	0.0021
19-248	ВЛ	35	0.176	36.4	2.63	0.0123
20-219	ВЛ	35	0.145	32.3	2.33	0.0090
21-267	ВЛ	35	0.018	12.4	0.89	0.0004
23-203	ВЛ	35	0.054	368.6	26.60	0.0381
24-236	ВЛ	35	0.208	142.6	10.29	0.0567
25-227	ВЛ	35	0.043	23.6	1.70	0.0019
27-209	ВЛ	35	0.07	287.3	20.73	0.0385
28-273	ВЛ	35	0.008	14.6	1.05	0.0002
29-257	ВЛ	35	0.027	13.1	0.95	0.0007

Примечание – сечения некоторых участков были увеличены для уменьшения потерь напряжения.

В таблицу 13 сведем значения отклонения напряжений на шинах наиболее удаленных от источника питания ТП.

Таблица 13 – Отклонения напряжения на шинах ТП

№ ТП	$\Delta U_{\text{норм.р}}^{\text{ТП}}, \%$
282	1.76
230	4.91
205a	4.19
207	4.31
249	2.20
221	3.66
239	0.95

## 5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ

Потери электроэнергии в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб.уч}}^2 \cdot r_0 \cdot L_{\text{уч}} \cdot 10^{-3} \quad (42)$$

где  $I_{\text{раб.уч}}$  – рабочий ток участка линии, А;

$r_0$  – погонное активное сопротивление элемента, Ом/км;

$L_{\text{уч}}$  – длина участка линии, км.

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (43)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (44)$$

где  $T_m$  – число часов использования максимальной нагрузки, час.

Приведем пример расчета потерь мощности на участке линии 17-ТП 230:

$$\Delta P = 3 \cdot 7,96^2 \cdot 0,72 \cdot 1,27 \cdot 10^{-3} = 0,1744 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2350}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1129 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 0,174 \cdot 1129 = 196,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot \text{год}.$$

Результаты расчета потерь мощности и энергии на участках сети сводим в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ

Участок	Линия	Сечени е, мм <sup>2</sup>	$L_{уч}$ , км	$r_0$ , Ом/км	$I_{раб.уч}$ , А	$\Delta P$ , кВт·ч	$\Delta W$ , кВт·ч/год
1	2	3	4	5	6	7	8
1 с.ш.-259	КЛ	70	0.551	0.443	228.9	38.36791	43317.37
259-254	КЛ	70	0.228	0.443	205.6	12.80873	14461.06
254-261	КЛ	70	0.105	0.443	181.2	4.58174	5172.79
261-260	КЛ	70	0.170	0.443	119.7	3.23715	3654.74
260-264	КЛ	70	0.090	0.443	117.4	1.64856	1861.22
264-302	КЛ	70	0.128	0.443	94.86	1.53074	1728.20
302-301	КЛ	70	0.109	0.443	26.58	0.10234	115.55
1 сек.-1	ВЛ	185	0.164	0.188	384.35	13.66396	15426.62
1-2	ВЛ	185	0.237	0.188	359.63	17.28778	19517.91
2-3	ВЛ	185	0.057	0.188	359.25	4.14904	4684.26
3-4	ВЛ	185	0.260	0.188	336.79	16.63301	18778.67
4-5	ВЛ	50	0.118	0.720	46.77	0.55753	629.45

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
5-6	ВЛ	50	0.494	0.720	22.66	0.54790	618.58
6-282	ВЛ	50	0.179	0.720	21.90	0.18544	209.36
4-7	ВЛ	185	0.726	0.188	290.03	34.44305	38886.20
7-8	ВЛ	95	0.040	0.363	121.46	0.64262	725.52
8-9	ВЛ	95	0.171	0.363	105.25	2.06285	2328.96
9-10	ВЛ	95	0.284	0.363	68.63	1.45671	1644.63
10-11	ВЛ	95	0.544	0.363	57.02	1.92611	2174.58
11-12	ВЛ	95	0.052	0.363	53.98	0.16500	186.29
12-13	ВЛ	95	0.310	0.363	46.19	0.72025	813.17
13-14	ВЛ	95	0.118	0.363	42.64	0.23364	263.78
14-15	ВЛ	70	0.040	0.493	28.74	0.04887	55.17
15-16	ВЛ	70	0.701	0.493	27.15	0.76423	862.82
16-17	ВЛ	70	0.055	0.493	24.22	0.04772	53.87
17-230	ВЛ	50	1.270	0.720	7.96	0.17381	196.24
7-262	КЛ	95	0.088	0.320	176.67	2.63681	2976.96
262-206	КЛ	70	0.100	0.443	95.65	1.21589	1372.74
206-263	КЛ	70	0.234	0.443	56.20	0.98223	1108.94
263-207	КЛ	70	0.158	0.443	21.64	0.09833	111.02
262-205	КЛ	70	0.407	0.443	41.53	0.93292	1053.26
205-205a	КЛ	35	0.044	0.890	1.15	0.00016	0.18
2 сек.-231	КЛ	2×120	1.050	0.126	477.06	90.32898	101981.42
231-208	КЛ	95	0.258	0.320	63.44	0.99682	1125.41
208-207	КЛ	70	0.141	0.443	21.64	0.08775	99.07
231-241	КЛ	240	0.234	0.125	372.52	12.17717	13748.02
241-247	КЛ	185	0.237	0.164	294.15	10.08907	11390.56
247-204	КЛ	150	0.187	0.206	251.18	7.29122	8231.79
204-246	КЛ	150	0.120	0.206	207.97	3.20753	3621.30



Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
246-224	КЛ	150	0.080	0.206	186.08	1.71190	1932.73
224-232	КЛ	150	0.287	0.206	168.44	5.03223	5681.39
232-242	КЛ	95	0.162	0.320	126.71	2.49694	2819.04
242-221	КЛ	95	0.243	0.320	58.72	0.80436	908.12
241-277	КЛ	150	0.138	0.206	19.55	0.03260	36.80
277-249	КЛ	120	0.203	0.253	4.86	0.00364	4.11
2 сек.-29	ВЛ	120	0.132	0.288	68.55	0.53592	605.06
29-28	ВЛ	120	0.340	0.288	67.61	1.34281	1516.03
28-27	ВЛ	120	0.427	0.288	66.58	1.63542	1846.39
27-26	ВЛ	120	0.904	0.288	45.85	1.64195	1853.77
26-25	ВЛ	240	0.250	0.288	45.85	0.45408	512.66
25-24	ВЛ	240	0.059	0.288	44.18	0.09950	112.33
24-23	ВЛ	240	0.141	0.288	33.95	0.14041	158.53
23-22	ВЛ	240	0.040	0.288	7.55	0.00197	2.22
22-21	ВЛ	50	0.197	0.720	7.55	0.02426	27.38
21-20	ВЛ	50	0.054	0.720	6.65	0.00516	5.82
20-19	ВЛ	50	0.112	0.720	4.32	0.00451	5.10
19-18	ВЛ	50	0.058	0.720	1.82	0.00041	0.47
2 сек.-30	ВЛ	95	0.200	0.363	4.56	0.00453	5.11
30-252	ВЛ	35	0.338	0.986	1.85	0.00342	3.86
2 сек.-252	ВЛ	35	0.484	0.986	1.85	0.00490	5.53
1-275	ВЛ	35	0.017	0.986	26.48	0.03526	39.81
2-220	ВЛ	35	0.017	0.986	0.43	0.00001	0.01
3-255	ВЛ	35	0.017	0.986	24.06	0.02911	32.86
5-228	ВЛ	35	0.023	0.986	25.83	0.04539	51.25
6-276	ВЛ	35	0.040	0.986	0.83	0.00008	0.09
8-274	ВЛ	35	0.054	0.986	16.22	0.04202	47.44

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
9-265	ВЛ	35	0.160	0.986	36.63	0.63503	716.95
10-222	ВЛ	35	0.256	0.986	11.62	0.10225	115.44
11-240	ВЛ	35	0.036	0.986	3.07	0.00100	1.13
12-202	ВЛ	35	0.078	0.986	7.80	0.01404	15.85
13-244	ВЛ	35	0.388	0.986	3.54	0.01438	16.24
14-201	ВЛ	35	0.005	0.986	13.93	0.00287	3.24
15-225	ВЛ	35	0.038	0.986	1.59	0.00028	0.32
16-253	ВЛ	35	0.054	0.986	4.02	0.00258	2.91
17-258	ВЛ	35	0.031	0.986	16.65	0.02542	28.70
18-239	ВЛ	35	0.044	0.986	1.82	0.00043	0.49
19-248	ВЛ	35	0.176	0.986	2.63	0.00360	4.07
20-219	ВЛ	35	0.145	0.986	2.33	0.00233	2.63
21-267	ВЛ	35	0.018	0.986	0.89	0.00004	0.05
23-203	ВЛ	35	0.054	0.986	26.60	0.11302	127.60
24-236	ВЛ	35	0.208	0.986	10.29	0.06515	73.55
25-227	ВЛ	35	0.043	0.986	1.70	0.00037	0.42
27-209	ВЛ	35	0.070	0.986	20.73	0.08898	100.46
28-273	ВЛ	35	0.008	0.986	1.05	0.00003	0.03
29-257	ВЛ	35	0.027	0.986	0.95	0.00007	0.08

### 5.3 Конструктивное исполнение линий 6 кВ

Как было сказано выше, в качестве распределительных линий будем использовать кабели 6-10 кВ. Они не загромождают территорию и не подвергаются атмосферным явлениям в отличие от воздушных линий.

Прокладку будем осуществлять в траншеях.

Применим кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Пропускная способность таких кабелей на 20-30 % больше, чем для кабелей с бумажной

пропитанной изоляцией (БПИ), более высокий ток термической стойкости при КЗ, повреждаемость в 3-50 раз ниже, чем кабеля с БПИ.

Кабели с изоляцией из СПЭ более надежны в эксплуатации, требуют меньших расходов на монтаж, реконструкцию и содержание кабельных линий. Это подтверждено почти сорокалетним опытом эксплуатации таких кабелей в большинстве промышленно развитых стран.

## 6 АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕВОДА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 КВ

Напряжение системы электроснабжения города (пгт) должно выбираться с учетом наименьшего количества ступеней трансформации энергии. Для рабочего поселка с учетом дальнейшего его развития наиболее целесообразной является система напряжений 35/10 кВ. При расширении и реконструкции действующих сетей 6 кВ, согласно, рекомендуется переводить их на напряжение 10 кВ. При переводе сети на повышенное напряжение, новое оборудование и кабели будут приниматься на новое номинальное напряжение. В новых районах застройки напряжение распределительных сетей выше 1 кВ должно приниматься не ниже 10 кВ независимо от напряжения сети в существующей части города. Перевод существующих сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ следует рассматривать как важнейшую задачу реконструкции городских сетей, чтобы в дальнейшем исключить напряжение 6 кВ из числа стандартных. Сохранение напряжения 6 кВ допускается, как исключение, при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Основным преимуществом кабелей 10 кВ над кабелями 6 кВ является более высокая пропускная способность при практически одинаковой конструкции. Более того, перевод распределительных сетей на более высокий класс напряжения позволит снизить рабочие токи линий, тем самым сократить потери мощности и напряжения.

Выбор напряжений электрической сети определяется путем технико-экономического сравнения вариантов. При выборе окончательного проектного решения, принимаемого на основе сравнения вариантов, необходимо отдавать предпочтение варианту с более высоким напряжением.

Рассмотрим перевод распределительной сети на напряжение 10 кВ.

Оценим отклонения напряжения на участках схемы при одном и другом классе напряжения, полученные данные сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Отклонения напряжения на участках схемы

Участок	Линия	$L_{уч}$ , км	$S_{i-j}$ , кВА	При $U_{ном} = 6$ кВ			При $U_{ном} = 10$ кВ		
				$S_{уч}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{раб.уч}$ , А	$\Delta U_{уч}$ , %	$S_{уч}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{раб.уч}$ , А	$\Delta U_{уч}$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 с.ш.-259	КЛ	0.551	2973.6	70	228.9	1.5710	50	137.3	0.8060
259-254	КЛ	0.228	2670.5	70	205.6	0.5840	50	123.3	0.3000
254-261	КЛ	0.105	2354.0	70	181.2	0.2370	50	108.7	0.1220
261-260	КЛ	0.17	1555.2	70	119.7	0.2530	50	71.8	0.1300
260-264	КЛ	0.09	1525.1	70	117.4	0.1320	50	70.4	0.0680
264-302	КЛ	0.128	1232.2	70	94.9	0.1510	50	56.9	0.0780
302-301	КЛ	0.109	345.3	70	26.6	0.0360	50	15.9	0.0190
1 с.ш.-1	ВЛ	0.164	5706.1	185	384.4	0.3350	95	230.6	0.2260
1-2	ВЛ	0.237	5339.2	185	359.6	0.4530	95	215.8	0.3056
2-3	ВЛ	0.057	5333.5	185	359.3	0.1090	95	215.6	0.0734
3-4	ВЛ	0.260	5000.1	185	336.8	0.4650	95	202.1	0.3139
4-5	ВЛ	0.118	694.3	50	46.8	0.1070	35	28.1	0.0527
5_6	ВЛ	0.494	336.4	50	22.7	0.2180	35	13.6	0.1068
6-282	ВЛ	0.179	325.1	50	21.9	0.0760	35	13.1	0.0374
4-7	ВЛ	0.726	4305.8	185	290.0	1.1180	95	174.0	0.7548
7-8	ВЛ	0.04	1683.0	95	121.5	0.0480	70	72.9	0.0235
8-9	ВЛ	0.171	1458.3	95	105.3	0.1790	70	63.1	0.0869
9-10	ВЛ	0.284	950.9	95	68.6	0.1940	70	41.2	0.0941
10-11	ВЛ	0.544	790.1	95	57.0	0.3090	70	34.2	0.1498
11-12	ВЛ	0.052	748.0	95	54.0	0.0280	70	32.4	0.0136

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12-13	ВЛ	0.31	640.0	95	46.2	0.1430	70	27.7	0.0691
13-14	ВЛ	0.118	590.8	95	42.6	0.0500	70	25.6	0.0243
14-15	ВЛ	0.04	398.2	70	28.7	0.0150	50	17.2	0.0080
15-16	ВЛ	0.701	376.2	70	27.2	0.2550	50	16.3	0.1332
16-17	ВЛ	0.055	335.7	70	24.2	0.0180	50	14.5	0.0093
17-230	ВЛ	1.27	110.3	50	8.0	0.1360	35	4.8	0.0488
7-262	КЛ	0.088	2622.9	95	176.7	0.1420	70	106.0	0.0697
262-206	КЛ	0.1	1420.1	70	95.7	0.1190	50	57.4	0.0611
206-263	КЛ	0.234	834.3	70	56.2	0.1640	50	33.7	0.0841
263-207	КЛ	0.158	321.3	70	21.6	0.0430	50	13.0	0.0219
262-205	КЛ	0.407	616.6	70	41.5	0.2100	50	24.9	0.1081
205-205a	КЛ	0.044	17.1	35	1.2	0.0010	35	0.7	0.0004
2 с.ш.- 231	КЛ	1.05	7082.5	2×12 0	477.1	1.8390	185	286.2	0.8885
231-208	КЛ	0.258	941.9	95	63.4	0.1500	50	38.1	0.1046
208-207	КЛ	0.141	321.3	70	21.6	0.0380	50	13.0	0.0195
231-241	КЛ	0.234	5530.6	240	372.5	0.3370	120	223.5	0.2304
241-247	КЛ	0.237	4367.0	185	294.2	0.3440	95	176.5	0.2295
247-204	КЛ	0.187	3729.0	150	251.2	0.2850	95	150.7	0.1546
204-246	КЛ	0.12	3087.6	150	208.0	0.1510	95	124.8	0.0822
246-224	КЛ	0.08	2762.6	150	186.1	0.0900	95	111.7	0.0490
224-232	КЛ	0.287	2500.6	150	168.4	0.2930	95	101.1	0.1592
232-242	КЛ	0.162	1881.2	95	126.7	0.1880	50	76.0	0.1312
242-221	КЛ	0.243	871.7	95	58.7	0.1300	50	35.2	0.0912
241-277	КЛ	0.138	290.2	150	19.6	0.0160	95	11.7	0.0089
277-249	КЛ	0.203	72.1	120	4.9	0.0070	70	2.9	0.0044

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 с.ш.-29	ВЛ	0.132	949.9	120	68.6	0.0720	70	41.1	0.0437
29-28	ВЛ	0.34	936.8	120	67.6	0.1830	70	40.6	0.1110
28-27	ВЛ	0.427	922.5	120	66.6	0.2260	70	39.9	0.1373
27-26	ВЛ	0.904	635.3	120	45.9	0.3300	70	27.5	0.2001
26-25	ВЛ	0.25	635.3	240	45.9	0.0480	120	27.5	0.0329
25-24	ВЛ	0.059	612.2	240	44.2	0.0110	120	26.5	0.0075
24-23	ВЛ	0.141	470.5	240	34.0	0.0200	120	20.4	0.0137
23-22	ВЛ	0.04	104.6	240	7.6	0.0010	120	4.5	0.0009
22-21	ВЛ	0.197	104.6	50	7.6	0.0290	35	4.5	0.0142
21-20	ВЛ	0.054	92.1	50	6.7	0.0070	35	4.0	0.0034
20-19	ВЛ	0.112	59.9	50	4.3	0.0090	35	2.6	0.0046
19-18	ВЛ	0.058	25.2	50	1.8	0.0020	35	1.1	0.0010
2 с.ш.-30	ВЛ	0.2	52.6	95	4.6	0.0090	70	2.7	0.0044
30-252	ВЛ	0.338	21.4	35	1.9	0.0170	35	1.1	0.0060
2 с.ш.- 252	ВЛ	0.484	21.4	35	1.9	0.0240	35	1.1	0.0086
1-275	ВЛ	0.017	366.9	35	26.5	0.0119	35	15.9	0.0043
2-220	ВЛ	0.017	5.9	35	0.4	0.0002	35	0.3	0.0001
3-255	ВЛ	0.017	333.4	35	24.1	0.0108	35	14.4	0.0039
5-228	ВЛ	0.023	357.9	35	25.8	0.0157	35	15.5	0.0057
6-276	ВЛ	0.04	11.5	35	0.8	0.0009	35	0.5	0.0003
8-274	ВЛ	0.054	224.8	35	16.2	0.0232	35	9.7	0.0084
9-265	ВЛ	0.16	507.6	35	36.6	0.1553	35	22.0	0.0559
10-222	ВЛ	0.256	161.0	35	11.6	0.0788	35	7.0	0.0284
11-240	ВЛ	0.036	42.6	35	3.1	0.0029	35	1.8	0.0011
12-202	ВЛ	0.078	108.1	35	7.8	0.0161	35	4.7	0.0058
13-244	ВЛ	0.388	49.1	35	3.5	0.0364	35	2.1	0.0131

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14-201	ВЛ	0.005	193.0	35	13.9	0.0018	35	8.4	0.0007
15-225	ВЛ	0.038	22.1	35	1.6	0.0016	35	1.0	0.0006
16-253	ВЛ	0.054	55.7	35	4.0	0.0058	35	2.4	0.0021
17-258	ВЛ	0.031	230.7	35	16.7	0.0137	35	10.0	0.0049
18-239	ВЛ	0.044	25.2	35	1.8	0.0021	35	1.1	0.0008
19-248	ВЛ	0.176	36.4	35	2.6	0.0123	35	1.6	0.0044
20-219	ВЛ	0.145	32.3	35	2.3	0.0090	35	1.4	0.0032
21-267	ВЛ	0.018	12.4	35	0.9	0.0004	35	0.5	0.0002
23-203	ВЛ	0.054	368.6	35	26.6	0.0381	35	16.0	0.0137
24-236	ВЛ	0.208	142.6	35	10.3	0.0567	35	6.2	0.0204
25-227	ВЛ	0.043	23.6	35	1.7	0.0019	35	1.0	0.0007
27-209	ВЛ	0.07	287.3	35	20.7	0.0385	35	12.4	0.0138
28-273	ВЛ	0.008	14.6	35	1.1	0.0002	35	0.6	0.0001
29-257	ВЛ	0.027	13.1	35	1.0	0.0007	35	0.6	0.0002

В таблицу 16 сведем значения наибольших отклонений напряжений на шинах ТП, наиболее удаленных от источника питания, при одном и другом классе напряжения.

Таблица 16 – Наибольшие отклонения напряжения на шинах ТП

№ ТП	$\Delta U_{\text{норм.р}}^{\text{ТП}}$ , % при $U_{\text{ном}} = 6$ кВ	$\Delta U_{\text{норм.р}}^{\text{ТП}}$ , % при $U_{\text{ном}} = 10$ кВ
282	1.76	1.16
230	4.91	3.25
205а	4.19	2.77
207	4.31	1.01
249	2.20	1.13
221	3.66	2.02
239	0.95	0.57



Определим экономию электроэнергии в распределительной сети рассматриваемого района при переводе ее на более высокое напряжение по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \cdot \rho \cdot L_{уч} \cdot t_p \cdot \left( \frac{(I_{раб.уч}^{6кВ})^2}{S_{уч}^{6кВ}} - \frac{(I_{раб.уч}^{10кВ})^2}{S_{уч}^{10кВ}} \right), \text{ кВт} \cdot \text{ч в год},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жилы кабеля, Ом·м/мм<sup>2</sup> (для алюминиевых жил  $\rho = 0,026 - 0,029$ );

$L_{уч}$  – длина участка сети, м;

$t_p$  – расчетный период времени, ч;

$I_{раб.уч}^{6кВ}$  и  $I_{раб.уч}^{10кВ}$  – значения расчетных токов при номинальном напряжении 6 и 10 кВ соответственно, А;

$S_{уч}^{6кВ}$  и  $S_{уч}^{10кВ}$  – сечения проводников при номинальном напряжении 6 и 10 кВ соответственно, мм<sup>2</sup>.

Пример расчета экономии электроэнергии приведем для участка 4-5, кВт·ч в год:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \cdot 0,026 \cdot 118 \cdot 8760 \cdot \left( \frac{46,8^2}{50} - \frac{28,1^2}{35} \right) = 1713.$$

Результаты расчета экономии электроэнергии на участках сети сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Экономии электроэнергии

Участок	Линия	$L_{уч}$ , км	При $U_{ном} = 6$ кВ		При $U_{ном} = 10$ кВ		$\Delta \mathcal{E}$ , кВт·ч в год
			$S_{уч}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{раб.уч}$ , А	$S_{уч}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{раб.уч}$ , А	
1	2	3	4	5	6	7	8
1 с.ш.-259	КЛ	0.551	70	228.9	50	137.3	139760.63
259-254	КЛ	0.228	70	205.6	50	123.3	46674.85
254-261	КЛ	0.105	70	181.2	50	108.7	16688.86
261-260	КЛ	0.17	70	119.7	50	71.8	11789.76

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
260-264	КЛ	0.09	70	117.4	50	70.4	6005.51
264-302	КЛ	0.128	70	94.9	50	56.9	5576.74
302-301	КЛ	0.109	70	26.6	50	15.9	372.92
1 сек.-1	ВЛ	0.164	185	384.4	95	230.6	26750.10
1-2	ВЛ	0.237	185	359.6	95	215.8	33842.03
2-3	ВЛ	0.057	185	359.3	95	215.6	8122.38
3-4	ВЛ	0.26	185	336.8	95	202.1	32561.00
4-5	ВЛ	0.118	50	46.8	35	28.1	1713.39
5-6	ВЛ	0.494	50	22.7	35	13.6	1683.65
6-282	ВЛ	0.179	50	21.9	35	13.1	569.83
4-7	ВЛ	0.726	185	290.0	95	174.0	67428.38
7-8	ВЛ	0.04	95	121.5	70	72.9	2170.63
8-9	ВЛ	0.171	95	105.3	70	63.1	6968.35
9-10	ВЛ	0.284	95	68.6	70	41.2	4921.13
10-11	ВЛ	0.544	95	57.0	70	34.2	6505.22
11-12	ВЛ	0.052	95	54.0	70	32.4	557.30
12-13	ВЛ	0.31	95	46.2	70	27.7	2432.99
13-14	ВЛ	0.118	95	42.6	70	25.6	789.17
14-15	ВЛ	0.04	70	28.7	50	17.2	159.96
15-16	ВЛ	0.701	70	27.2	50	16.3	2502.32
16-17	ВЛ	0.055	70	24.2	50	14.5	156.15
17-230	ВЛ	1.27	50	8.0	35	4.8	533.83
7-262	КЛ	0.088	95	176.7	70	106.0	10103.29
262-206	КЛ	0.1	70	95.7	50	57.4	4429.31
206-263	КЛ	0.234	70	56.2	50	33.7	3578.82
263-207	КЛ	0.158	70	21.6	50	13.0	358.18
262-205	КЛ	0.407	70	41.5	50	24.9	3398.00

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
205-205а	КЛ	0.044	35	1.2	35	0.7	0.72
2 сек.-231	КЛ	1.05	2×120	477.1	185	286.2	362597.38
231-208	КЛ	0.258	95	63.4	50	38.1	2359.50
208-207	КЛ	0.141	70	21.6	50	13.0	319.73
231-241	КЛ	0.234	240	372.5	120	223.5	25883.99
241-247	КЛ	0.237	185	294.2	95	176.5	22640.74
247-204	КЛ	0.187	150	251.2	95	150.7	23194.95
204-246	КЛ	0.12	150	208.0	95	124.8	10203.48
246-224	КЛ	0.08	150	186.1	95	111.7	5445.37
224-232	КЛ	0.287	150	168.4	95	101.1	16009.20
232-242	КЛ	0.162	95	126.7	50	76.0	5911.24
242-221	КЛ	0.243	95	58.7	50	35.2	1904.65
241-277	КЛ	0.138	150	19.6	95	11.7	103.72
277-249	КЛ	0.203	120	4.9	70	2.9	10.48
2 сек.-29	ВЛ	0.132	120	68.6	70	41.1	1351.95
29-28	ВЛ	0.34	120	67.6	70	40.6	3388.34
28-27	ВЛ	0.427	120	66.6	70	39.9	4126.65
27-26	ВЛ	0.904	120	45.9	70	27.5	4142.31
26-25	ВЛ	0.25	240	45.9	120	27.5	418.86
25-24	ВЛ	0.059	240	44.2	120	26.5	91.82
24-23	ВЛ	0.141	240	34.0	120	20.4	129.48
23-22	ВЛ	0.04	240	7.6	120	4.5	1.82
22-21	ВЛ	0.197	50	7.6	35	4.5	74.63
21-20	ВЛ	0.054	50	6.7	35	4.0	15.86
20-19	ВЛ	0.112	50	4.3	35	2.6	13.85
19-18	ВЛ	0.058	50	1.8	35	1.1	1.28
2 сек.-30	ВЛ	0.2	95	4.6	70	2.7	15.32

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
30-252	ВЛ	0.338	35	1.9	35	1.1	14.43
2 сек.-252	ВЛ	0.484	35	1.9	35	1.1	20.67
1-275	ВЛ	0.017	35	26.5	35	15.9	148.91
2-220	ВЛ	0.017	35	0.4	35	0.3	0.04
3-255	ВЛ	0.017	35	24.1	35	14.4	122.92
5-228	ВЛ	0.023	35	25.8	35	15.5	191.70
6-276	ВЛ	0.04	35	0.8	35	0.5	0.34
8-274	ВЛ	0.054	35	16.2	35	9.7	177.54
9-265	ВЛ	0.16	35	36.6	35	22.0	2682.01
10-222	ВЛ	0.256	35	11.6	35	7.0	432.02
11-240	ВЛ	0.036	35	3.1	35	1.8	4.24
12-202	ВЛ	0.078	35	7.8	35	4.7	59.29
13-244	ВЛ	0.388	35	3.5	35	2.1	60.56
14-201	ВЛ	0.005	35	13.9	35	8.4	12.12
15-225	ВЛ	0.038	35	1.6	35	1.0	1.19
16-253	ВЛ	0.054	35	4.0	35	2.4	10.91
17-258	ВЛ	0.031	35	16.7	35	10.0	107.37
18-239	ВЛ	0.044	35	1.8	35	1.1	1.82
19-248	ВЛ	0.176	35	2.6	35	1.6	15.19
20-219	ВЛ	0.145	35	2.3	35	1.4	9.82
21-267	ВЛ	0.018	35	0.9	35	0.5	0.18
23-203	ВЛ	0.054	35	26.6	35	16.0	477.38
24-236	ВЛ	0.208	35	10.3	35	6.2	275.37
25-227	ВЛ	0.043	35	1.7	35	1.0	1.55
27-209	ВЛ	0.07	35	20.7	35	12.4	375.78
28-273	ВЛ	0.008	35	1.1	35	0.6	0.11
29-257	ВЛ	0.027	35	1.0	35	0.6	0.30

Итого	944665.81
-------	-----------

Из вышепредставленных таблиц видно, что применение более высокого номинального напряжения дает возможность использования проводников сечением на порядок ниже, при этом потери напряжения, мощности и энергии на участках сети также имеют наименьшие значения.

Таким образом, применение более высокого напряжения для распределительных сетей позволит снизить капитальные затраты, поскольку будут использованы проводники меньшего сечения, а также за счет уменьшения потерь энергии снизить годовые эксплуатационные расходы.

При переводе реконструируемых распределительных сетей на напряжение 10 кВ суммарная экономия энергии составит 944665,81 кВт·ч в год. Стоимость потерь энергии для амурских электрических сетей до 30. 06. 2012 года составляет 1653,76 руб./МВт·ч.

Тогда годовая экономия на оплату электроэнергии, приобретаемой для технологического расхода (потерь) составит:

$$I_{\Delta} = 1653,76 \cdot 944,66581 = 1562,19 \text{ тыс. руб.}$$

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Причины КЗ:

- старение и вследствие этого пробой изоляции;
- набросы на провода линий электропередачи;
- механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах;
- падение на землю оборванных проводов;
- удары молнии в ЛЭП и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Реже возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

Симметричными КЗ называются трехфазные КЗ, при которых все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики (РЗ и А). Расчет необходимо провести отдельно для сети 10 кВ и сети 0,4 кВ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_{\text{ЭК}}''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\text{R}}'^2 + R_{\text{R}}'^2}}. \quad (45)$$

Ударный ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{y}\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot K_{\text{y}\delta}. \quad (46)$$

где  $K_{\text{y}\delta}$  – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется в общем случае:

$$K_{\text{y}\delta} = (1 + e^{-0,01/T}) \quad (47)$$

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным.

Для определения сопротивления системы необходимо или мощность КЗ или ток КЗ на шинах ПС. Таким образом, сопротивление системы определится как:

$$X_{\text{C}} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}}. \quad (48)$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{П0}^{(3)}$ ) без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (49)$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{cp.HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (50)$$

### 7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

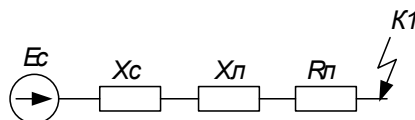


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети 10 кВ

Ток КЗ рассчитаем в характерных точках, т. е. в точках, где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

Расчет тока КЗ произведем:

- на шинах ПС;
- для наиболее близкой ТП, т. е. ТП-7;
- наиболее удаленной ТП, т. е. ТП-1.

Определяем сопротивление системы 10кВ по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (51)$$



где  $I_{кз}$  – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП-7 рассчитанный в пункте 10.1.

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,27} = 1,15 \text{ мОм.}$$

Длины линий, км:

– длина питающей линии:  $L_{num.l} = 4$

– длина линии от РП до ТП-7:  $L_{ТП7.l} = 0,072$

– длина линии от РП до ТП-1:

$$L_{ТП1.l} = L_{РП-ТП7.l} + L_{ТП7.l-ТП5.l} + L_{ТП5.l-ТП4.l} + L_{ТП4.l-ТП1.l} = 0,072 + 0,16 + 0,185 + 0,174 = 0,591$$

Погонные сопротивления линий Ом/км:

$$x_{num.l} = 0,086; r_{num.l} = 0,447;$$

$$x_{РП-ТП6.l} = 0,09; r_{РП-ТП6.l} = 0,625;$$

$$x_{ТП6-ТП3.l} = 0,095; r_{ТП6-ТП3.l} = 0,894;$$

$$x_{ТП3.l-ТП2.l} = 0,095; r_{ТП3.l-ТП2.l} = 0,894;$$

$$x_{ТП2-ТП1.l} = 0,118; r_{ТП2-ТП1.l} = 1,945.$$

Активные и индуктивные сопротивления линий, Ом:

$$X_{num.l} = L_{num.l} \cdot x_{num.l} = 4 \cdot 0,086 = 0,344;$$

$$X_{РП-ТП7.l} = L_{РП-ТП7.l} \cdot x_{РП-ТП7.l} = 0,072 \cdot 0,09 = 0,0065;$$

$$\begin{aligned} X_{РП-ТП1.l} &= L_{РП-ТП6.l} \cdot x_{РП-ТП6.l} + L_{ТП6.l-ТП3.l} \cdot x_{ТП6.l-ТП3.l} + \\ &+ L_{ТП3.l-ТП2.l} \cdot x_{ТП3.l-ТП2.l} + L_{ТП2.l-ТП1.l} \cdot x_{ТП2.l-ТП1.l} = \\ &= 0,11 \cdot 0,09 + 0,11 \cdot 0,095 + 0,133 \cdot 0,095 + 0,176 \cdot 0,118 = 0,0537; \end{aligned}$$

$$R_{num.l} = 4 \cdot 0,447 = 1,788;$$

$$R_{РП-ТП7} = 0,072 \cdot 0,625 = 0,045;$$

$$R_{РП-ТП1} = 0,11 \cdot 0,625 + 0,11 \cdot 0,894 + 0,133 \cdot 0,894 + 0,176 \cdot 1,95 = 0,63.$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек КЗ, Ом:

$$X_{\Sigma РП} = X_C + \frac{X_{num.l}}{2} = 0,485 + \frac{0,344}{2} = 0,657;$$

$$R_{\Sigma PI} = \frac{R_{num.l}}{2} = \frac{1,788}{2} = 0,894;$$

$$X_{\Sigma III7} = 0,664; R_{\Sigma III7} = 0,939;$$

$$X_{\Sigma III1} = 0,711; R_{\Sigma III1} = 1,524.$$

Периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени, кА:

$$I_{по. PI} = \frac{U_{cp.HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,894^2 + 0,657^2}} = 5,464;$$

$$I_{по. III7} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,939^2 + 0,664^2}} = 5,27;$$

$$I_{по. III1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,524^2 + 0,711^2}} = 3,605.$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ.

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю.

Реактивное и активное сопротивление кабельной линии принимаются:

$$X_{0кл} = 3,5 \cdot X_{1кл},$$

$$R_{0кл} = 10 \cdot R_{1кл}.$$

Суммарные сопротивления нулевой последовательности до места КЗ:

$$X_{\Sigma 0 PI} = 3,5 \cdot \frac{X_{num.l}}{2} = 3,5 \cdot \frac{0,344}{2} = 0,602,$$

$$R_{\Sigma 0 PI} = 10 \cdot \frac{R_{num.l}}{2} = 10 \cdot \frac{1,788}{2} = 8,94,$$

$$X_{\Sigma 0 III7} = 3,5 \cdot 0,664 = 2,324,$$

$$R_{\Sigma 0 III7} = 10 \cdot 0,939 = 9,39,$$

$$X_{\Sigma 0 III1} = 3,5 \cdot 0,711 = 2,489,$$

$$R_{\Sigma 0 III1} = 10 \cdot 1,524 = 15,24.$$

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени, кА:

$$I_{по. PI}^{(1)} = \frac{U_{cp.HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma PI} + R_{\Sigma 0 PI})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma PI} + X_{\Sigma 0 PI})^2}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot 0,894 + 8,94)^2 + (2 \cdot 0,657 + 0,602)^2}} = 1,67,$$

$$I_{\text{но.ПТТ}}^{(1)} = \frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot 0,939 + 9,39)^2 + (2 \cdot 0,664 + 2,324)^2}} = 1,535,$$

$$I_{\text{но.ПТТ}}^{(1)} = \frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot 1,524 + 15,24)^2 + (2 \cdot 0,711 + 2,489)^2}} = 0,973.$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$T_{a.PII} = \frac{X_{\Sigma PII}}{\omega \cdot R_{\Sigma PII}} = \frac{0,657}{314 \cdot 0,894} = 0,00234 \text{ с},$$

$$T_{a.ПТТ} = \frac{0,664}{314 \cdot 0,939} = 0,00225 \text{ с},$$

$$T_{a.ПТТ} = \frac{0,711}{314 \cdot 1,524} = 0,00149 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_{PII} = e^{\frac{-0,01}{T_{a.PII}}} = e^{\frac{-0,01}{0,00234}} = 0,014,$$

$$\lambda_{ПТТ} = e^{\frac{-0,01}{T_{a.ПТТ}}} = e^{\frac{-0,01}{0,00225}} = 0,012,$$

$$\lambda_{ПТТ} = e^{\frac{-0,01}{T_{a.ПТТ}}} = e^{\frac{-0,01}{0,00149}} = 0,0012.$$

Ударный коэффициент:

$$K_{y\delta.PII} = 1 + \lambda_{PII} = 1 + 0,014 = 1,014,$$

$$K_{y\delta.ПТТ} = 1 + \lambda_{ПТТ} = 1 + 0,012 = 1,012,$$

$$K_{y\delta.ПТТ} = 1 + \lambda_{ПТТ} = 1 + 0,0012 = 1,0012.$$

Ударный ток КЗ, кА:

$$i_{y\delta.PII} = K_{y\delta.PII} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.РП}} = 1,014 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,464 = 7,835,$$

$$i_{y\delta.ПТТ} = K_{y\delta.ПТТ} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ПТТ}} = 1,012 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,27 = 7,542,$$

$$i_{y\delta.ПТТ} = K_{y\delta.ПТТ} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ПТТ}} = 1,0012 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,605 = 5,104.$$

## 7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10 %;
- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;
- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

Произведем расчет токов КЗ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причем сопротивления принимаем в мОм.

Рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ самой близкой ТП-7 и ток однофазного КЗ на самом дальнем ВРУ, питающегося от самой удаленной ТП-1.

Рассчитаем ток трехфазного КЗ.

Определяем сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ по формуле:

$$X_C = \frac{U_{cp.HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{отк} \cdot U_{cp.BH}}, \quad (52)$$

где  $I_{отк}$  – отключающая способность выключателя на головном участке сети.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 12,5 \cdot 10500} = 0,70 \text{ мОм.}$$

Определим остальные параметры схемы замещения:

$$R_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot \Delta P_{кз}}{S_{Т.ном}^2} = \frac{400^2 \cdot 7,6}{630^2} = 3,064 \text{ мОм,} \quad (53)$$

$$Z_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot U_{кз}}{S_{Т.ном}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,055}{630} = 13,9 \text{ мОм,} \quad (54)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{13,9^2 - 3,064^2} = 13,6 \text{ мОм.} \quad (55)$$

Переходное сопротивление принимаем  $R_{неp} = 15 \text{ мОм}$ . Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов  $R_{ав} = 0,41 \text{ мОм}$ , реактивное сопротивление  $X_{ав} = 0,13 \text{ мОм}$ .

Для шин принимаем сопротивления:  $X_{ш.тп} = 0,06 \text{ мОм}$ ,  $R_{ш.тп} = 0,1 \text{ мОм}$ .

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_T + X_{ш.тп} + X_{ав} = 1,67 + 13,9 + 0,06 + 0,13 = 15,488 \text{ мОм,}$$

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{ш.тп} + R_{неp} + R_{ав} = 3,064 + 0,1 + 15 + 0,41 = 18,574 \text{ мОм.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{тп}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma} + X_{1\Sigma}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,574^2 + 15,488^2}} = 9,55 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент принимается приблизительно равный единице:

$$K_{уд} = 1.$$

Ударный ток определяется по выражению:

$$i_{уд.тп} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{тп}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 9,55 = 13,506 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ:

Определим сопротивления прямой последовательности схемы замещения:

$$X_C = \frac{U_{ср.НН}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{ср.ВН}}, \quad (56)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП-1 рассчитанный в пункте 10.1.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 3,605 \cdot 10500} = 2,44 \text{ мОм.}$$

Определим сопротивление КЛ до ВРУ. КЛ имеет сечение 120 мм<sup>2</sup>, удельное активное сопротивление 0,261 мОм/м, удельное реактивное сопротивление 0,08 мОм/м, длина петли 180 м.

$$X_{кл} = 180 \cdot 0,261 = 46,98 \text{ мОм,}$$

$$R_{кл} = 180 \cdot 0,08 = 14,4 \text{ мОм.}$$

Остальные параметры схемы замещения остаются такие же, как и при трехфазном КЗ.

Параметры схемы замещения для обратной и нулевой последовательности, как и для прямой последовательности равны, поэтому:

$$\begin{aligned} X_{1\Sigma} &= 2 \cdot X_C + 3 \cdot X_T + 3 \cdot X_{ш.ТП} + 3 \cdot X_{ав} + 3 \cdot X_{кл} = \\ &= 2 \cdot 1,67 + 3 \cdot 13,9 + 3 \cdot 0,06 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 46,98 = 186,55 \text{ мОм,} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{1\Sigma} &= 3 \cdot R_T + 3 \cdot R_{ш.ТП} + 3 \cdot R_{пер} + 3 \cdot R_{ав} + 3 \cdot R_{кл} = \\ &= 3 \cdot 3,064 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 15 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 14,4 = 98,922 \text{ мОм.} \end{aligned}$$

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{98,922^2 + 186,55^2}} = 3,281 \text{ кА.}$$

### 7.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов кз

Чтобы кабель был термически устойчив к токам КЗ, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется по справочной литературе.

Термическое действие тока КЗ оценивается тепловым импульсом, А<sup>2</sup>с

$$B_{кз} = I_{ПО.}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.с}), \tag{57}$$

где  $I_{\text{по}}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ

$T_{a.c}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_Q + t_{\text{рз}}, \quad (58)$$

где  $t_Q$  - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

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

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля:

$$F_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (59)$$

где  $C$  – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу. Для алюминиевых жил 10 кВ принимается равным 100. Произведем расчет для наиболее утяжеленного режима, т. е. минимальное сечение и максимальный ток КЗ.

$$I_{\text{по}} = 5270 \text{ А}, T_{a.c} = 0,43 \times 10^{-3} \text{ с}^{-1}.$$

Время отключения для выключателя ВВ-Тел:

$$t_{\text{откл}} = 0,025 + 0,01 = 0,035 \text{ с}.$$

Тепловой импульс:

$$B_{\text{кз}} = 5270^2 \cdot (0,035 + 0,00043) = 9,84 \cdot 10^6.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{9,84 \cdot 10^6}}{100} = 31,369 \text{ мм}^2.$$

Кабель выбран сечением  $50 \text{ мм}^2$ :

$$F_{\text{терм}} \leq F_{\text{выб}},$$

$$31,369 \leq 50.$$

Следовательно, на остальных участках сети условие тоже выполняется.



## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 8.1 Выбор оборудования напряжением до 1 кВ

#### 8.1.1 Выбор и проверка предохранителей

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_p \leq I_{\text{ПР.ном}} \leq I_{\text{пл.вст}}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{пл.вст}}$  - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{\text{ПР.ном}}$  - номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где  $S_{\Sigma}$  - максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т. е. с учетом аварийных ситуаций.

Расчет и выбор предохранителей покажем на примере линии 1.

Определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{173,87}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 251 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 315 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

Выбор предохранителей сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

№ линии	$I_p$ , А	Марка предохранителя	$I_{\text{ПР.ном}}$ , А	$I_{\text{пл.вст}}$ , А
1	251	ПН2-400	400	315
2	251	ПН2-400	400	315
3	259,34	ПН2-400	400	315
4	344,435	ПН2-400	400	355
5	238,034	ПН2-250	250	250
6	238,034	ПН2-250	250	250

7	248,145	ПН2-400	250	315
8	309,022	ПН2-400	400	315
9	274,097	ПН2-400	400	315
10	271,321	ПН2-400	400	315
11	187,249	ПН2-250	250	200
12	270,892	ПН2-400	400	315
13	270,892	ПН2-400	400	315
14	270,892	ПН2-400	400	315
15	230,801	ПН2-250	250	250
16	262,907	ПН2-400	400	315
17	267,321	ПН2-400	400	315
18	313,267	ПН2-400	400	315
19	289,233	ПН2-400	400	315
20	181,777	ПН2-250	250	200

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_{нл.вст} \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \cdot \quad (61)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл} \quad (62)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{нл.вст} \quad (63)$$

Проверим предохранители на ТП-1: ПН2-400/315.

Его справочные данные:

$I_{откл} = 40 \text{ кА}$ ,  $I_{пл.вст} = 400 \text{ А}$ . Длительно допустимый ток защищаемой КЛ

$I_{дл.дон} = 285,855 \text{ А}$ . Токи КЗ  $I_{по}^{(3)} = 3,605 \text{ кА}$ ,  $I_{по}^{(1)} = 0,973 \text{ кА}$ .

По согласованию с сечением проводника:

$$400 \leq 3 \cdot 285,855,$$

$$400 \leq 857,565.$$

Условие выполняется.

По разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$9,754 \leq 40.$$

Условие выполняется.

По чувствительности к токам КЗ:

$$3,273 \geq 3 \cdot 0,4.$$

Условие выполняется.

Так как все условия выполняются, то можно сделать вывод, что предохранитель выбран правильно.

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они пройдут по всем условиям.

### 8.1.2 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Выбор автоматических выключателей на каждой ТП осуществляется по расчетному току:

$$I_{ном. расч} \geq I_{раб.}, \quad (64)$$

где  $I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток.

Таблица 19 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p / 0,5I_p$ , А	Марка выключателя	$I_{ном.в}$ , А	$I_{ном. расч}$ , А
1	740,126	1068,1/534,05	2хВА52	630	1000
2	646,267	935,72/467,86	2хВА52	630	1000

3	445,995	643,76/321,88	2хВА52	400	1000
4	710,848	1026,05/513,03	2хВА52	630	1000
5	246,9	356,38/178,19	2хВА52	250	1000
6	396,828	533,82/266,91	2хВА52	400	1000
7	253,871	366,44/183,22	2хВА52	250	1000

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 55 кА, что больше чем максимальный ток трехфазного КЗ, поэтому проверка на динамическую стойкость к трехфазному КЗ не требуется.

## 8.2 Выбор и проверка оборудования на РП

### 8.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

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

КРУ 10 кВ делятся на стационарные, одностороннего обслуживания и КРУ, имеющие выкатные тележки (камеры КРУ).

На РП выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ с ячейками марки К-63 со встроенными выключателями марки ВВ/Тел-10.

Таблица 20 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-63

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ		
№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра, исполнение
1	Номинальное напряжение (линейное) при частоте 50 Гц, кВ	6,0; 10
2	Наибольшее раб. напряжение (линейное), кВ	7,2; 12

3	Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ для исполнений УЗ, А	630; 1000; 1600
4	Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
5	Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	12,5; 16; 20; 25; 31,5
6	Ток термической стойкости при времени протекания 3 с, кА	20; 31,5
7	Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА	51,81
8	Вид линейных высоковольтных подсоединений	Кабельные, шинные
9	Условия обслуживания	С двухсторонним обслуживанием
10	Наличие дверей в отсеке выдвижного элемента ячейки	Ячейки без дверей
11	Вид основных ячеек КРУ в зависимости от встраиваемого электрооборудования	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выключателями высокого напряжения</li> <li>- с разъединяющими контактами</li> <li>- с трансформаторами напряжения</li> <li>- с силовыми трансформаторами</li> <li>- комбинированные</li> <li>- с разрядниками или ОПН</li> <li>- со статическими конденсаторами</li> </ul>
12	Вид управления	Местное, дистанционное
13	Габаритные размеры высоковольтных ячеек без шинпровода, высота/глубина/ширина, мм, не более	2268/1250(1450)/750

### 8.2.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (65)$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}; \quad (66)$$

- по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{откл. ном}; \quad (67)$$

Выберем вводные выключатели РП.

Нагрузка всех ТП, питающихся от РП составляет:

$$S_{РП} = 3475,522 \text{ кВА.}$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3475,522}{\sqrt{3} \cdot 10} = 200,659 \text{ А.}$$

Выбираются выключатели типа ВВ/Тел-10-12,5/250-У2.

Проведем проверку данного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ПО.РП}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,487^2 \cdot (0,035 + 0,011) = 1,384 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (68)$$

где  $t_{отк}$  – время протекания тока КЗ.  $t_{отк} = 0,035 \text{ с};$

$$B_{К.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (69)$$

где  $I_{терм}$  – ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$  – время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,07 \text{ кА} \quad (70)$$

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

$I_{откл,ном}$  – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{ПО} \leq I_{откл,ном}; \quad (71)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ

$$\sqrt{2} \cdot I_{ПО} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номток} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right), \quad (72)$$

$$\sqrt{2} \cdot 5,487 + 0,6 \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right),$$

$$8,35 \leq 24,7 \text{ кА.}$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{yд} \leq i_{скв}. \quad (73)$$

Ударный ток берется на основании расчетов КЗ для точки КЗ на шинах РП. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{max} = 12$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 250$ А	$I_{n/a} = 200,659$ А	$I_{ном} \geq I_{n/a}$
$i_{дин} = 32$ кА	$i_{y\delta} = 7,835$ кА	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$B_{K,ном} = 468,7$ кА <sup>2</sup> с	$B_{K,p} = 1,384$ кА <sup>2</sup> с	$B_{K,ном} \geq B_{K,p}$
$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{nt} = 5,464$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
$i_{a,ном} = 7,07$ кА	$i_{at} = 0,6$ кА	$i_{a,ном} \geq i_{at}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке и на отходящих ячейках устанавливаем аналогичные выключатели, т. к. выключателей с меньшим номинальным током не выпускают.

### 8.2.3 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения.

На ТП, встроенной в РП, выбираем выключатели нагрузки.

Выбираем на стороне 10 кВ выключатели нагрузки ВМП-10/400.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{\text{ПД}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А1}}) = 11,448^2 \cdot (0,055 + 0,009) = 8,387 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{K,ном} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВМП-10/400

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном} = 400$ А	$I_{n/a} = 200,659$ А	$I_{ном} \geq I_{n/a}$
$i_{скв} = 25$ кА	$i_{y\delta} = 7,835$ кА	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$



$B_{K.ном} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,387 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
--	------------------------------------	----------------------

Выбор выключателя нагрузки произведен для максимального расчетного тока. На всех ТП устанавливаем выключателя нагрузки такого же типа ВПП-10/400.

#### 8.2.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также ТТ выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2.ном} \cdot \quad (74)$$

где  $Z_{2.ном}$  – номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{кл} \cdot \quad (75)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (76)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,1 Ом при числе приборов больше 3. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Для того чтобы ТТ работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_{кл} \leq Z_{2,ном}, \quad (77)$$

откуда:

$$r_{пр} = Z_{2,ном} - r_{приб} - r_{кл}. \quad (78)$$

Зная  $r_{пр}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{пр}}, \quad (79)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:  $\rho = 0,0283$  Ом/м.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Цепь	Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	Э-335	0,5	–	0,5
	Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
	Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
	Счетчик АЭ	СА4У-И672 М	1,5	–	1,5
	Счетчик РЭ	СР4У-И673 М	1,5	–	1,5
	Итого			4,5	–

Для всех измерительных приборов класс точности 0,5.

На вводе устанавливается опорный ТТ марки ТОЛ 10-1. В этом трансформаторе многовитковая первичная обмотка, выводы которой расположены на верхней поверхности трансформатора.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ ,}$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, (из таблицы 16);

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Определяем номинальную вторичную нагрузку, Ом:

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

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,18 - 0,1 = 0,12 \text{ Ом,}$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ ).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,12} = 2,35 \text{ мм}^2.$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10 \text{ м}$ );

Ближайшее стандартное сечение провода равно  $2,5 \text{ мм}^2$ . Выбираем провод марки АКВВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,18 + 0,07 + 0,1 = 0,35 \text{ Ом.}$$

Таким образом, на вводе, ТТ марки ТОЛ 10-1 проходит по всем параметрам. Сопоставление каталожных и расчетных данных сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка ТТ марки ТОЛ 10-1 на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{н/а} = 200,659 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{н/а}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,835 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$Z_{нагр.ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{нагр.р} = 0,35 \text{ Ом}$	$Z_{нагр.р} \leq Z_{нагр.ном}$

На секционном выключателе (СВ) выбирается ТТ такой же марки, т. е. ТОЛ 10-1.

Общее сопротивление приборов для трансформатора на СВ-10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом.}$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом.}$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов ( $r_k = 0,05 \text{ Ом}$ ).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,33} = 1,72 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 20 \text{ м}$ );

Стандартное ближайшее сечение провода равно  $2,5 \text{ мм}^2$ . Выбираем провод марки АКВВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,141 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,02 + 0,141 + 0,05 = 0,21 \text{ Ом.}$$

На отходящих присоединениях выбираем ТТ марки ТОЛ 10-1.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока на линии 10 кВ, приводится в таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузка приборов на линии 10 кВ

Цепь	Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Линия 10 кВ	Амперметр	Э – 335	0,5	-	0,5
	Счетчик АЭ	СА3 – И674	2,5	-	2,5
	Счетчик РЭ	СР4 – И676	2,5	-	2,5
	Итого		5,5	-	5,5

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от ТТ:

$$S_{np} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}) = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА.}$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом:

$$r_{np} = \frac{S_{пров}}{I_2^2} = \frac{2}{25} = 0,08.$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

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

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l}{\gamma \cdot r_{np}} = \frac{10}{42 \cdot 0,08} = 2,9 \text{ мм}^2.$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10$  м);

$\gamma$  – удельная проводимость материала провода, для алюминия  $\gamma = 42$  м/Ом·мм<sup>2</sup>;

Выбираем провод марки АКВВГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

В этом случае сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,22 + 0,08 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Термическая и динамическая стойкость для ТТ марки ТОЛ-10 проверяется по токам КЗ в точке КЗ на шинах РП:

$$B_K = I_{ГО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,448^2 \cdot (0,035 + 0,011) = 6,03 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{K.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 25 – Проверка ТТ ТОЛ 10-1 на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{n/a} = 200,659 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{n/a}$
$Z_{ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{нагр.p} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{нагр.p} \leq Z_{ном}$
$B_{K.ном} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.p} = 6,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.p} \leq B_{K.ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,835 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

### 8.2.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для отделения цепей РЗ от первичных цепей высокого напряжения. ТН устанавливаются в РУ для питания вольтметровых обмоток приборов.

ТН для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН, В·А.

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (80)$$

При этом должно выполняться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}.$$

Вторичная нагрузка ТН представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	4	22,8	55,1
Счетчик вольт-ампер-часов	СР4-И676	3 Вт	2	0,38	0,925	4	4,56	11,1
Итого:							34,64	71,75

Полная вторичная нагрузка ТН составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ ВА.}$$

Выбираются ТН марки НАМИ-10-УХЛ2. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 27.

Таблица 27 - Сопоставление данных для проверки выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{T.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{T.ном} \geq U_{ном}$
$S_{2.ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_p = 79,67 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2.ном} \geq S_p$

### 8.2.6 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для изоляции у крепления проводов ВЛ на опорах.

Опорные изоляторы для шинных конструкций выбираются по номинальному напряжению и по допускаемой механической нагрузке, которая должна быть больше 60 % разрушающей нагрузки на изгиб:

$$F_{дон} \geq 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \quad (81)$$

Выбираются опорные изоляторы марки ИОР-10 -3,75 2 УЗ, параметры которого приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Параметры опорного изолятора

Тип изолятора	$U_{ном},$ кВ	$U_{наиб.дон},$ кВ	Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН
ИОР-10-3,75 2 УЗ	10	12	3,75

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_p = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{7835^2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 15,95 \text{ Н.} \quad (82)$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

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

Т. к. условие механической прочности  $F_{дон} \geq F_p$  соблюдается, то принимаем к установке данный изолятор.

### 8.2.7 Выбор шинных конструкций

Шинные конструкции предназначены для выполнения сборных шин, ответвлений от них, для соединений генераторов с трансформаторами и т. д.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{рп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3475,522}{\sqrt{3} \cdot 10} = 200,659 \text{ А.}$$



Принимаем шины сечением  $q = 20 \times 4 = 80 \text{ мм}^2$ , с длительно допустимым током 250 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{П0} = 5,464 \text{ кА}; \quad i_{y0} = 7,835 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{омк} + T_a) = 5,464^2 \cdot (0,035 + 0,011) = 1,373 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,373 \cdot 10^3}}{100} = 11,718 \text{ мм}^2. \quad (83)$$

где  $C = 100 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{min} < q,$$

$$11,718 < 80.$$

Следовательно шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{0,95^2} \cdot \sqrt{\frac{2,13}{1,6}} = 221,43 \text{ Гц}, \quad (84)$$

где  $l$  - длина пролета между изоляторами, м;

$J$  - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$  (для шин, расположенных плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ см}^4. \quad (85)$$

$q$  - поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$  ( $q = b \cdot h = 0,4 \cdot 4 = 1,6 \text{ см}^2$ ).

Так как частота собственных колебаний шин больше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7835^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 13,29 \text{ Н/м},$$

где  $a = 0,8 \text{ м}$  – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{13,29 \cdot 1,2^2}{10} = 1,914 \text{ Нм}, \quad (86)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами ( $l = 1,2 \text{ м}$ ).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_p = \frac{M}{W} = \frac{1,914}{1,07} = 1,789 \text{ МПа}, \quad (87)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,07 \text{ см}^3. \quad (88)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по справочнику:

$$\sigma_{дон} = 41,2 \text{ МПа}.$$

Условие  $\sigma_p \leq \sigma_{oon}$  соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

### 8.2.8 Выбор ограничителей перенапряжения

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

Благодаря своей высокой нелинейности ОПН обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ.

Для выбора ОПН определяется энергия поглощения ОПН, кВт:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad \text{кВт}, \quad (80)$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 35 кВ;

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 10 кВ;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \text{ мкс,} \quad (81)$$

где  $l$  и  $v$  - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\Theta = \frac{35 - 10}{0,485} \cdot 10 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 = 0,026.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН, кВт/кВ:

$$\Theta^* = \frac{\Theta}{U_{\text{номОПН}}}, \text{ кВт/кВ,} \quad (82)$$

$$\Theta^* = \frac{0,026}{110} = 0,0002.$$

Выбираем ОПН марки ОПН-10У1/Тел-10/11.5. с классом напряжения 10 кВ.

Таблица 29 - Выбор ОПН 10 кВ

Справочные и расчетные данные	Выбор
$U = 200 \text{ кВ}$	$\Theta = \frac{200 - 31,7}{0,485} \cdot 31,7 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 =$ $= 0,0035$
$U_{\text{ост}} = 31,7 \text{ кВ}$	
$z = 485 \text{ Ом}$	
$n = 2$	
$T = 7,94 \text{ мкс}$	
$U_{\text{номОПН}} = 10 \text{ кВ}$	$\Theta^* = \frac{0,0035}{10} = 0,00035$

Таким образом, выбранные ОПН соответствуют условиям проверки, так как удельная энергия меньше допустимой.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основным предназначением релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключения поврежденного элемента или сети.

К релейной защите предъявляются следующие основные требования:

- надежное отключение всех видов повреждений;
- чувствительность защиты;
- избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков;
- быстродействие;
- простота схем;
- наличие сигнализации о повреждениях.

### 9.1 Виды защиты трансформаторов

При проектировании устройств релейной защиты трансформатора должны быть рассмотрены все возможные виды его повреждений и ненормальных режимов:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;
- внешние КЗ;
- перегрузка обмоток;
- возгорание масла;
- понижение уровня масла.

Защитой от всех видов КЗ и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках, является продольная дифференциальная токовая защита.

Принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента.

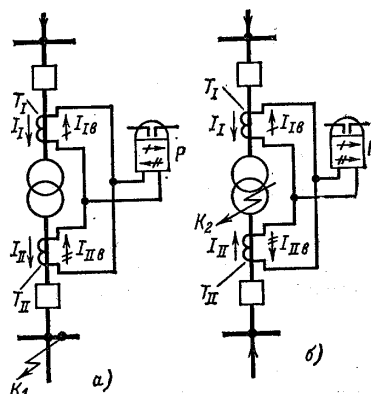


Рисунок 7– Принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов

В защите используются реле типа ДЗТ-11. Реле серии ДЗТ-11 характеризуется наличием тормозной обмотки в БТТ (быстронасыщаемся ТТ) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте (или от суммарного тока в одной группе комплектов) ТТ.

Для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа используется газовая защита.

## 9.2 Расчет дифференциальной токовой защиты

Определяются номинальные токи обмоток трансформатора, соответствующие его проходной мощности.

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ВН.ном} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А}, \quad (89)$$

где  $S_{Т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ВН.ном}$  м номинальное напряжение обмотки ВН.

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{НН.ном} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78 \text{ А}, \quad (90)$$

где  $U_{НН.ном}$  – номинальное напряжение обмотки НН.

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{в.ном} = \frac{I_{i.ном} \cdot k_{сх}}{k_{т.т}}, \quad (91)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы. Зависит от схемы соединения вторичных обмоток ТТ. Для схемы полная и неполная «звезда»  $k_{сх} = 1$ , для схемы «треугольник» или на разность токов двух фаз  $k_{сх} = \sqrt{3}$ .

$k_{т.т}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Определим вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{в.ном}^{ВН} = \frac{I_{ВН.ном} \cdot k_{сх}}{K_I} = \frac{80,33 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 4,64 \text{ А};$$

$$I_{в.ном}^{НН} = \frac{I_{НН.ном} \cdot k_{сх}}{K_I} = \frac{839,78 \cdot 1}{1500 / 5} = 2,8 \text{ А}.$$

Тормозную обмотку целесообразно включить на сумму токов ТТ, установленных на стороне низшего напряжений. Минимальный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{ср.мин} = k_{ч} \cdot I_{ВН.ном} = 1,5 \cdot 80,33 = 120,5 \text{ А}, \quad (92)$$

где  $k_q$  – коэффициент чувствительности. Для трансформаторов, мощностью до 80 МВА  $k_q = 1,5$ .

Ток срабатывания реле на стороне ВН:

$$I_{в.ном}^{ВН} = \frac{I_{ср.мин} \cdot k_{сх}}{K_I} = \frac{120,5 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 6,96 \text{ А};$$

Определяются числа витков рабочей обмотки БНТ реле для высокой стороны (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты) и для стороны 10 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты.

Расчеты производятся по формулам:

$$\omega_{ВН.расч} = \frac{F_{ср.р}}{I_{в.ном}^{ВН}} = \frac{100}{4,64} = 21,6 \text{ витков}, \quad (93)$$

где  $F_{ср.р}$  – магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, по данным завода  $F_{ср.р} = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$ .

Принимается число витков обмотки БНТ реле для высокой стороны  $\omega_{ВН} = 22$  витка.

Число витков рабочей обмотки БНТ реле для низкой стороны:

$$\omega_{НН.расч} = \frac{F_{ср.р}}{I_{в.ном}^{НН}} = \frac{100}{2,8} = 35,71.$$

Принимаем  $\omega_{НН} = 36$  витков.

### 9.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в



зависимости от этого действовать на сигнал или на отключение. Существует три вида конструкции газового реле – поплавковые, лопастные и чашечные.

Опыт эксплуатации реле с поплавками выявил ряд их конструктивных недостатков, приводящих к излишней работе при внешних КЗ и ложной работе при вибрациях некоторых трансформаторов, внешними вибрациями и повреждении герметичности поплавков. В реле с лопастью нижний поплавок заменен специальной поворачивающейся пластиной. Более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 (рисунок 8, б).

Установка реле газовой защиты трансформатора показана на рисунке 8, а.

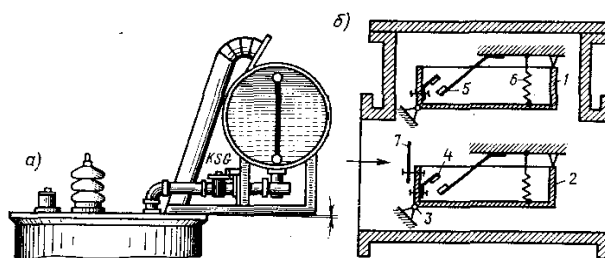


Рисунок 8 – Реле РГЧЗ-66

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал.

При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть

поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными. Можно создать защиту, позволяющую обнаружить витковые замыкания в начальной стадии и при отсутствии газообразования. Одна из таких защит основана на изменении пространственного распределения поля рассеяния обмоток. На трансформаторе ТДН-16000/110 и его устройстве РПН используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66 и RS-1000.

#### 9.4 Защита кабельных линий 10 кВ

В сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью на КЛ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило,

двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде максимальной токовой отсечки (МТО), а вторая – в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой или зависимой выдержкой времени. Одноступенчатая защита на основе МТЗ с независимой от тока характеристикой выдержки времени применяется в случаях, не требующих быстрого отключения линий при многофазных КЗ.

Для защиты КЛ, питающих ТП 10/0,4 кВ примем МТО без выдержки времени и МТЗ.

Аппаратура защиты размещается в релейных отсеках шкафов КСО. Защита подключается к ТТ, установленным в шкафу того же КСО.

Коэффициент трансформации ТТ.

$$k_{т.т} = \frac{I_{н.ном}}{I_{в.ном}} = \frac{300}{5} = 60. \quad (94)$$

#### 9.4.1 Максимальная токовая отсечка без выдержки времени

Защита должна предусматриваться, как правило, в двухфазном исполнении (фазы «А» и «С» – в предположении, что ТТ защит других элементов сети 10 кВ установлены в тех же фазах).

Токовая отсечка выполняется с использованием двух одинаковых реле тока, промежуточного и указательного реле. В качестве выходного реле защиты используется промежуточного реле типа РП-23. Указательное реле токовой отсечки обычно включают последовательно в цепь контакта выходного промежуточного реле.

Токовая отсечка играет роль основной быстродействующей защиты.

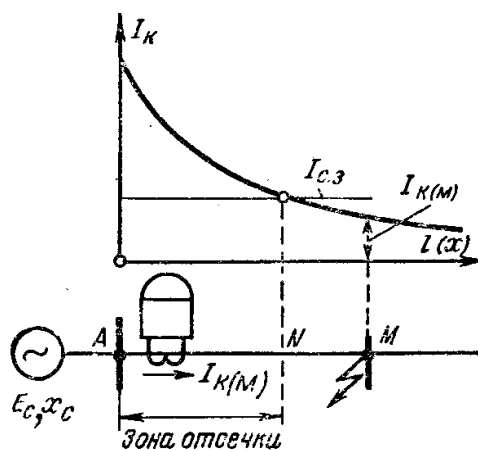


Рисунок 9 – Принцип действия МТО

#### 9.4.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита выполняется с использованием двух одинаковых реле тока, реле времени и указательного реле.

Схема защиты предусматривает ускорение действия защиты при включении выключателя на КЗ. В цепи ускорения предусмотрена выдержка времени, предотвращающая ложное срабатывание защиты из-за бросков токов нагрузки при включении. Для этой цели цепь ускорения осуществляется посредством последовательного соединения замыкающего контакта реле положения выключателя «отключено» и временно замыкающего контакта реле времени. При недостаточной чувствительности двухрелейной МТЗ к КЗ за трансформатором, подключенной к защищаемой линии, применяется еще одно – третье реле тока, подключаемое на сумму токов фаз «А» и «С».

#### 9.4.3 Расчет защит линий 10 кВ

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности. Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются:

- максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии;
- коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита, схема защиты;
- параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

МТО не должна срабатывать при КЗ за пределами защищаемой линии. Ток срабатывания мгновенной отсечки должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{кз.маx}^M, \quad (95)$$

где  $I_{кз.маx}^M$  — максимальный ток КЗ (в начальный момент времени возникновения) в фазе линии при КЗ на шинах соседней ПС (на рисунке 10 точка М);

$k_n$  — коэффициент надежности, учитывающий погрешность в расчете тока КЗ на шинах соседней ПС. Для токовых реле типа РТ-40  $k_n = 1,5$ .

Первичный ток срабатывания МТО КЛ РП-ТП7 при КЗ на шинах ТП-7:

$$I_{с.з.РП-ТП7}^{МТО} = k_n \cdot I_{П0.ТП7} = 1,5 \cdot 7,542 = 11,313 \text{ кА.}$$

По условиям обеспечения достаточной чувствительности ток срабатывания принимается равным 5 кА.

Вторичный ток срабатывания (ток реле) МТО:

$$I_{с.р.РП-ТП7}^{МТО} = k_{сх} \cdot \frac{I_{с.з.РП-ТП7}}{k_{т.т}} = 1 \cdot \frac{5 \cdot 10^3}{60} = 83,33 \text{ А,}$$

Чувствительность защиты оценивается минимальным значением коэффициента чувствительности в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в реле защиты при трехфазном КЗ.

Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_q = k_{cx} \cdot \frac{I_{кз.мин}}{I_{с.з}}; \quad (96)$$

$$k_q = 1 \cdot \frac{7,542}{5} = 1,5 \geq 1,5,$$

где  $I_{кз.мин}$  – ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка.

Приемлемые значения коэффициента чувствительности для основной защиты не менее 1,5 и для резервной – не менее 1,2.

Чувствительность МТО без выдержки времени выполняется.

Расчет максимальной токовой защиты состоит в определении токов срабатывания, времени срабатывания и минимальных значений коэффициентов чувствительности при металлических КЗ в конце защищаемой зоны.

Первичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.РП-ТП7}^{MTЗ} = k_{ост} \cdot I_{n/a}; \quad (97)$$

$$I_{с.з.РП-ТП7}^{MTЗ} = \frac{3 \cdot 200,659}{10^3} = 0,602 \text{ кА},$$

где  $k_{ост}$  – коэффициент отстройки максимального рабочего тока (принимается равным 3 – 4);

$I_{n/a}$  – максимально возможный рабочий ток защищаемой линии.

Зона действия МТЗ должна охватывать защищаемую линию и следующий участок, т. е. линию и ТТ, отходящие от шин приемной ТП.

Чувствительность защиты оценивается минимальным значением коэффициента чувствительности в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в реле защиты при трехфазном КЗ.

Проверяем коэффициент чувствительности защиты КЛ:

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз.ТПП7}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.РП-ТПП7}}^{\text{МТЗ}}} = 1 \cdot \frac{5,27}{0,602} = 8,75 \geq 1,5, \quad (98)$$

где  $I_{\text{кз.ТПП7}}^{(2)}$  – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

Приемлемые значения  $k_{\text{ч}}$  для основной защиты не менее 1,5 и для резервной – не менее 1,2.

Вторичный ток срабатывания (ток срабатывания реле) МТЗ:

$$I_{\text{с.р.РП-ТПП7}}^{\text{МТЗ}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.РП-ТПП7}}^{\text{МТЗ}}}{k_{\text{т.т}}}; \quad (99)$$

$$I_{\text{с.р.РП-ТПП7}}^{\text{МТЗ}} = 1 \cdot \frac{0,602 \cdot 10^3}{60} = 10,03 \text{ А}$$

В качестве чувствительного (пускового) органа принимаем реле тока типа РТ-40/20.

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{нр}} + \Delta t = 0,55 + 0,5 = 1,05 \text{ с}, \quad (100)$$

где  $t_{\text{нр}}$  – время срабатывания предыдущей защиты;

$\Delta t$  – ступень селективности.

По выдержке времени с учетом вида оперативного тока и его напряжения по каталогу выбираем реле времени РВ-215 с диапазоном уставок 0,1-1,3 с.

## 9.5 Проверка на 10 % погрешность трансформаторов тока

Расчет произведем для ТТ типа ТПЛ-10, установленных в ТП «КБО» на отходящих КЛ-10 кВ.

Предельная краткость ( $k_{10}$ ) расчетного тока ( $I_{расч}$ ) по отношению к первичному номинальному току ( $I_{ном}$ ) ТТ равна

$$k_{10} = \frac{I_{расч}}{I_{ном}} . \quad (101)$$

Величина тока  $I_{расч}$  выбирается для МТЗ с зависимой характеристикой

$$I_{расч} = 1,1 \cdot I_{согл} , \quad (102)$$

где  $I_{согл}$  – ток, который соответствует току КЗ, при котором производится согласование по времени последующей и предыдущей защит и определяется степень селективности.

$$k_{10} = \frac{1,1 \cdot 800}{260} = 3,38 .$$

По кривой предельных кратностей сердечника класса Р трансформатора тока типа ТПЛ-10/15, рис. П-6 /25/ для  $k_{10} = 3,38$  соответствует допустимая погрешность вторичная нагрузка  $Z_{ндоп} = 1,91 \text{ Ом}$ .

Наибольшая фактическая нагрузка ТТ для двухфазной двухрелейной схемы /25, табл. 1-5/

$$Z_{н.расч} = 2 \cdot r_{пр} + Z_p + r_{пер} , \quad (103)$$

где  $r_{прт}$  – сопротивление проводов;

$Z_p$  – сопротивление реле;

$r_{пер}$  – сопротивление контактов.

Сопротивление реле РТВ-П при втянутом якоре при установке

$I_{оп} = 12,5 \text{ А}$  подсчитывается по выражению



$$Z_p = \frac{S}{I^2}, \quad (104)$$

где  $S$  – потребляемая мощность;

$I$  – ток, при котором задана потребляемая мощность.

По техническим данным привода ПП-67 /15, табл. П-6/  $S = 114 \text{ ВА}$ .

$$Z_p = \frac{114}{12,5^2} = 0,73 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление проводов не учитываем, так как реле РТВ установлены в непосредственной близости от ТТ.

$$Z_{н.расч} = 0,73 + 0,1 = 0,83 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ не превышает 10%, если соблюдается условие

$$Z_{н.расч} < Z_{н.доп} \quad (105)$$

В нашем случае

$$0,83 \text{ Ом} < 1,91 \text{ Ом}$$

Следовательно, погрешность ТТ, установленных в ячейках подстанции «Прогресс», не превышает 10%.

Проверка остальных ТТ на 10% погрешность производится аналогично на основании выше приведенных расчетов.

#### 9.6 Защита понижающих трансформаторов

Плавкие предохранители выполняют автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока. Предохранители типа ПКТ позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании (меньше одного периода) и ограничивать ток в цепи при КЗ. Предохранители типа ПКТ широко применяют для защиты силовых трансформаторов мощностью до 2500 кВА на напряжение 10 кВ, электродвигатели и измерительных трансформаторов напряжения.

Защиту осуществляем плавкими предохранителями типа ПКТ102-10, встроенными в выключатели нагрузки типа ВНП-10.

Таблица 30 - Выбор плавких предохранителей 10 кВ

№ ТП	$S_{ТП_i}^{10кВ}$ , кВА	$I_{ТП_i}^{10кВ}$ , А	Марка СТ	Минимальный ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя
1	765,357	44,188	ТМ - 630/10	75	ПКТ102-10-50

### 9.7 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострановых ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия  $t_{АПВ}$  должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики.

### 9.8 Автоматический ввод резерва

Назначение устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или

самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

## 9.9 Компенсация емкостных токов замыкания на землю

### 9.9.1 Общие сведения

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.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- обеспечить надежное дугогашение;
- при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений  $2,5 - 2,6 U_{\phi}$  при степени расстройки 0-5 %;
- исключить повторное загорание дуги;
- уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

### 9.9.2 Определение емкостного тока замыкания на землю

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

$$I_c = \frac{K \cdot U_n \cdot L_K}{10}, \quad (106)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий емкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли, принимается  $K = 1,25 - 1,35$ ;

$L_K$  – суммарная длина кабельных линий.

Активная составляющая тока замыкания на землю составляет 5 – 6 % емкостного тока сети.

Произведём расчёт емкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4}{10} = 5,4 \text{ А.}$$

Городские сети 6 - 35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

В сетях напряжением 10 (6) - 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 10 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ РП

Методика выбора систем молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которых любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надежность его защиты повышается.

Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям /16/. Нормируется два типа зон: зона защиты А обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли; зона Б в этих случаях имеет надежность не ниже 0,95.

Для защиты от прямых ударов молнии используются тросовые и стержневые молниеотводы, а также молниезащитные сетки.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{эф} = h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли (рис.?).

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте  $h_i$  рассчитываются по формуле

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{эф}}\right), \quad (107)$$

где  $h_{эф}$  и  $r_0$  для двух типов зон защиты одиночных стержневых молниеотводов различной высоты приведены в таблице 57.

Таблица 31 – Границы зоны защиты одиночного молниеотвода

Тип зоны защиты	$h \leq 150$	$150 < h < 600$
А	$h_{эф} = 0.85h$ $r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h$	$h_{эф} = (0.85 - 1.7 \cdot 10^{-3}(h - 150))h$ $r_0 = (0.8 - 1.8 \cdot 10^{-3}(h - 150))h$
Б	$h_{эф} = 0.92h$ $r_0 = 1.5 \cdot h$	$h_{эф} = (0.85 - 1.7 \cdot 10^{-3}(h - 150))h$ $r_0 = 2.25 \cdot h$

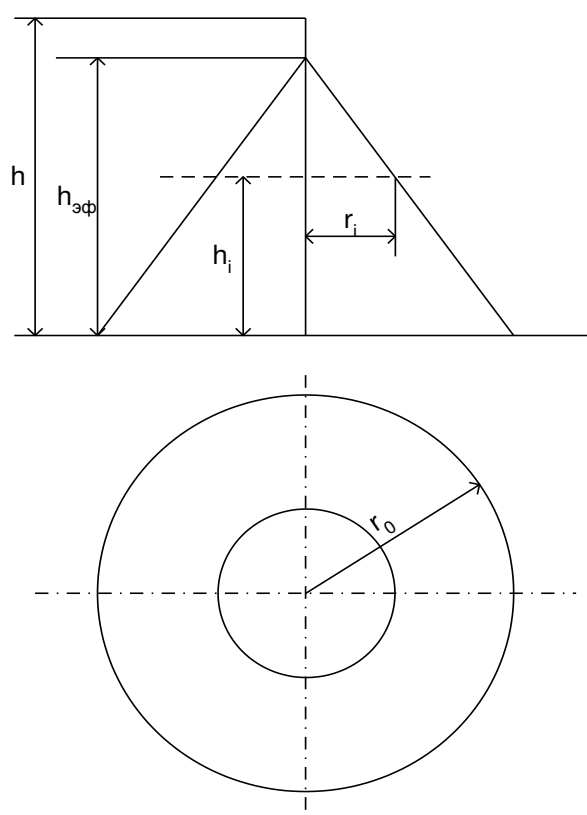


Рис.10. Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Зоны защиты двух равновеликих молниеотводов высотой до 150м представлена на рис.?

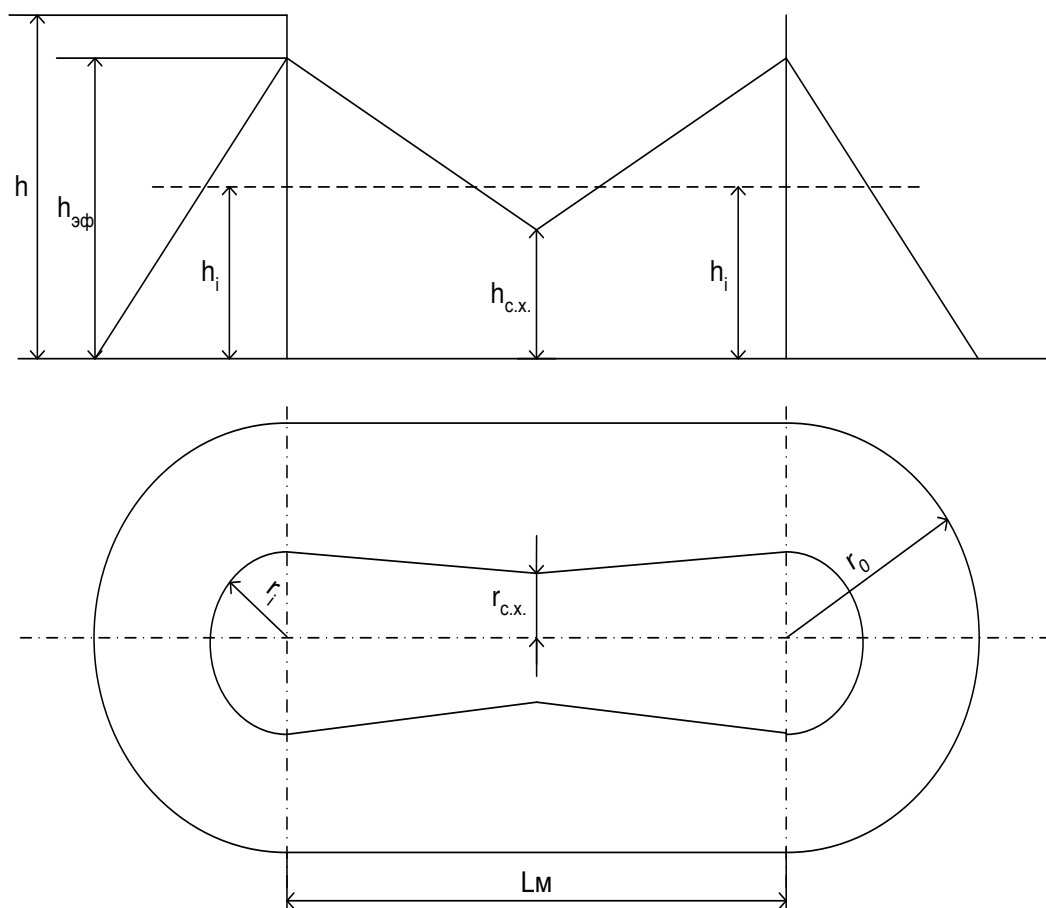


Рис. 11. Зоны защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов.

Торцевые внешние области зон определяются по таблице 57 как одиночных молниеотводов. Границы внутренней зоны защиты при расстоянии между молниеотводами  $L_M \leq h$  также рассчитывается по таблице 57. При больших расстояниях  $L_M$  для расчета  $r_{ci}$  для высоты  $h_i$  используется формула:

где  $h_{c.x.}$  и  $r_{co}$  – высота и половина ширины внутренней зоны на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты принимаются по таблице 58.

Таблица 32 - Внутренние зоны защиты двух молниеотводов

Тип зоны	$h < L_M \leq 2h$	$2h < L_M \leq q'' \cdot h$
A <sup>*</sup> )	$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_M - h)$	
(q'' = 4)	$r_{c.o} = r_o$	$r_{c.o.} = r_o \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L_M - 2h)}{h} \right)$
B <sup>*</sup> )	$h_{cx} = h_{эф} - 0,14(L_M - h)$	
(q'' = 6)	$r_{c.o} = r_o$	

Зона защиты стержневых молниеотводов с числом более двух определяется определением зон защиты попарно взятых соседних молниеотводов высотой  $h \leq 150$  м. Общая зона защиты объекта высотой  $h_i$  существует, если для всех соседних пар  $r_{ci} > 0$ . В противном случае молниеотводы рассматриваются как двойные или одиночные.

Рассчитаем зону молниезащиты для здания РП.

Принимаем два стержневых молниеотвода длиной 10 метров, установленных на крыше РП-10. Высота здания РП – 15 метров, ширина – 9 метров, длина – 30 метров.

Длина молниеотвода установленных на крыше  $h$ :

$$h = 15 + 10 = 25 \text{ метров.}$$

Находим эффективную высоту молниеотвода  $h_{эф}$  по формулам из табл.? для  $h \leq 150$ :

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ метров.}$$

Радиус  $r_o$  торцевых внешних областей зон на уровне земли, определяется по формулам из табл.? для  $h \leq 150$  :

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ метров.}$$



Расстояние между молниеотводами расположенными на крыше ГРУ – 6 кВ  $L=30$  метров, по формулам из табл.? при условии  $h < L_M \leq 2h$ , рассчитаем высоту внутренней зоны  $h_{с.х.}$ :

$$h_{с.х.} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (30 - 25) = 20,36 \text{ метров.}$$

Половину ширины внутренней зоны на уровне земли  $r_{co}$ :

$$r_{co} = r_o = 26,25 \text{ метров.}$$

Половину ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта  $r_{с.х.}$ , по формуле

$$r_{с.х.} = 26,25 \cdot \left( \frac{21,25 - 15}{21,25} \right) = 7,72 \text{ метра.}$$

Из выше проведенного расчета делаем вывод, что здание РП полностью входит в зону защиты двух стержневых молниеотводов и защищено от прямых ударов молнии

## 11 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В современных условиях существующая информация о состоянии сети может быть получена с помощью средств телемеханики. Целесообразность телемеханизации автоматизированных сетей при их питании от РП или ЦП без постоянного обслуживающего персонала является бесспорной.

Контролируемый пункт КП представляет собой объект электроснабжения (РП-ТП), в котором установлены:

- контроллер;
- измерительные преобразователи тока, напряжения;
- счетчики электроэнергии.

Для осуществления функций системы телемеханики в ПУ размещаются:

- адаптер каналов связи (АКС);
- ПЭВМ диспетчера (сервер телемеханики).

Сервер телемеханики собирает данные от КП и обеспечивает данными удаленных пользователей локальной вычислительной сети (ЛВС), в которую могут входить несколько рабочих мест:

- рабочее место по учету электроэнергии;
- рабочее место инженера телемеханики;
- рабочее место главного инженера;
- рабочие места других удаленных пользователей

Сервер телемеханики (рабочее место диспетчера) обрабатывает данные от КП, представляет их в удобной для восприятия форме диспетчеру и другим пользователям, передает команды диспетчера на КП, хранит полученную информацию в виде файлов протокола и измерений.

АКС обеспечивает соединение сервера телемеханики с существующими каналами связи и передачу команд и данных между КП и ПУ.

Передача информации от КП на ПУ осуществляется по магистральному радиоканалу, образованному стационарными радиостанциями, работающими на одной выделенной частоте. На КП радиостанции комплектуются антенно-фидерными устройствами направленного действия, на ПУ - антенно-фидерными устройствами с круговой диаграммой.

Краткое описание работы системы: взаимодействие ПУ и КП (контроллера) происходит путем обмена сообщениями в полудуплексном режиме работы каналов связи. При этом взаимодействие с КП обеспечивается:

- по командам диспетчера;
- по инициативе КП;
- по запросам удаленного пользователя.

Периодический опрос используется также для получения данных, по которым строятся графики токов нагрузок и напряжений, производится учет электроэнергии. Программа ведет периодический контроль состояния каналов связи с каждым КП с записью в протокол и возможностью звуковой сигнализации диспетчеру при пропадании связи с КП. Контроль процесса ведется автоматически. Информация обо всех событиях регистрируется в протоколе, который содержит два времени:

- время поступления события;
- время записи в протокол.

При просмотре или печати протокол может быть отфильтрован:

- по дате начала и конца периода;
- по объекту;
- по типам событий.

Диспетчер может:

- запросить текущее состояние объектов и всех измеряемых значений в целом по ПС, РП, ТП;
- управлять объектами ПС, РП;
- перевести временно часть объектов в состояние ремонта;

- вывести на экран и корректировать карточку объекта, содержащую любую справочную информацию;
- просмотреть и напечатать протокол событий;
- вывести на экран и напечатать графики любых измеряемых аналоговых и интегральных параметров.

Режим телеуправления (ТУ) считается наиболее ответственным в системе. Вход в режим защищается паролем.

## 12. Безопасность и экологичность предлагаемой ВКР.

### 12.1. Безопасность

В данном разделе ВКР рассматривается влияние на человека вредных факторов и производится оценка безопасности рабочего места во время реконструкции объекта.

Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть:

отключены вспомогательные цепи (управления, сигнализации, подогрева и прочие) и силовые цепи привода;

закрыты задвижки на трубопроводе подачи воздуха и бак выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;

приведены в нерабочее положение выключающий груз или выключающие пружины;

вывешены плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления и «Не открывать! Работают люди» на закрытых задвижках.

С разрешения дежурного работник, ведущий наладку и регулировку, может дистанционно включать и отключать коммутационный аппарат для опробования. В электроустановках без местного дежурного персонала такого разрешения не требуется.

При работе в отсеке шкафов КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат «Стой! Напряжение»; в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ или КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить из

шкафа, шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакат «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

- устанавливать тележку в контрольное положение при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и выкаченным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в целях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

Меры безопасности при монтаже кабельных линий

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма – оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля в трубе на участках пересечения с железнодорожными путями и автодорогами следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте в кабельных галереях и эстакадах следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;

открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;

запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;



расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых емкостях, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогреть ее производят в специальных емкостях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежания попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать их соприкосновения с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители

запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

## 12.2 Экологичность

Особенности данной подстанции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

При эксплуатации маслонаполненных трансформаторов неизбежны потери масла: протечки через разъемные соединения маслопроводов охладителей, бака и других элементов трансформатора отбор проб, доливка, сушка и регенерация масла, а также потери масла во время ремонта уплотнений, кранов маслопроводов и охладителей. Эти потери масла могут и должны быть уменьшены путем своевременного устранения протечек и продуманной технологии названных работ, однако полностью исключить их не удастся.

Наибольшее количество масла попадает в стоки при аварийном повреждении бака или масляной системы, когда возможно вытекание всего объема масла, содержащегося в трансформаторе (для крупных трансформаторов до сотни и более тонн). Помимо значительной пожарной опасности стекание этого масла за пределы территории энергообъекта, так же как и просачивание его в подземные водонасыщенные слои, недопустимо по соображениям охраны окружающей среды.

После попадания масла и воды в маслоприемник необходима его отчистка, которая производится следующим образом. Водяной самовсасывающий насос при своей работе забирает жидкость из маслосборника, где собирается вода (более легкая масляная фракция вследствие отстоя оказывается в верхних слоях). Загрязненные стоки проходят через фильтр снизу вверх, при этом масляная фракция задерживается фильтром, а очищенная вода сбрасывается в ливневую канализацию. Для фильтра рекомендуется эластичный пенополиуретан, который можно многократно использовать.

Масляная фаза эмульсии, сепарирующаяся при отстое в верхнем слое содержимого маслосборника, перекачивается в передвижную емкость насосом, входящим в комплект этой емкости или временно устанавливаемым рядом с ней, и вывозится для последующего хозяйственного использования.

Отметим, что для исключения перекачки водяным насосом неотстоявшейся водомасляной эмульсии, образовавшейся в ходе пожаротушения, автоматика запуска водяного насоса при повреждении трансформатора выводится из действия. На трансформаторах, снабженных установками автоматического пожаротушения, функцию блокировки запуска водяного насоса выполняет автоматика пожаротушения, на остальных трансформаторах газовая защита.

По истечении времени, необходимого для отстоя водомасляной эмульсии, водяной насос маслосборника включается вручную, после чего вновь вводится в действие его автоматика (таким образом, остановка насоса по завершении откачки воды произойдет автоматически). В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала,

легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня [15].

Согласно ПУЭ п. 4.2.69 габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного эл. оборудования ( $\Delta$ ):

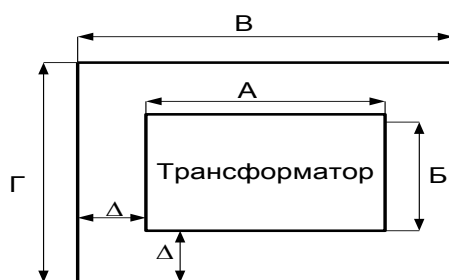


Рисунок 12 – Схема маслоприемника (вид сверху)

Объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла содержащегося в корпусе трансформатора и 80% воды от средств пожаротушения с интенсивностью  $2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  в течении 30 минут.

Площадь маслоприемника определяется по формуле,  $\text{м}^2$ :

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2, \quad 108$$

Объем маслоприемника определяют,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot H, \quad \text{м}^3, \quad 109$$

Объем трансформаторного масла равен,  $\text{М}^3$  :

$$V_{\text{тр.м}} = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}}, \text{М}^3, \quad 110$$

где  $M_{\text{тр.м}}$  - масса трансформаторного масла

$\rho_{\text{тр.м}}$  - плотность трансформаторного масла

$$\rho_{\text{тр.м}} = 880 \frac{\text{кг}}{\text{М}^3}.$$

Объем маслоприемника должен быть равным как минимум объему трансформаторного масла:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тр.м}}, \text{М}^3, \quad 111$$

Отсюда можно выразить необходимую высоту маслоприемника, м:

$$S_{\text{мп}} \cdot H = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}}, \text{М}, \quad 112$$

$$H = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}} \cdot S_{\text{мп}}}, \text{М}, \quad 113$$

Определим габариты В и Г трансформатора м:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad 114$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad 115$$

Подставив в формулы (231) и (232) известные значения, получим

$$B = A + 2 \cdot \Delta = 6 + 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ м};$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника определяем по формуле (223):

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2, \quad 116$$

$$S_{\text{мт}} = 9 \cdot 6,5 = 58,5 \text{ м}^2.$$

Определим объём воды необходимый для тушения пожара трансформатора:

Нормативный коэффициент, л/см<sup>2</sup>

$$k_n = 0,2.$$

Нормативное время пожаротушения:

$$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{б.н.т.}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H_T, \text{ м}^2, \quad 117$$

Подставив значения получим м<sup>2</sup>:

$$S_{\text{б.н.т.}} = 2 \cdot (9 + 6,5) \cdot 5,5 = 104,5 \text{ м}^2.$$

Объём воды, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{воды}} = k_n \cdot t \cdot 10^{-3} \cdot (S_{\text{мт}} + S_{\text{б.н.т.}}), \quad \text{м}^3, \quad 118$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} \cdot (58,5 + 104,5) = 58,68 \text{ м}^3.$$

Определим объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}} = \frac{10200}{880} = 11,591, \quad \text{м}^3, \quad 119$$

Определим объём маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \quad \text{м}^3, \quad 120$$

$$V_{\text{МП}} = 11,591 + 0,8 \cdot 58,68 = 58,535.$$

Определим глубину маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % ВОДЫ, м:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad 121$$

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} = \frac{58.535}{58.5} = 1.001$$

Определяем глубину маслоприемника

Согласно ПУЭ толщина гравийной подушки должна быть не меньше 0,25 м, а высота воздушной прослойки не менее 0,05 м.

$$h_2 = 0,25;$$

$$h_{en} = 0,05;$$

$$H_{.mn} = h_{.mn} + h_2 + h_{en}, \text{ м}, \quad 122$$

Подставив значения получим, м:

$$H_{.mn} = h_{.mn} + h_2 + h_{en} = 1,001 + 0,25 + 0,05 = 1,301.$$

Минимальную высоту маслоприемника примем равной 1,301 м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР была определена программа реконструкции и развития системы электроснабжения Южного района поселка Прогресс Амурской области, реализация которой позволит повысить уровень надежности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. В схеме развития электрических сетей приняты технические решения позволяющие решить поставленную задачу с минимально возможными затратами.

Развитие системы электроснабжения поселка Прогресс разрабатывалось и выполнено в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов. В ВКР учтены все потребители электроэнергии расположенные в пределах условных границ Южного района поселка Прогресс.

В ВКР были рассчитаны электрические нагрузки жилого сектора, общественных учреждений, детских садов, школ и других потребителей электрической энергии с учетом электропищеприготовления по удельным нагрузкам согласно РД 34.20.185-94.

По полученным нагрузкам произведен выбор сечений кабельных и воздушных линий электропередачи.

Был произведен расчет токов короткого замыкания всех видов в максимальном и минимальном режиме работы системы электроснабжения. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения.

Для выбранных трансформаторов КТП 10/0,4 кВ, кабельных линий и воздушных линий электропередачи 10 кВ и 0,4 кВ, был произведен расчет и выбор элементов защиты.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 2006.
2. Емельянцева А. Релейная защита сетей. Ступени селективности // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 48-49.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат.-2008.-587 с.
4. Козлов В. А.Электроснабжение городов/В.А.Козлов. -Ленинград.: Энергия, 2009/ - 264 С.
5. Козлов В.А. Справочник по проектированию электроснабжения городов/ В.А. Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович –Л.: Энергоатомиздат, 2006. - 256с
6. Кривошеин А.Д., Роев Н.Н. Экология и БЖД: Учеб. пособие для вузов. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2011.-447с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 2006. – 416 с.
8. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел /ОРГРЭС – М.: СПО Союзтехэнерго, 2012. – 87 с.
9. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: 2006.-601 с.
10. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 0,38 кВ с проводами АМКА – М., АООТ «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», 2013г.
11. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 6-20 кВ с проводами SAХ – М., АО «ФИРМА ОРГРЭС», 2013г.
12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник: учеб.

- пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
13. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., с измен., дополн. – М.: НЦ ЭНАС, 2013.
14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2007.-152 с.
15. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, 2008.-353 с.
16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 2007.-648 с.
17. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-12. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2012.-116 с.
18. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153-34.0-03.301-12. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2012. – 116 с.
19. Староверов В. Самонесущая система изолированных проводов. Аналитический обзор рынка арматуры // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 81-84.
20. Судаков Г.В., Т.А. Галушко. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.
21. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению. Т2. Электрооборудование /под. общ. ред. А. А. Федорова.: Энергоатомиздат, 2006.-592 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет электрических нагрузок жилых зданий.

Произведем расчет электрических нагрузок для:

— жилого дома (№ 1):

$$P_{p.ж.д.} = 1,97 \cdot 69 + 0,23 \cdot 27 + 0,14 \cdot 32 = 146,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 1,97 \cdot 69 \cdot 0,2 + 0,23 \cdot 27 \cdot 0,7 \cdot 0,6 + 0,14 \cdot 32 \cdot 0,43 \cdot 0,6 = 30,95 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{146,6^2 + 30,95^2} = 149,8 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{149,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 227,6 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 2):

$$P_{p.ж.д.} = 1,97 \cdot 69 + 0,043 \cdot 30 = 137,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 1,97 \cdot 69 \cdot 0,2 + 0,043 \cdot 30 \cdot 0,48 \cdot 0,6 = 27,6 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{137,2^2 + 27,6^2} = 140 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{140}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 212,7 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 3):

$$P_{p.ж.д.} = 2,04 \cdot 64 + 0,23 \cdot 30 = 137,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,04 \cdot 64 \cdot 0,2 + 0,23 \cdot 30 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 29 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{137,5^2 + 29^2} = 140,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{140,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 213,5 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 4):

$$P_{p.ж.д.} = 2,07 \cdot 62 = 128,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,07 \cdot 62 \cdot 0,2 = 25,7 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{128,3^2 + 25,7^2} = 130,8 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{130,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 198,7 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 5):

$$P_{p.ж.д.} = 2,85 \cdot 32 = 91,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,85 \cdot 32 \cdot 0,2 = 18,2 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{91,2^2 + 18,2^2} = 93 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{93}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 141,3 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 6):

$$P_{p.ж.д.} = 2,91 \cdot 30 + 0,23 \cdot 30 = 94,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,91 \cdot 30 \cdot 0,2 + 0,23 \cdot 30 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 20,4 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{94,2^2 + 20,4^2} = 96,4 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{96,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 146,5 \text{ А.}$$

— детского сада (№ 7): «Солнышко»

$$P_{д.с.} = 0,46 \cdot 150 = 69 \text{ кВт};$$

$$Q_{д.с.} = 0,46 \cdot 150 \cdot 0,25 = 17,3 \text{ квар};$$

$$S_{п.д.с.} = \sqrt{69^2 + 17,3^2} = 71,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{71,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 108 \text{ А.}$$

— здания «Китайский рынок» (№ 8):

$$P_{\text{маг}} = 0,14 \cdot 360 = 50,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{маг}} = 0,14 \cdot 360 \cdot 0,43 = 21,7 \text{ квар};$$

$$S_{\text{маг}} = \sqrt{50,4^2 + 21,7^2} = 54,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{54,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 83,4 \text{ А.}$$

— продовольственного магазина «Романов-2» (№ 9):

$$P_{\text{маг}} = 0,23 \cdot 60 = 13,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{маг}} = 0,23 \cdot 60 \cdot 0,7 = 9,7 \text{ квар};$$

$$S_{\text{маг}} = \sqrt{13,8^2 + 9,7^2} = 16,9 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{16,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 25,7 \text{ А.}$$

— автовокзала (№ 10):

$$P_{\text{авт}} = 0,12 \cdot 20 + 0,34 \cdot 4 + 1,5 \cdot 1 = 5,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{авт}} = 0,12 \cdot 20 \cdot 0,33 + 0,34 \cdot 4 \cdot 0,48 + 1,5 \cdot 1 \cdot 0,25 = 1,8 \text{ квар};$$

$$S_{\text{авт}} = \sqrt{5,3^2 + 1,8^2} = 5,6 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{5,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 8,5 \text{ А.}$$

Суммарная нагрузка вводимого в эксплуатацию жилого фонда.

$$S_{\Sigma.p.ж.д} = 992 \text{ кВА};$$

$$I_{\Sigma.p} = \frac{992}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1507,2 \text{ А.}$$

Произведем расчет электрической нагрузки еще одного жилого квартала, ограниченного улицами Заводская – Ленинградская – Матросова – Огарева. Потребители данного квартала получают питание только от одното трансформаторной ТП-6/0,4 кВ № 241, мощностью 320 кВА.

Для расчета нагрузки ТП также составим экспликацию зданий и сооружений рассматриваемого квартала.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета электроснабжения.

№ п/п	Потребитель	Кол-во	Удельная нагрузка, кВт/ м <sup>2</sup> , кВт/место	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6
1	Ж. д. 5 эт. 56 кв. эл.пищ.пригот. со встроен.	1	2,2	0,98	0,2
	– непрод. м-ном «Амурснабсбыт» 37 м <sup>2</sup> ,	1	0,14	0,92	0,43
	– непрод. м-ном «Елена» 95 м <sup>2</sup> ,	1	0,14	0,92	0,43
	– прод. м-ном «Стимул» 146 м <sup>2</sup> ,	1	0,23	0,82	0,7
	– прод. м-ном «Континент» 82 м <sup>2</sup> .	1	0,23	0,82	0,7
2	Ж. д. 4 эт. 48 кв. эл.пищ.пригот.	1	2,4	0,98	0,2

1	2	3	4	5	6
3	Ж. д. 2 эт. 16 кв. эл.пищ.пригот.	4	3,83	0,98	0,2
4	Ж. д. 2 эт. 8 кв. эл.пищ.пригот.	5	5,23	0,98	0,2
5	Общежитие 2 эт. 36 мест с эл. плит. на кухне	1	0,4	0,95	0,33
6	Дет. сад «Амурченок» 200 мест	1	0,46	0,97	0,25
7	Гараж	32	0,4	0,98	0,2

Произведем расчет электрических нагрузок для:

— жилого дома (№ 1):

$$P_{p.ж.д.} = 2,2 \cdot 56 + 0,14 \cdot 37 + 0,14 \cdot 95 + 0,23 \cdot 146 + 0,23 \cdot 82 = 194,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,2 \cdot 56 \cdot 0,2 + 0,14 \cdot 37 \cdot 0,43 + 0,14 \cdot 95 \cdot 0,43 + 0,23 \cdot 146 \cdot 0,7 + 0,23 \cdot 82 \cdot 0,7 = 69,3 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{194,1^2 + 69,3^2} = 206,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{206,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 313,1 \text{ А}.$$

— жилого дома (№ 2):

$$P_{p.ж.д.} = 2,4 \cdot 48 = 115,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 2,4 \cdot 48 \cdot 0,2 = 23,04 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{115,2^2 + 23,04^2} = 117,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{117,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 178,5 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 3):

$$P_{p.ж.д.} = 3,83 \cdot 16 = 61,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 3,83 \cdot 16 \cdot 0,2 = 12,26 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{61,3^2 + 12,26^2} = 62,5 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{62,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 95 \text{ А.}$$

— жилого дома (№ 4):

$$P_{p.ж.д.} = 5,23 \cdot 8 = 41,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ж.д.} = 5,23 \cdot 8 \cdot 0,2 = 8,37 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{41,8^2 + 8,37^2} = 42,6 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{42,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 64,7 \text{ А.}$$

— общежития (№ 5):

$$P_{общ.} = 0,4 \cdot 36 = 14,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{общ.} = 0,4 \cdot 36 \cdot 0,33 = 4,75 \text{ квар};$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{14,4^2 + 4,75^2} = 15,2 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{15,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 23,1 \text{ А.}$$

— детского сада (№ 6): «Амурчонок»

$$P_{д.с.} = 0,46 \cdot 200 = 92 \text{ кВт};$$



$$Q_{d.c.} = 0,46 \cdot 200 \cdot 0,25 = 23 \text{ квар};$$

$$S_{p.d.c.} = \sqrt{92^2 + 23^2} = 94,8 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{94,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 144 \text{ А.}$$

— гаражей (№ 7):

$$P_{gar.} = 0,4 \cdot 32 = 12,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{gar.} = 0,4 \cdot 32 \cdot 0,2 = 2,56 \text{ квар};$$

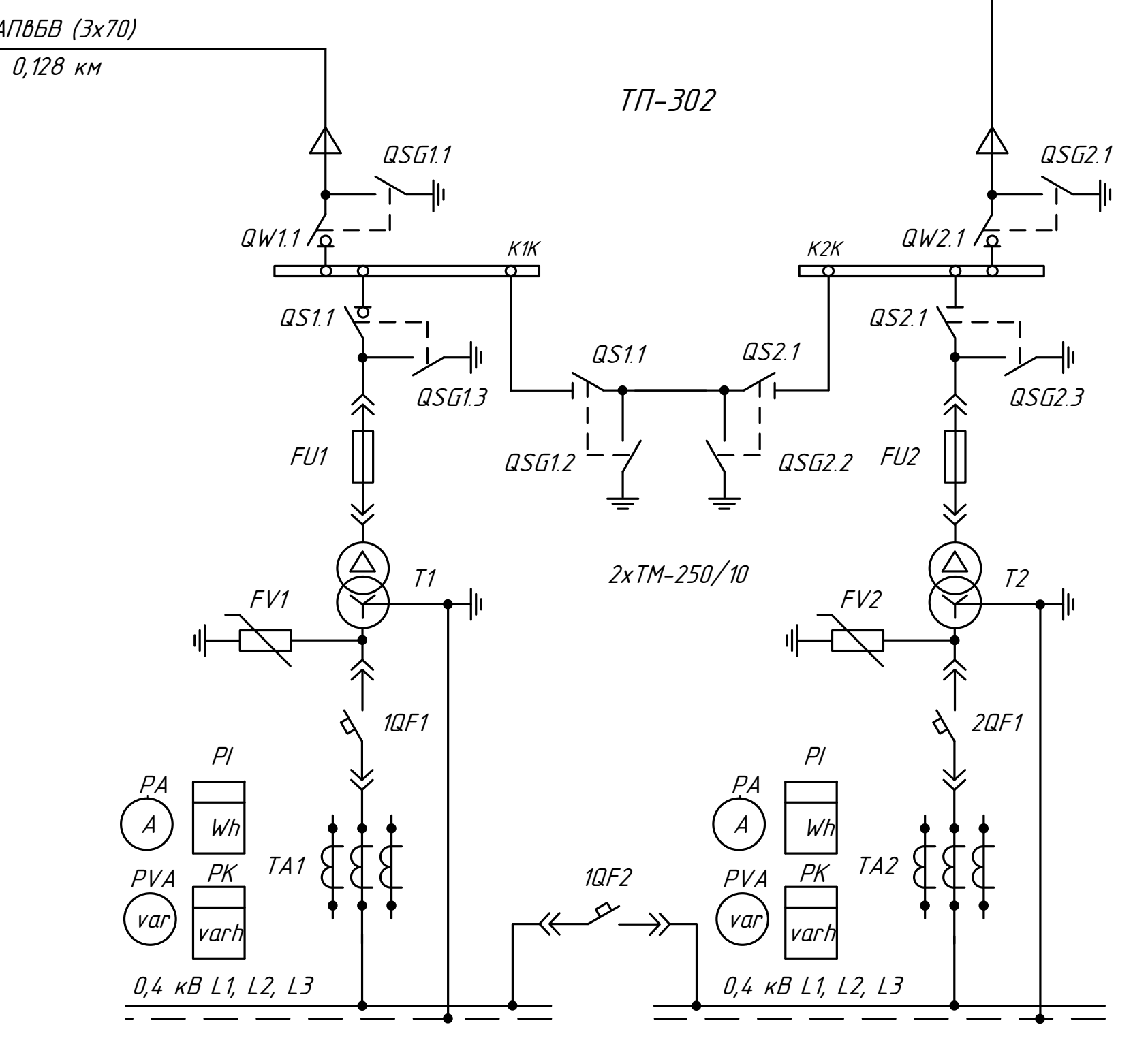
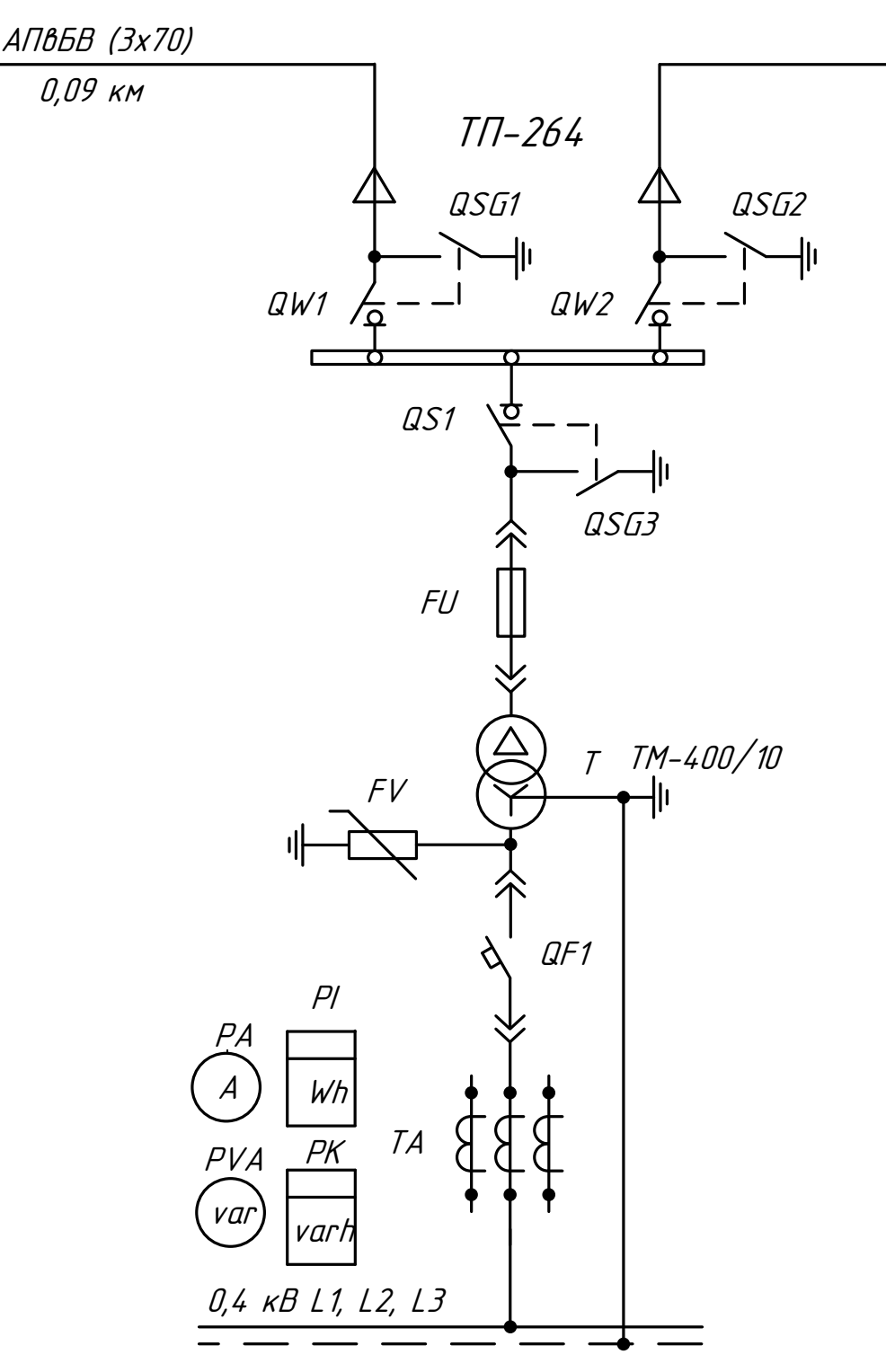
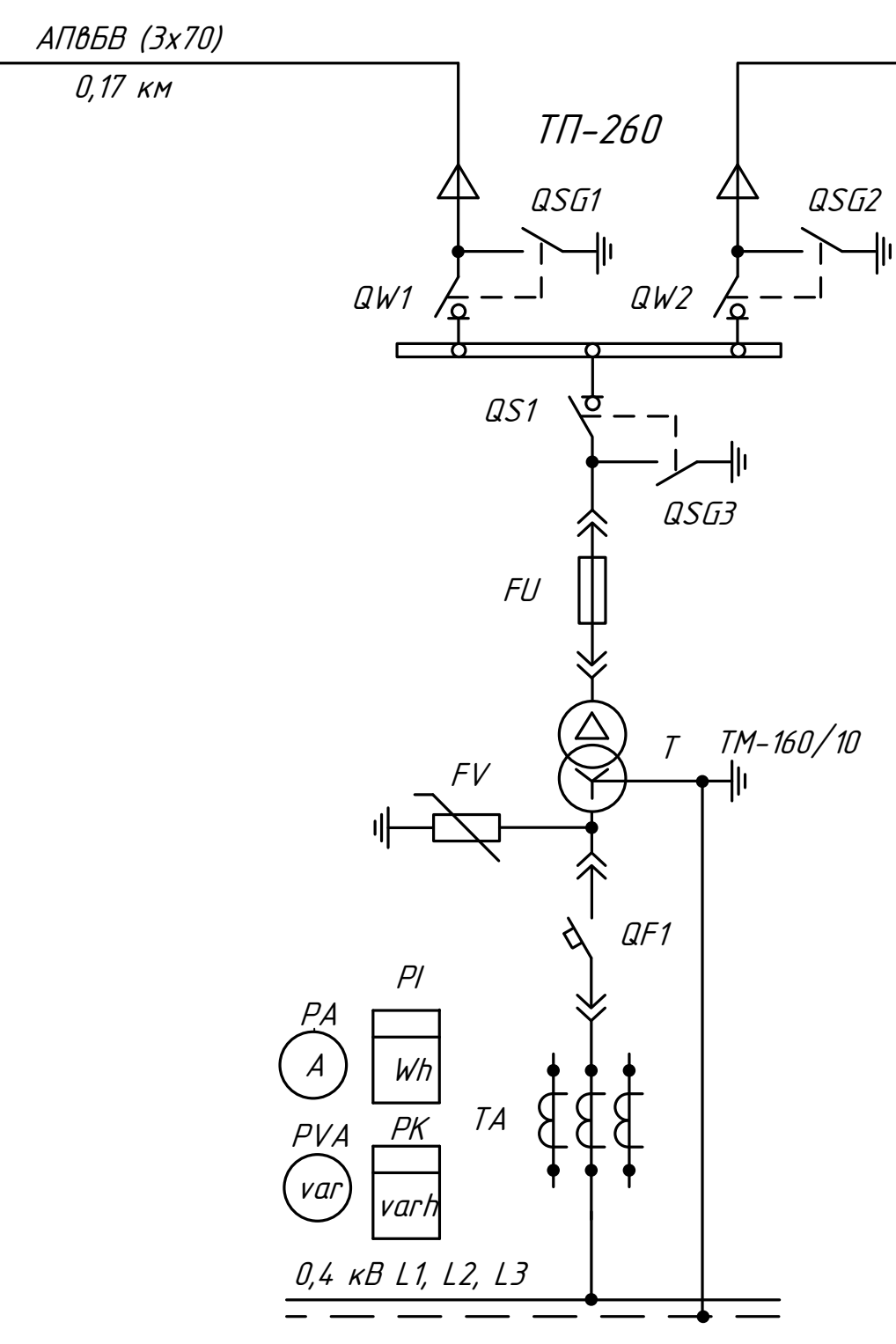
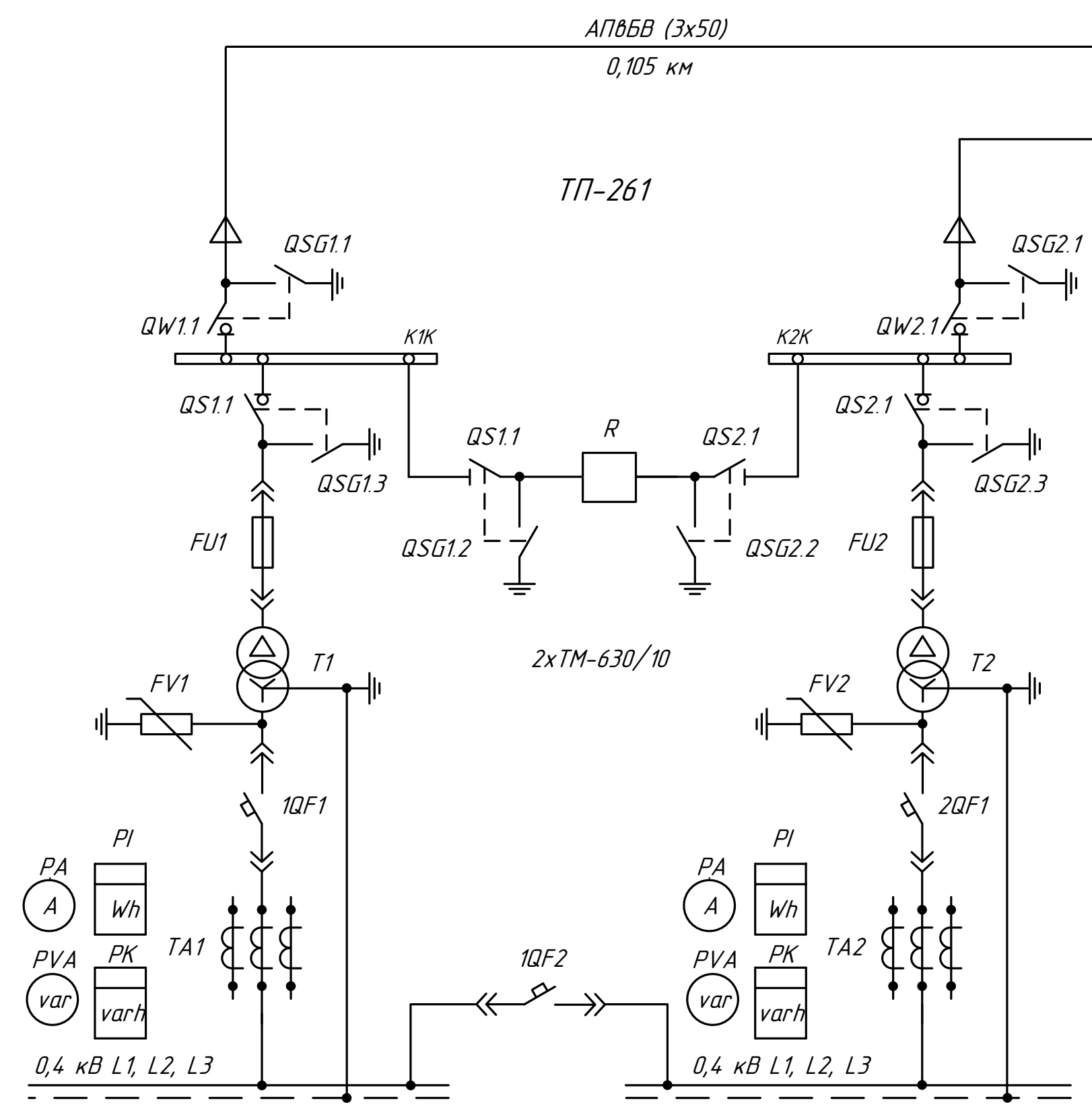
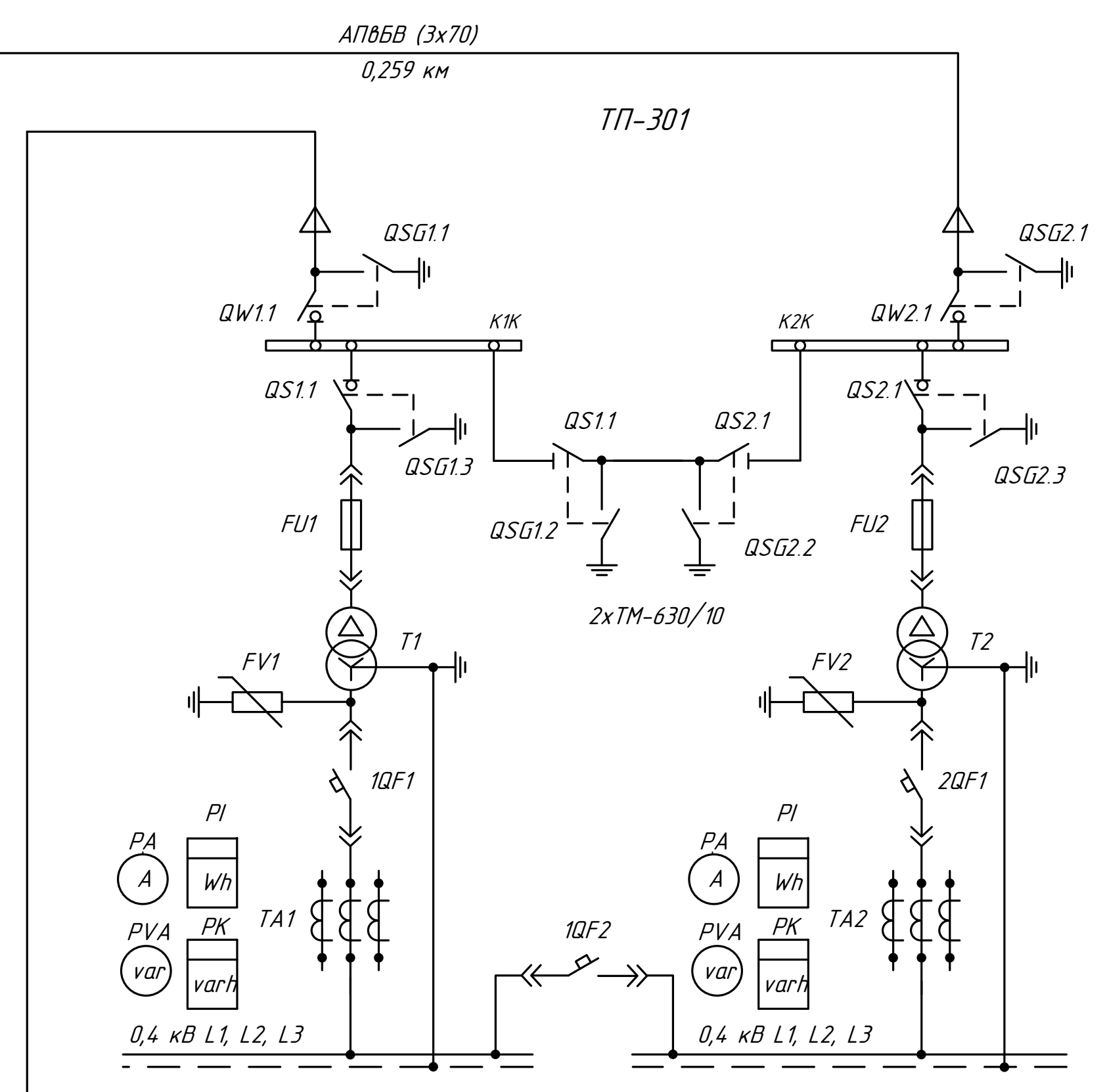
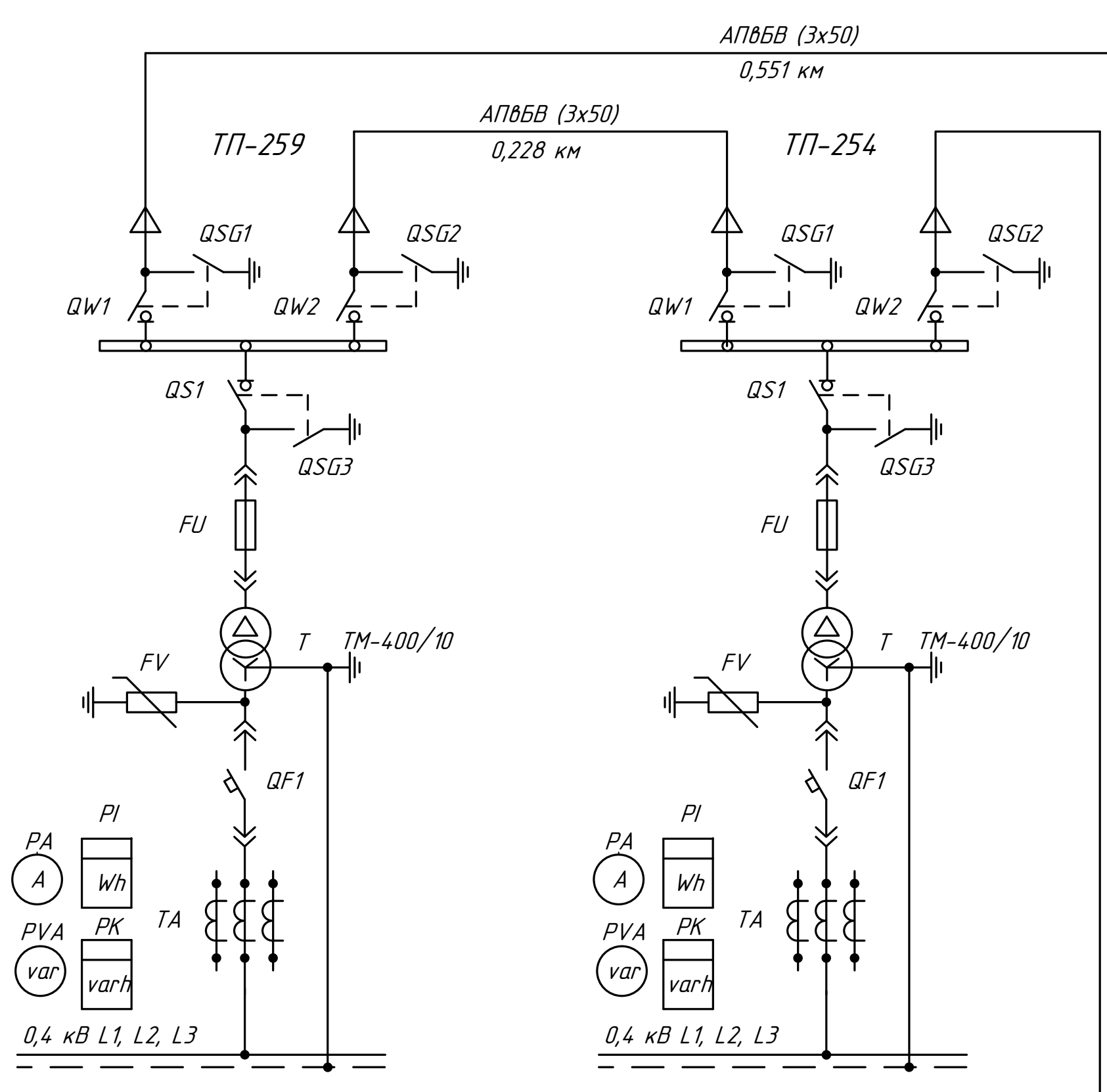
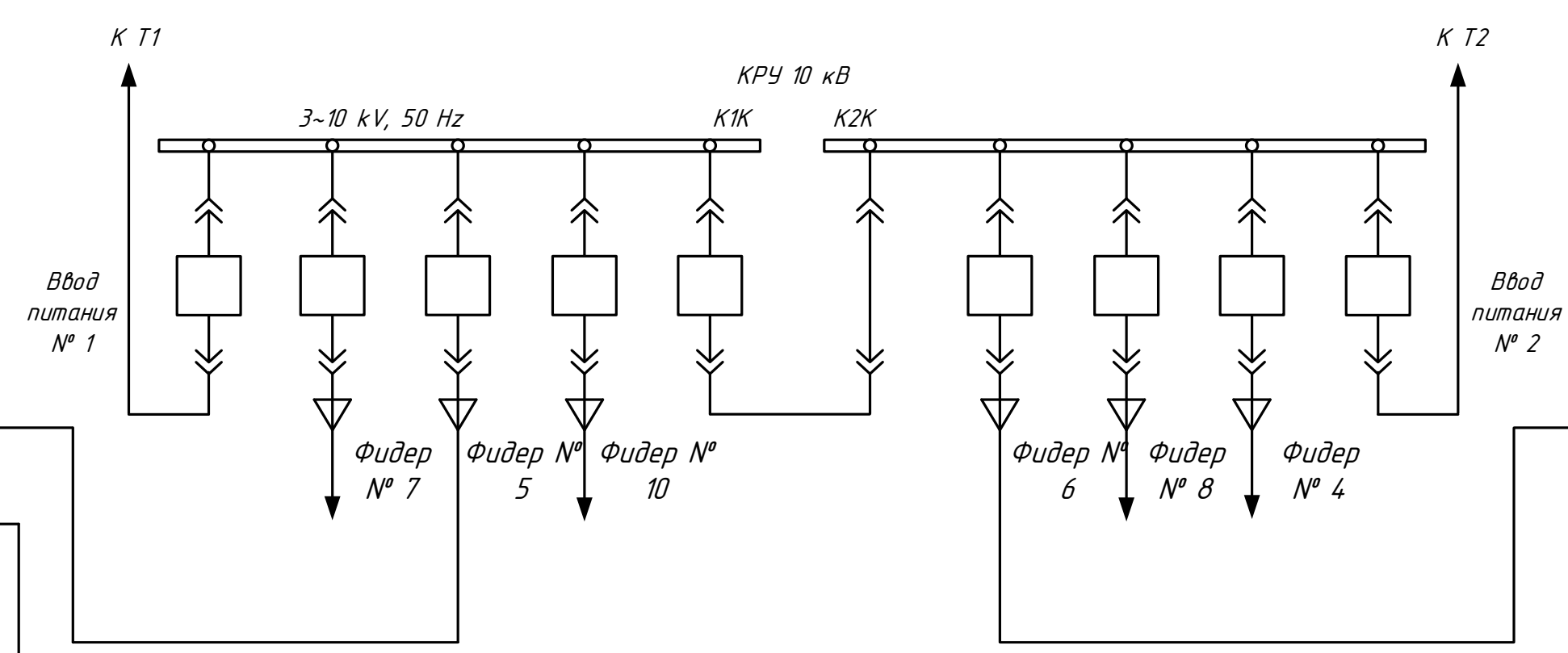
$$S_{p.gar.} = \sqrt{12,8^2 + 2,56^2} = 13,1 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{13,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 19,9 \text{ А.}$$

Суммарная нагрузка жилого квартала.

$$S_{\Sigma.p.ж.д} = 909,7 \text{ кВА};$$

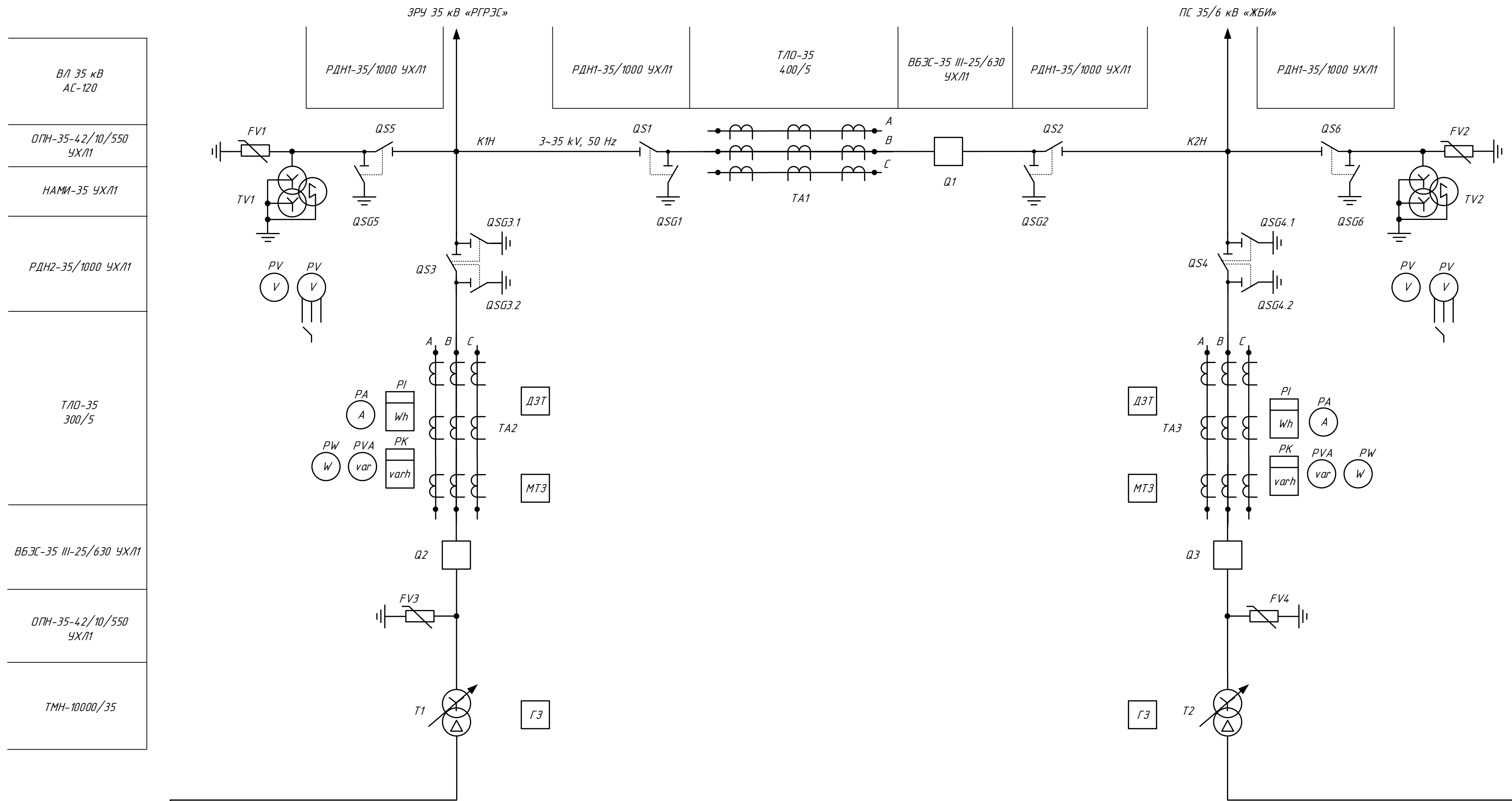
$$I_{\Sigma.p} = \frac{909,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1382,1 \text{ А.}$$



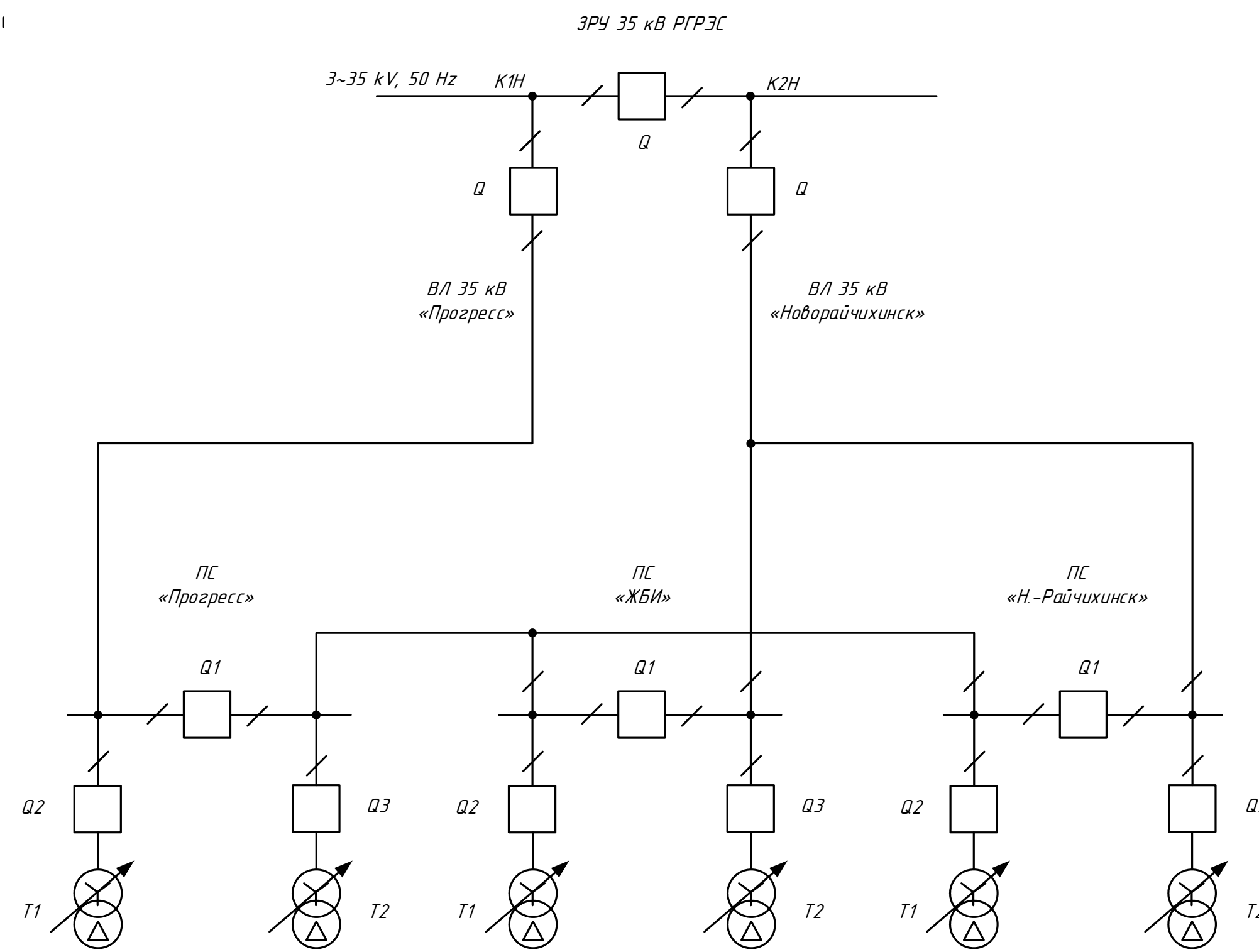
				ВКР.134.189.13.03.02.Сх				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПЕТЛИ ФИДЕР №5 – ФИДЕР №6	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Ульков С.А.					д		
Провер.	Савина Н.В.					Лист 3	Листов 7	
Т. контр.	Миксидов Ю.В.					АМГУ Кафедра энергетики		
Н. контр.	Козлов А.Н.							
Утв.	Савина Н.В.							

Реконструкция системы электроснабжения жилого района поселка Прогресс Амурской области

Подробная однолинейная схема подстанции 35/10 кВ «Прогресс»

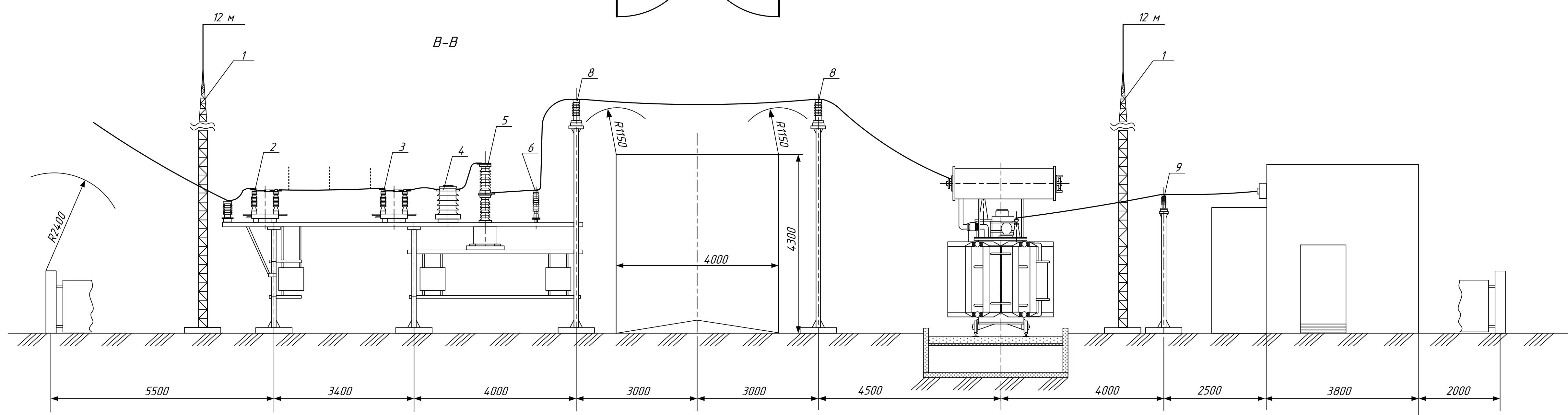
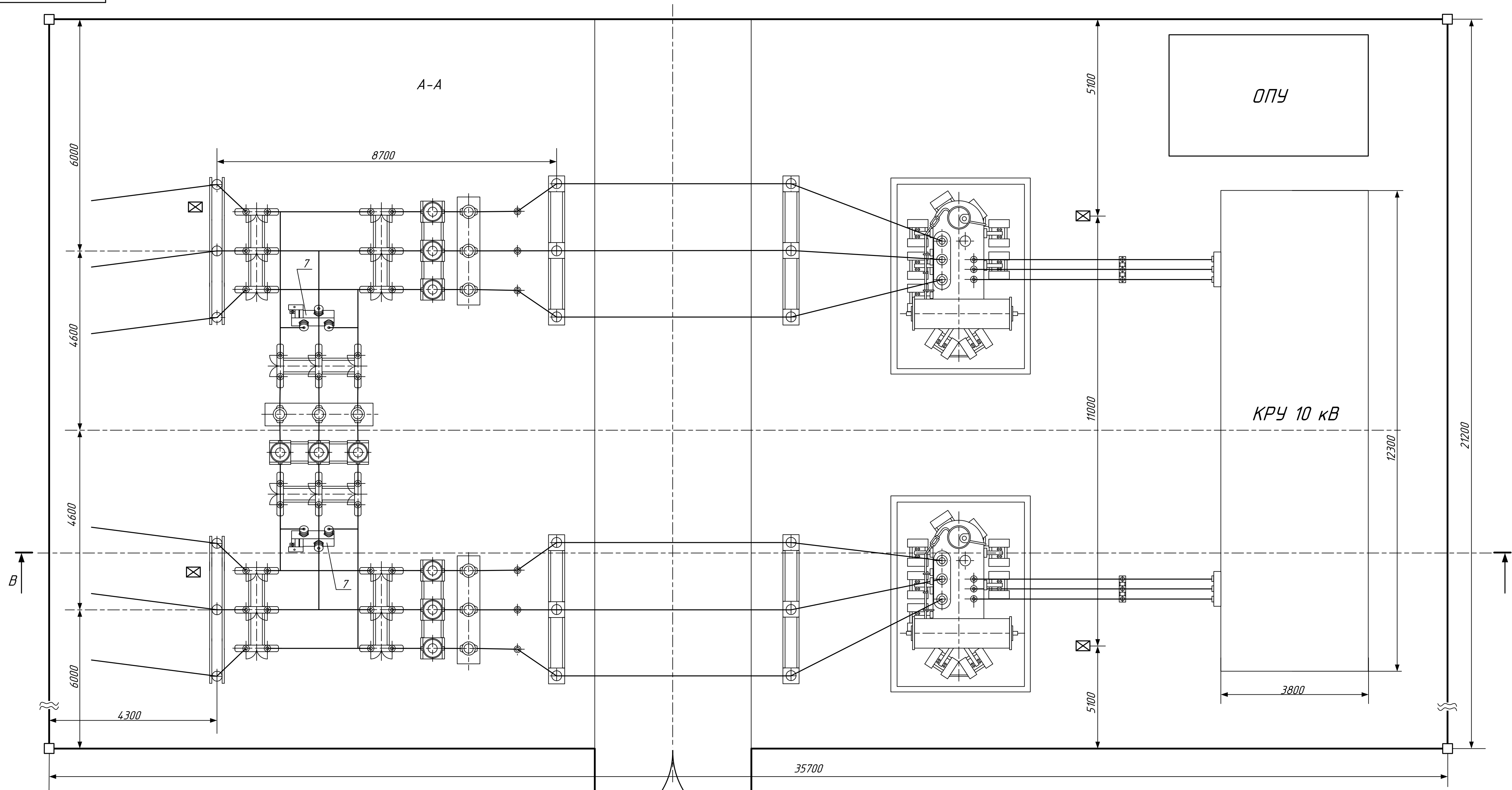


Структурная схема внешнего электроснабжения



Номер ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	18	16	14	12	10	8	6	4	2
СШ 10 кВ АДО-60х5	3-10 кВ, 50 Hz																	
Схема первичных соединений КРУ/ТЭК-205	[Detailed circuit diagrams for each bay showing busbars, switches, transformers, and metering]																	
Назначение присоединения	Ввод питания №1	В-10 ф-7	В-10 ф-5	В-10 ф-10	Резерв	ТСН 1	ТН 1 СШ	КБ 1	ТТ СВ	СВ	КБ 2	ТН 2 СШ	ТСН 2	Резерв	В-10 ф-8	В-10 ф-6	В-10 ф-4	Ввод питания №2
Тип выключателя, предохранителя	ВВ/Тел-10-12,5/1000-У2	ВВ/Тел-10-12,5/250-У2	ВВ/Тел-10-12,5/250-У2	ВВ/Тел-10-12,5/250-У2	-	ПКТ101-10-10-31,5 У3	ПКТ101-10-2-31,5 У3	ПКТ103-10-80-20 У3	-	ВВ/Тел-10-12,5/400-У2	ПКТ103-10-80-20 У3	ПКТ101-10-2-31,5 У3	ПКТ101-10-10-31,5 У3	-	ВВ/Тел-10-12,5/400-У2	ВВ/Тел-10-12,5/250-У2	ВВ/Тел-10-12,5/250-У2	ВВ/Тел-10-12,5/1000-У2
Тип измерительного ТТ, ОПН	ТЛШ-10-1000	ТПОЛ-10-300	ТПОЛ-10-150	ТПОЛ-10-80	-	-	ОПН-10 УХЛ2	-	ТПОЛ-10-400	-	-	ОПН-10 УХЛ2	-	-	ТПОЛ-10-300	ТПОЛ-10-150	ТПОЛ-10-150	ТЛШ-10-1000
Тип измерительного ТН, КЧ, ТСН	-	-	-	-	-	ТМ-160/10	НАМИ-10-УХЛ2	2хУК-10,5-600 У3	-	-	2хУК-10,5-600 У3	НАМИ-10-УХЛ2	ТМ-160/10	-	-	-	-	-

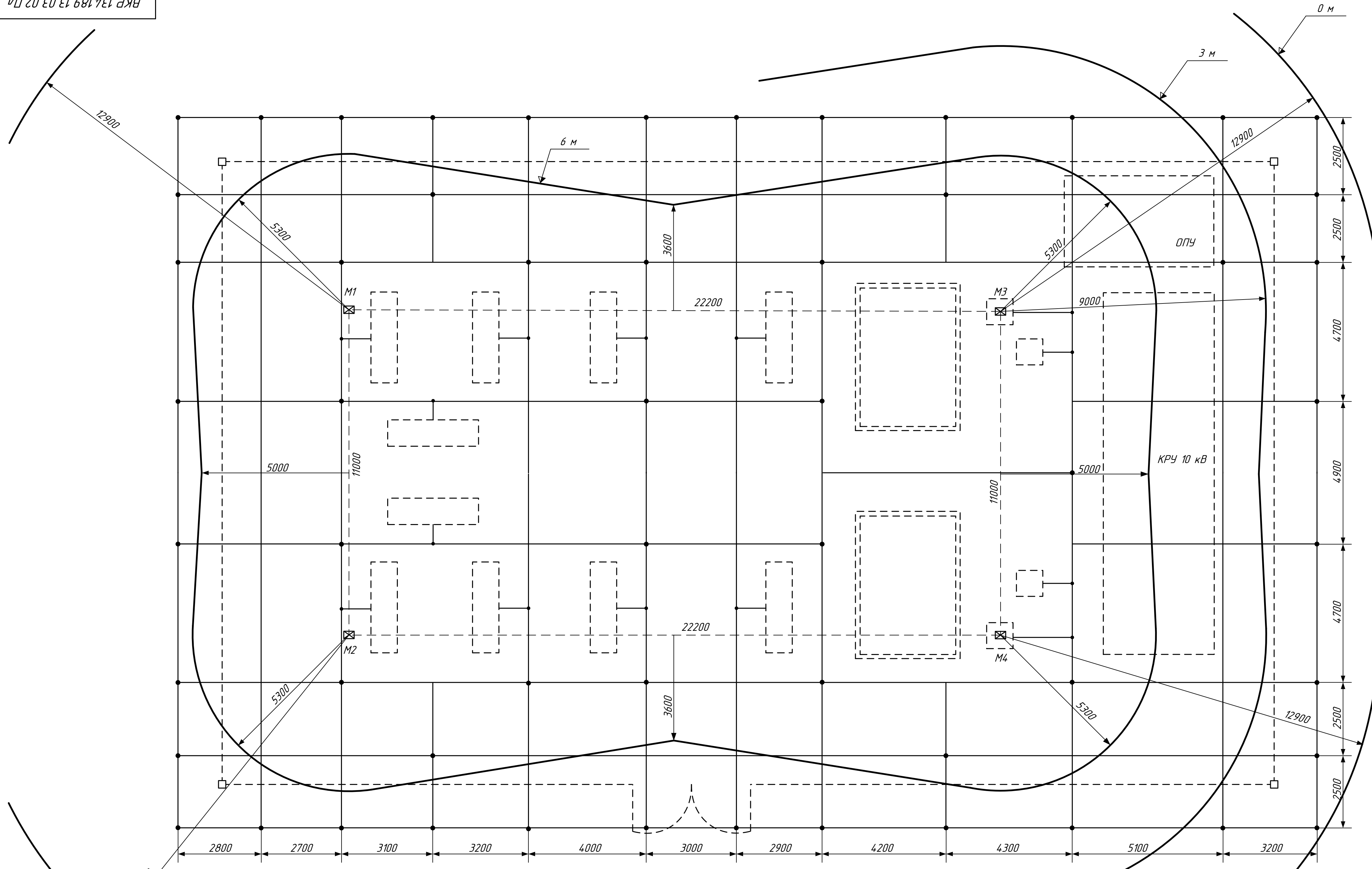
ВКР.134.189.13.03.02.Сх				ПОДРОБНАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ «ПРОГРЕСС»			
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Сыров С.А.				д		
Провер.	Сабина Н.В.				Лист 4	Листов 7	
Т. контр.	Михайлов Ю.В.				АМГУ		
Реценз.					Кафедра Энергетики		
Н. контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция системы электроснабжения жилого района поселка Прогресс Анжурской области		
Утв.	Сабина Н.В.						



- 1 – Молниеотвод
- 2 – Разъединитель с двумя заземляющими ножами
- 3 – Разъединитель с одним заземляющим ножом
- 4 – Трансформатор тока
- 5 – Выключатель вакуумный
- 6 – ОПН
- 7 – Трансформатор напряжения
- 8 – Опорный изолятор 35 кВ
- 9 – Опорный изолятор 10 кВ

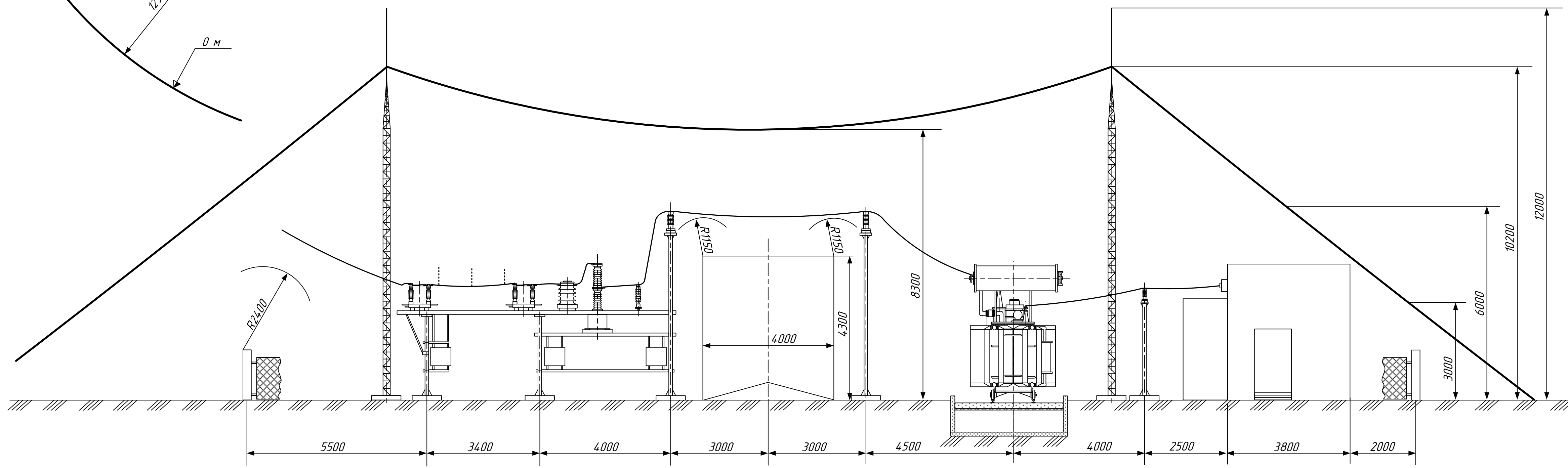
Масса металлоконструкций ОРУ 35 кВ: 2645 кг

ВКР.134.189.13.03.02.Пл				Лит	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		
Разраб.	Ульков С.А.					
Провер.	Савина Н.В.					
Т. контр.	Михайлов В.В.					
Реценз.						
Н. контр.	Козлов А.Н.					
Утв.	Савина Н.В.					
ПЛАН И РАЗРЕЗ ПС 35/10 кВ «ПРОГРЕСС»				Лист 5	Листов 7	
				АМГУ Кафедра энергетики		
Реконструкция системы электроснабжения жилого района поселка Прогресс Ангорской области						



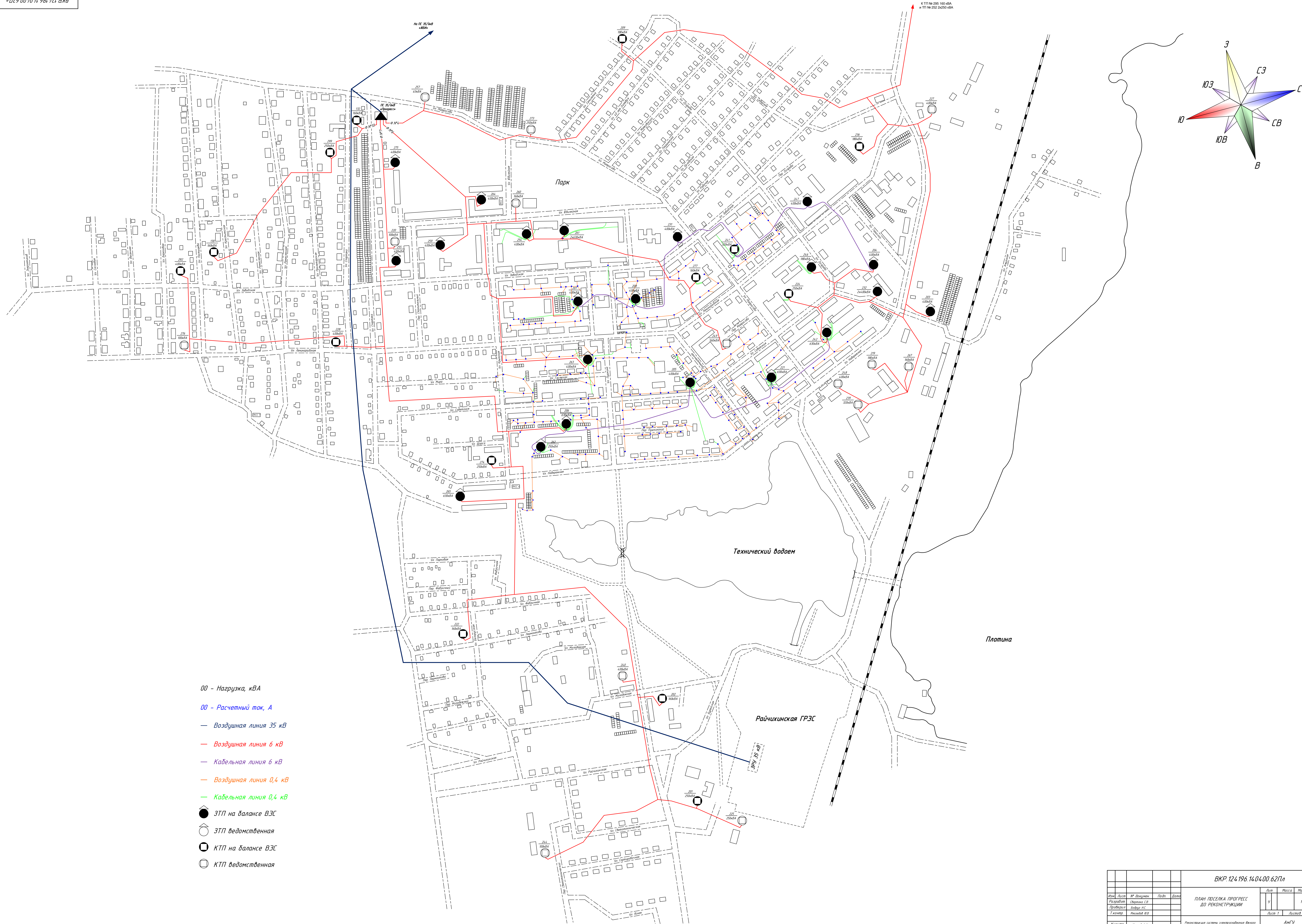
Зона защиты молниеотводов подстанции

Молниеотвод	1-2	3-4	1-3	2-4
Фактическая высота молниеотвода, м	12	12	12	12
Расстояние между молниеотводами, м	11	11	22,2	22,2
Высота зоны защиты единичного молниеотвода, м	10,2	10,2	10,2	10,2
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м	12,9	12,9	12,9	12,9
Высота защищаемого объекта от уровня земли, м	6	6	6	6
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта, м	5,3	5,3	5,3	5,3
Высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м	10,5	10,5	8,3	8,3
Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте защищаемого объекта, м	5	5	3,6	3,6

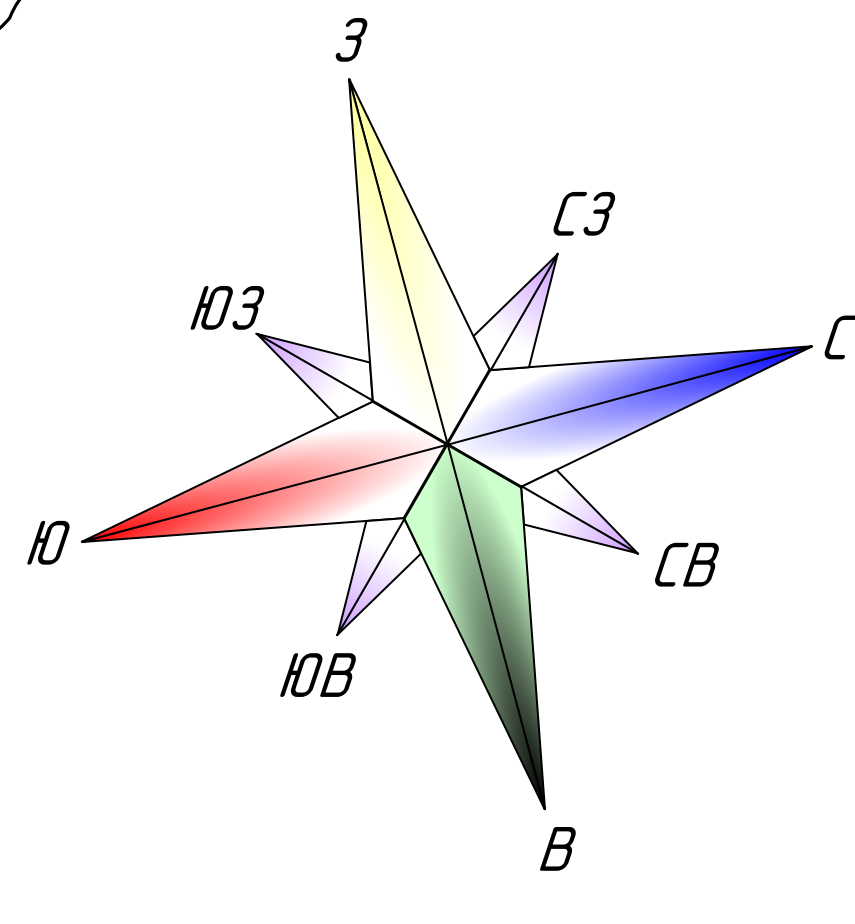


ВКР.134.189.13.03.02.Пл				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС 35/10 кВ «ПРОГРЕСС»	Лист 6 / Листов 7
Разраб.	Ульяев С.А.					
Проект.	Савина Н.В.					
Т. контр.	Михайлов Ю.В.					
Реценз.						
Н. контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция системы электроснабжения жилого района поселка Прогресс Анжурской области	АМГУ
Утв.	Савина Н.В.					Кафедра энергетики





- 00 - Нагрузка, кВА
- 00 - Расчетный ток, А
- Воздушная линия 35 кВ
- Воздушная линия 6 кВ
- Кабельная линия 6 кВ
- Воздушная линия 0,4 кВ
- Кабельная линия 0,4 кВ
- ЗТП на балансе ВЭС
- ЗТП ведомственная
- КТП на балансе ВЭС
- КТП ведомственная

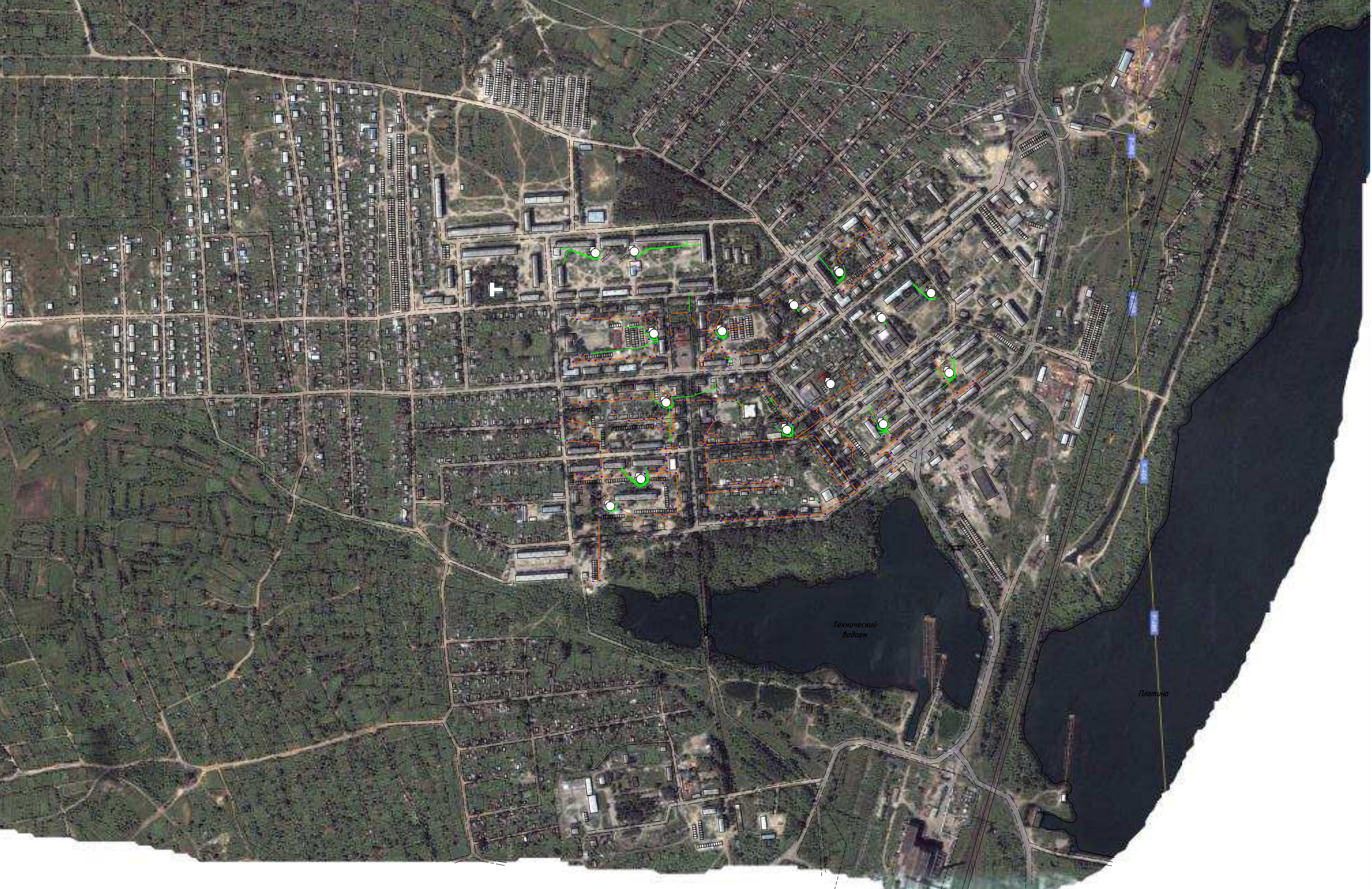


ВКР 124.196.14.04.00.62Пл				Лист	Масштаб	Масштаб
Исполн.	№ документа	Лист	Дата	Лист	Масштаб	Масштаб
Разработ.	Спецификация	С.В.		1	1:2500	
Проектир.	Водоснабжение	И.С.		Лист 1	Листов 7	
Т.контр.	Масштаб	к.в.				
Исполн.	Колосов А.И.					
Суд						

Регистрация системы микрофильмов в Едином государственном реестре объектов интеллектуальной собственности на 2025 год

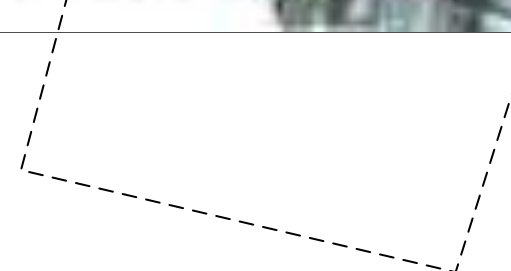
ИнГЭ  
Кафедра энергетики





Технический водоем

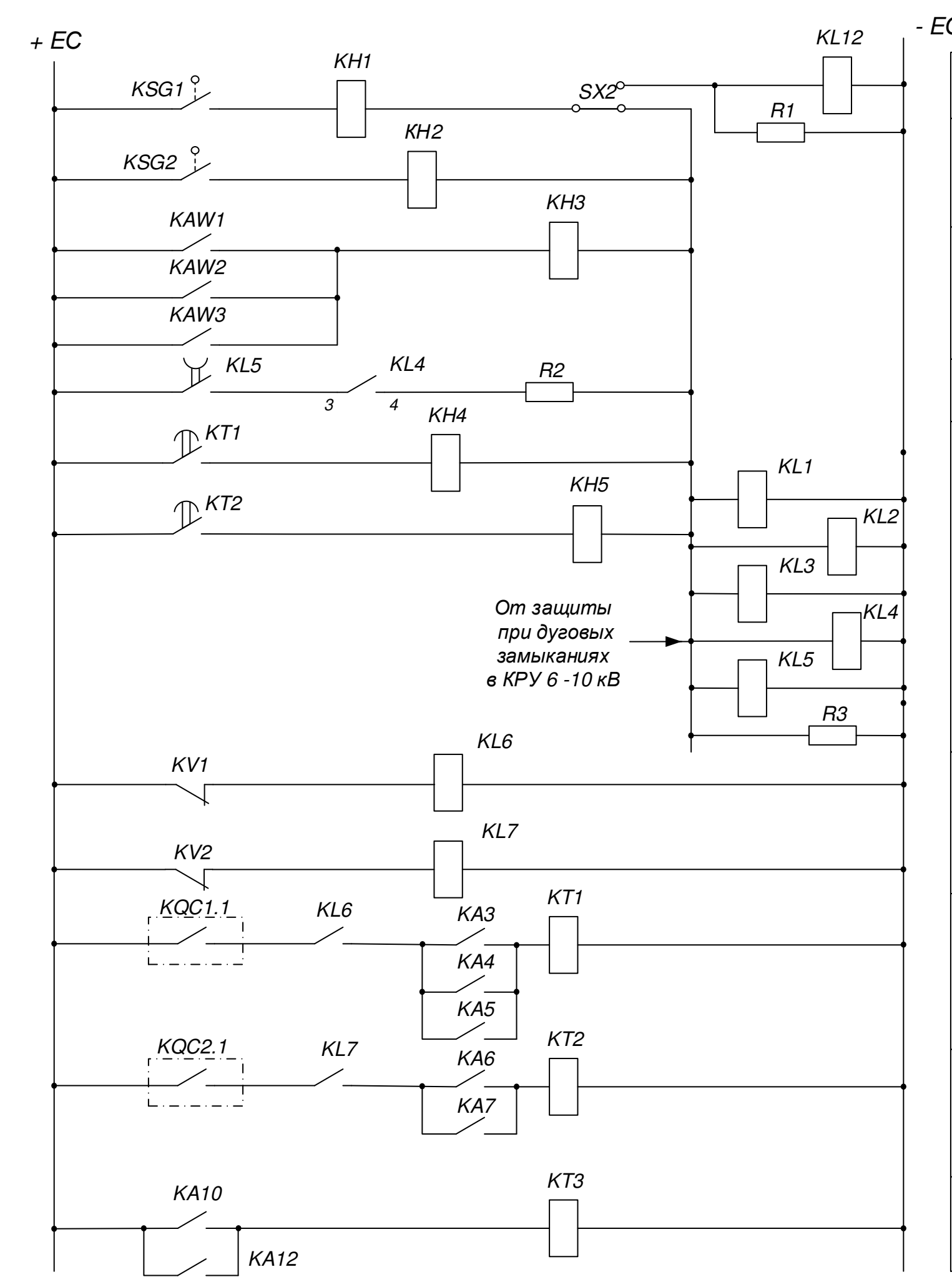
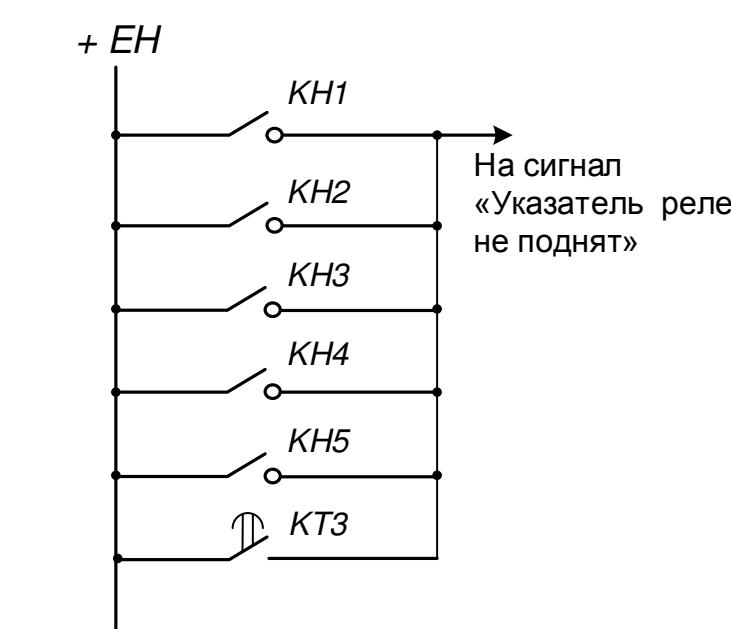
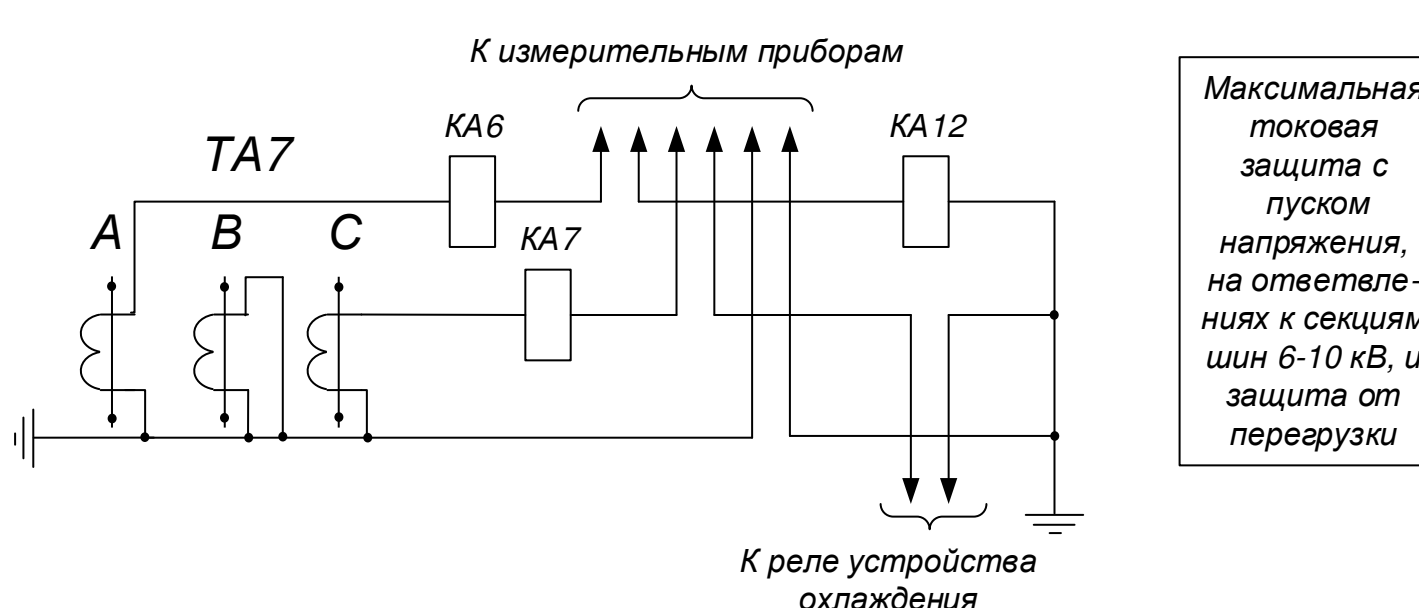
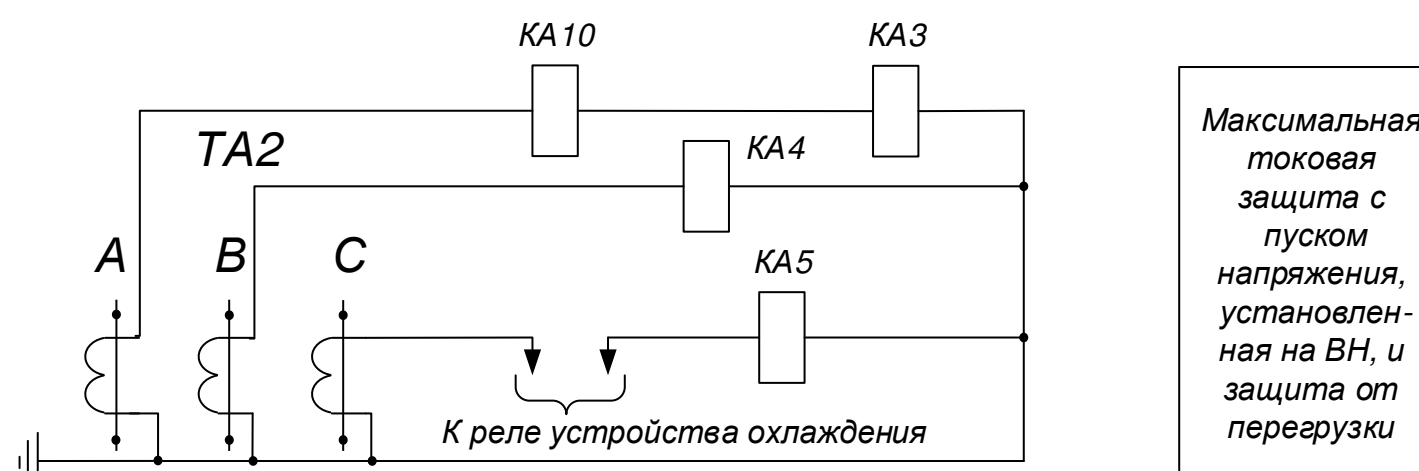
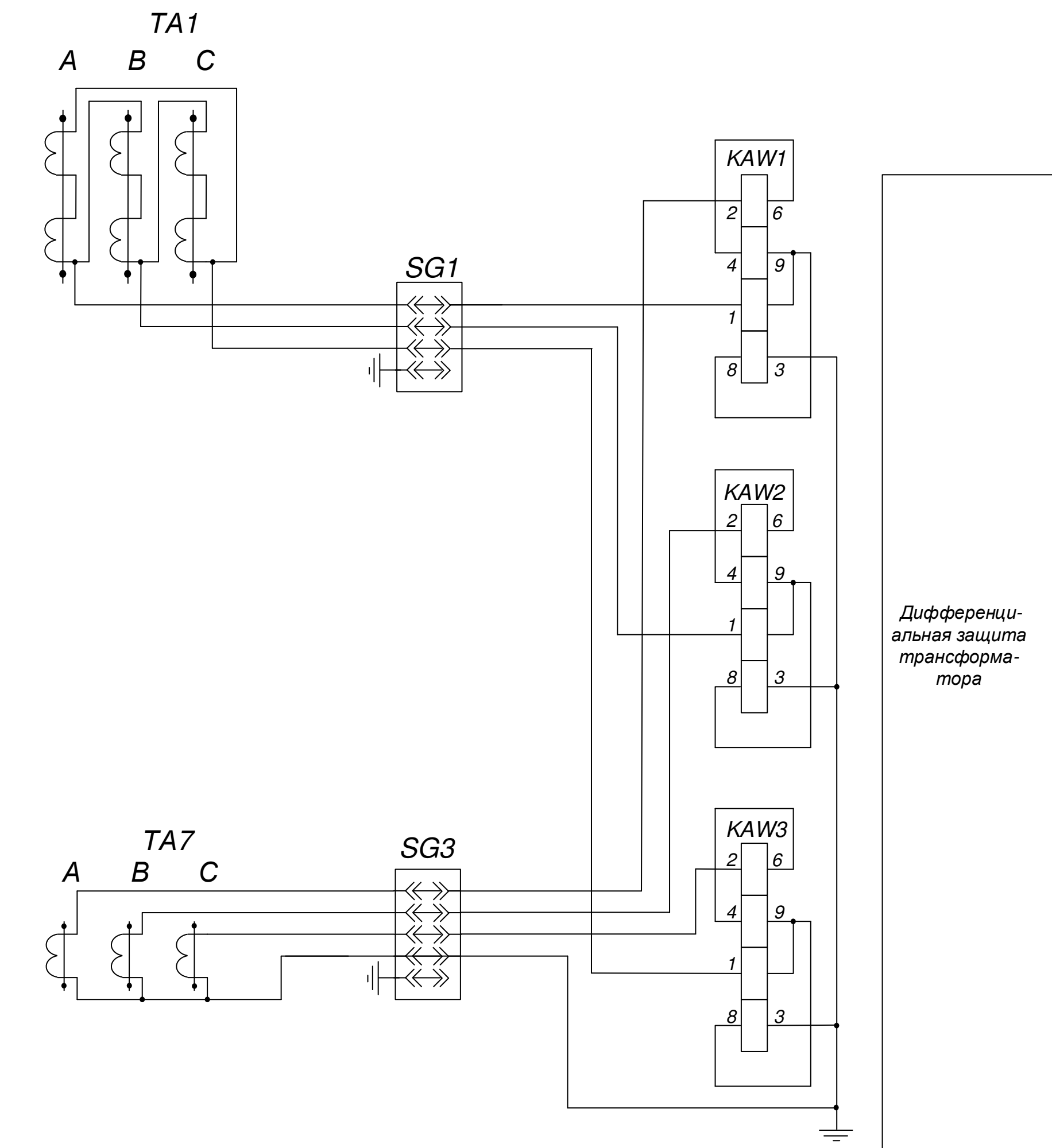
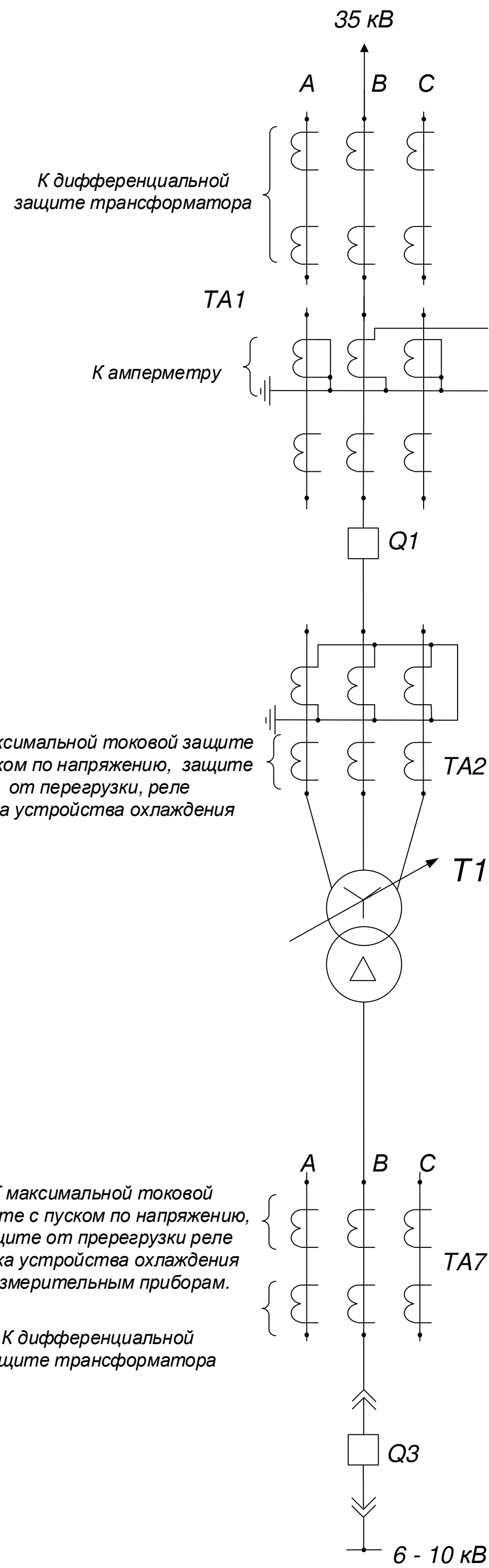
Плотина



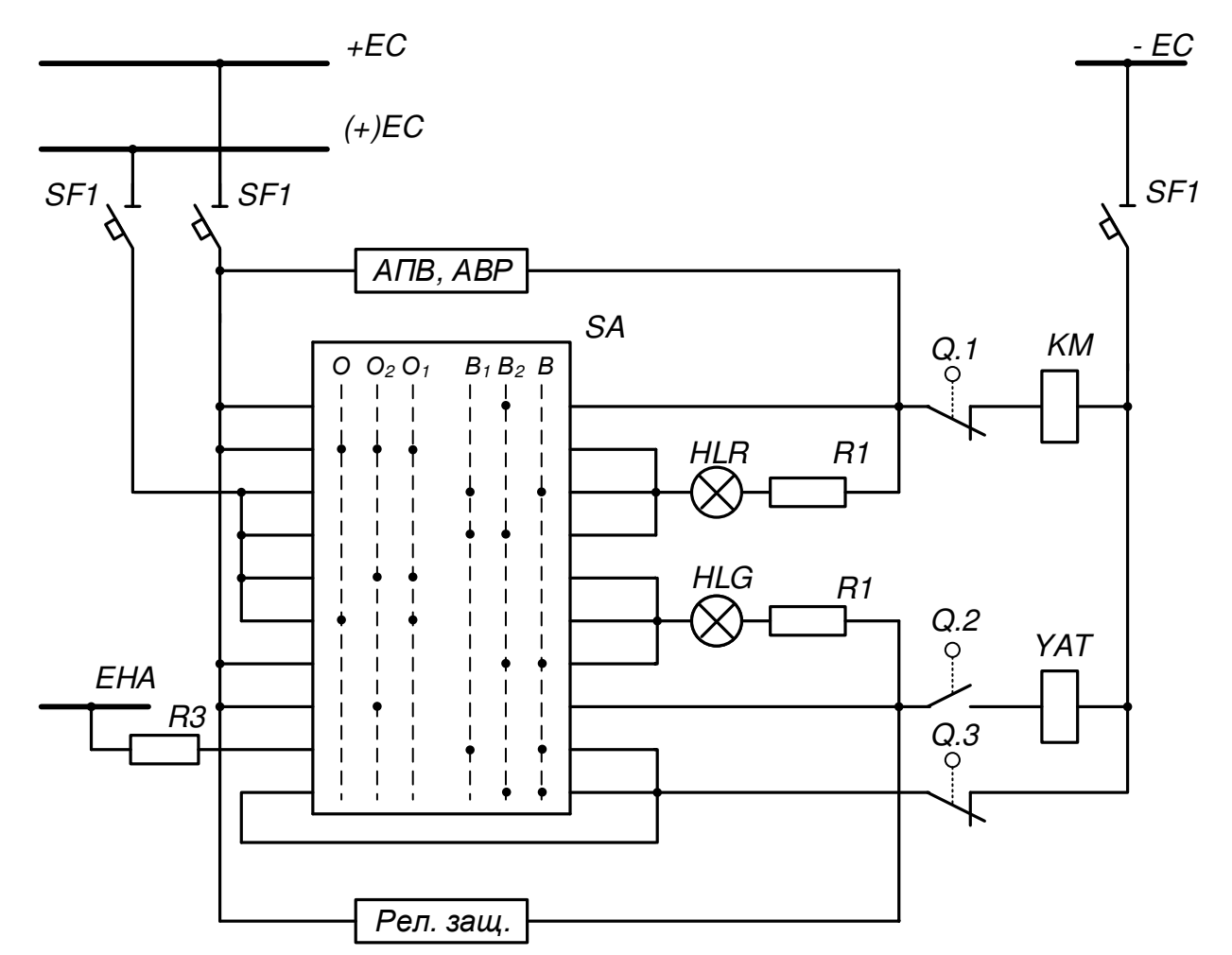




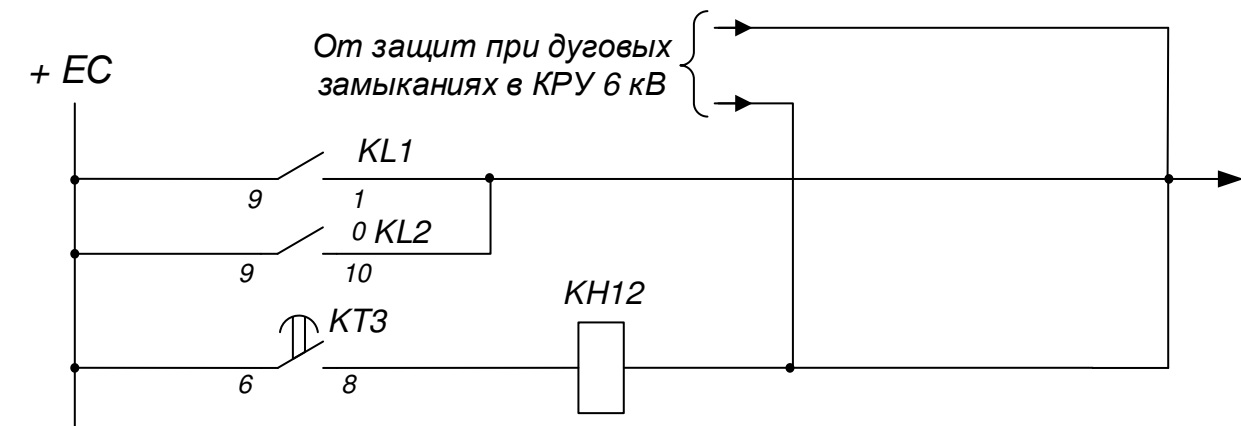
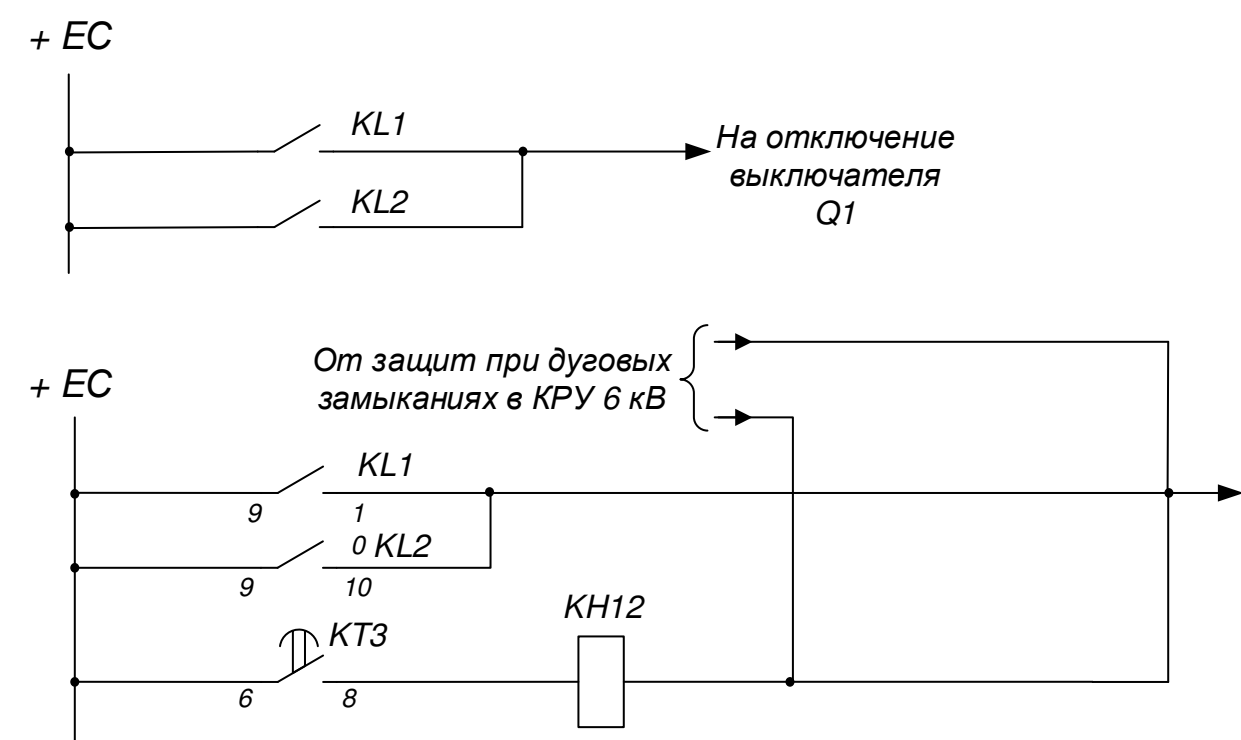
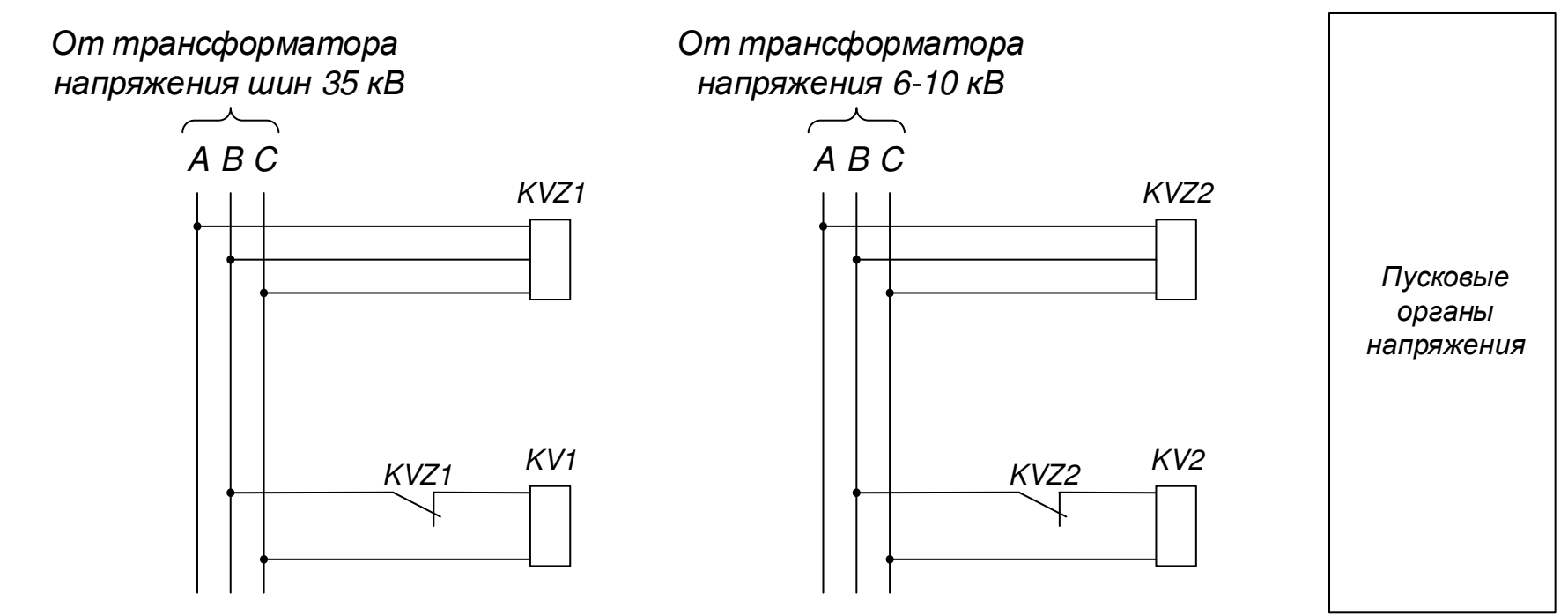




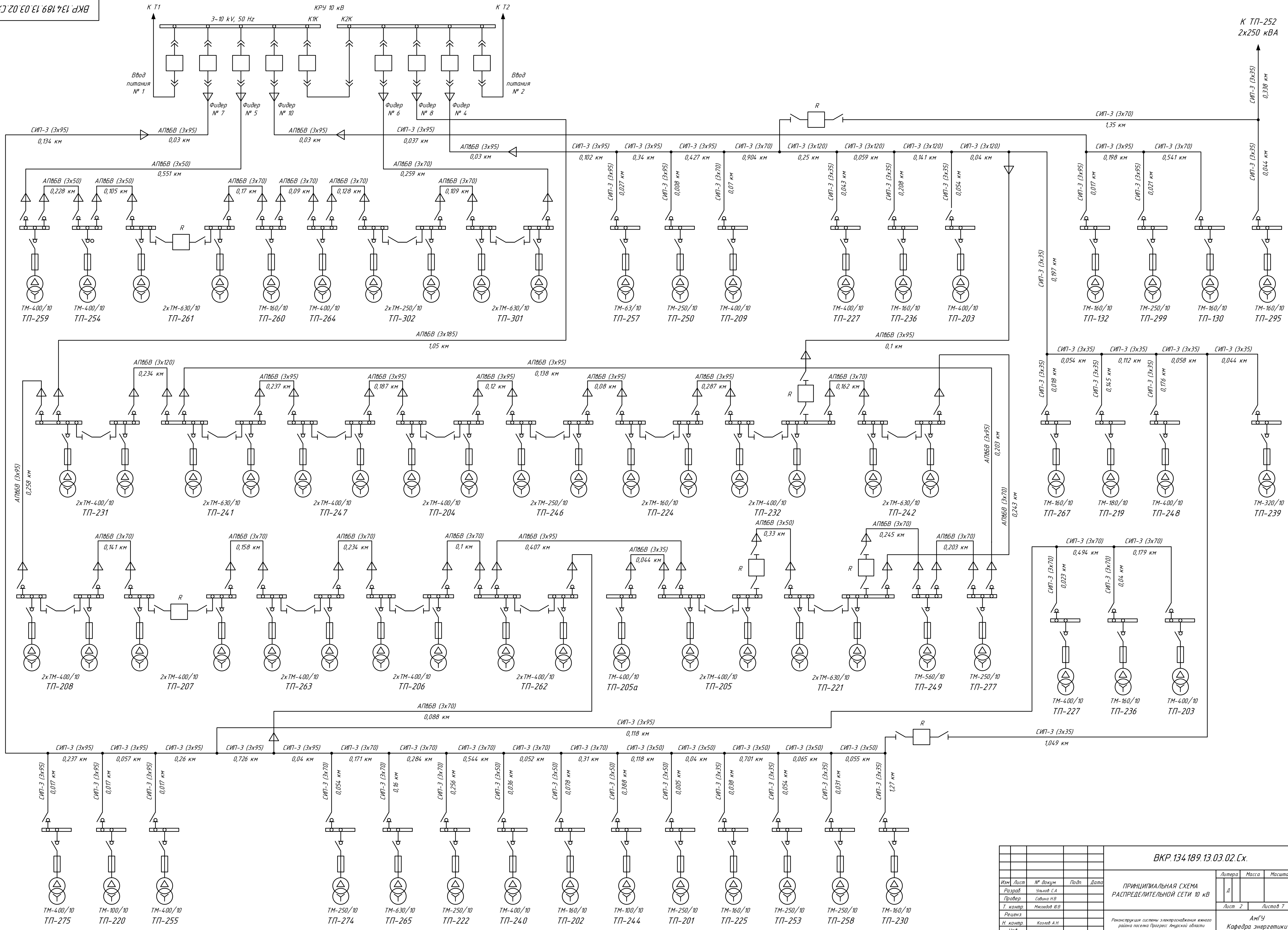
Трансформатора	Газовая защита
Устройства РПН трансформатора	
Дифференциальная защита автотрансформатора	
Цепь удерживания выходных промежуточных реле	
Выходные промежуточные реле	
Повторители пусковых реле напряжения	
Максимальная токовая защита с пуском напряжения, установленная на ВН	
Максимальная токовая защита с пуском напряжения, установленная на НН	
Защита от перегрузки	



Шинка управления		Схема управления и сигнализации выключателя с электромагнитным приводом
Шинка мигающего света		
Автомат		
От автоматики	Цепи включения выключателя	
От ключа управления		
«Отключено»	Цепи ламп сигнализации положения выключателя	
«Включено»		
Цепь отключения от ключа управления		
Шинка сигнализации, цепь звукового сигнала аварийного отключения		
Цепь отключения от релейной защиты		
Шинки электромагнитов включения		
Предохранители		
Цепь электромагнита включения		



ВКР.134.189.13.03.02.Сх				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разр.	Уильям С.А.			16.02.04		
Провер.	Савина Н.В.					
Т.Контр.	Маслов В.В.					
Рецензент						
Н.Контр.	Козлов А.Н.					
Утвержд.	Савина Н.В.					
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА				Лист 7	Листов 7	
Рекомендуемая система электрооборудования жилого района поселка Прогресс Анжурской области				АМГУ Кафедра энергетики		



ВКР.134.189.13.03.02.Сх.

ВКР.134.189.13.03.02.Сх.				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.	Сильва С.А.					
Провер.	Савина И.В.					
Т. контр.	Михайлов Ю.В.					
Реценз.						
Н. контр.	Козлов А.Н.					
Утв.	Савина И.В.					
<b>ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ</b>				Лист 2	Листов 7	
				АмГУ Кафедра энергетики		