

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения коттеджной застройки посёлка
Кантон-Коммуна Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об3

(подпись, дата)

К.В. Ищенко

Руководитель

профессор,

канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещёнск 2025

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

УТВЕРЖДАЮ

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ищенко Константина Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения коттеджной застройки посёлка Кантон-Коммуна Амурской области
(утверждено приказом от 13.04.2025 № 950-уч)
2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Проектное размещение вводимых в эксплуатацию жилых объектов
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Проектирование системы электроснабжения коттеджной застройки посёлка Кантон-Коммуна, проектирование питающей подстанции
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд. тех. наук
7. Дата выдачи задания 16.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 8 рисунков, 51 таблицу, 28 источников, 129 формул.

КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ПАДЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ.

Целью работы является Проектирование системы электроснабжения коттеджной застройки посёлка Кантон-Коммуна Амурской области.

Актуальность работы заключается во внедрении полученных результатов в процессе строительства системы электроснабжения коттеджной застройки в селе Кантон-Коммуна.

Практическая значимость работы проявляется в проектировании в соответствии с фактическими данными о расположении потребителей коттеджной застройки в селе Кантон-Коммуна.

Основными задачами ВКР являются расчёт электрических нагрузок потребителей по удельной нагрузке, выбор оптимальной схемы и конструкции сети 0,4/10 кВ с учётом условий прокладки кабельных линий, разработка подключения питания с напряжением вл 35 кВ, выбор силового оборудования, включая понижающие трансформаторы. Кроме того, в проектировании необходимо выполнить расчёт токов короткого замыкания, выбрать соответствующие защитные аппараты и определить уставки срабатывания релейной защиты кабельных линий. Важным аспектом также является обеспечение требований безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Краткая характеристика жилого района	10
1.1 Исходные данные	10
1.2 Климатическая характеристика	11
2. Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ жилого района	12
2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей	12
2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий	12
2.2 Расчёт электрических нагрузок освещения	13
2.3 Расчёт электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	15
2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	23
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	23
2.7 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	31
3 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций	34
4 Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций	38
5 Определение потерь мощности в трансформаторах трансформаторных подстанций	39
6 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	41
6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	42
6.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	43
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	43
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	43
6.5 Расчёт электрических нагрузок трансформаторных подстанций	47
6.6 Проверка необходимости КРМ на шинах ПС 35 кВ	47
7 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции 35кВ	49
8 Экономическое сравнение схем построения сети 10 кВ	53

9	Выбор сечений питающих линий 10 кВ	56
10	Выбор схемы и конструкции закрытого распределительного устройства-10 кВ подстанции 35 кВ	58
11	Расчёт токов короткого замыкания	59
11.1	Расчёт токов КЗ в сети 35 кВ	59
11.2	Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	63
11.3	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	64
12	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	67
13	Выбор и проверка электрических аппаратов	69
12.1	Выключатели нагрузки 35 кВ ПС	69
13.1	Выключатели нагрузки 10 кВ ТП	70
13.3	Автоматические выключатели 0,4 кВ ТП	72
13.4	Рубильники 0,4 кВ ТП	75
13.5	Предохранители 0,4 кВ ТП	77
13.6	Выбор ЗРУ	82
13.7	Выбор выключателей 10 кВ	82
13.8	Выбор трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ	84
13.9	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ и 35 кВ	88
14	Расчёт ёмкостных токов замыкания на землю	90
15	Расчёт заземления	91
16	Регулирование напряжения в городских электрических сетях	95
17	Релейная защита и автоматика	96
17.1	Расчёт релейной защиты кабельных линий 10 кВ	96
17.2	Устройства автоматического включения резерва	99
17	Технические средства диспетчерского и технологического управления	101
18	Технико-экономические показатели проекта	103

19 Безопасность и Экологичность	109
19.1 Безопасность	109
19.2 Экологичность	113
19.3 Чрезвычайные ситуации	117
Заключение	124
Список использованных источников	125

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БК – батареи конденсаторов;

ПС – распределительный пункт;

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КЛ – кабельная линия;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ПС – Распределительная Подстанция

ЦП – центр питания;

ТП – трансформаторная подстанция

КРМ – компенсатор реактивной мощности

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом темпы строительства наращиваются, застройщики представляют более расширенные планы застройки города. В связи с увеличивающимися темпами строительства жилых домов и общественных зданий города необходимо предусмотреть систему электроснабжения 0,4-35 кВ для строящихся объектов в Благовещенском районе. В этом заключается актуальность проекта.

Целью проекта является проектирование системы электроснабжения выбранного селитебного района. Для этого выполняется:

1. Расчёт электрических нагрузок потребителей жилых зданий по удельной нагрузке в зависимости от количества квартир в доме с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей водоснабжения и лифтовых установок, а также с учётом нагрузки встроенных в жилые дома потребителей;
2. Расчёт электрических нагрузок потребителей общественных зданий по удельной нагрузке в зависимости от площади помещений и количества посещений;
3. Выбор конфигурации сети 0,4 кВ по двухпетлевой схеме с учётом условий прокладки кабелей;
4. Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов;
5. Выбор уставок срабатывания релейной защиты КЛ – трёхступенчатая токовая защита, защита от замыканий на землю.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Word;
- MS Excel;
- MS Visio;

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

1.1 Исходные данные

Экспликация зданий и сооружений показана в таблице 1.

Таблица 1 – Экспликация зданий и сооружений

Кол-во зданий	Тип здания	Площадь, м ² ; кол-во мест
534	Коттедж	150

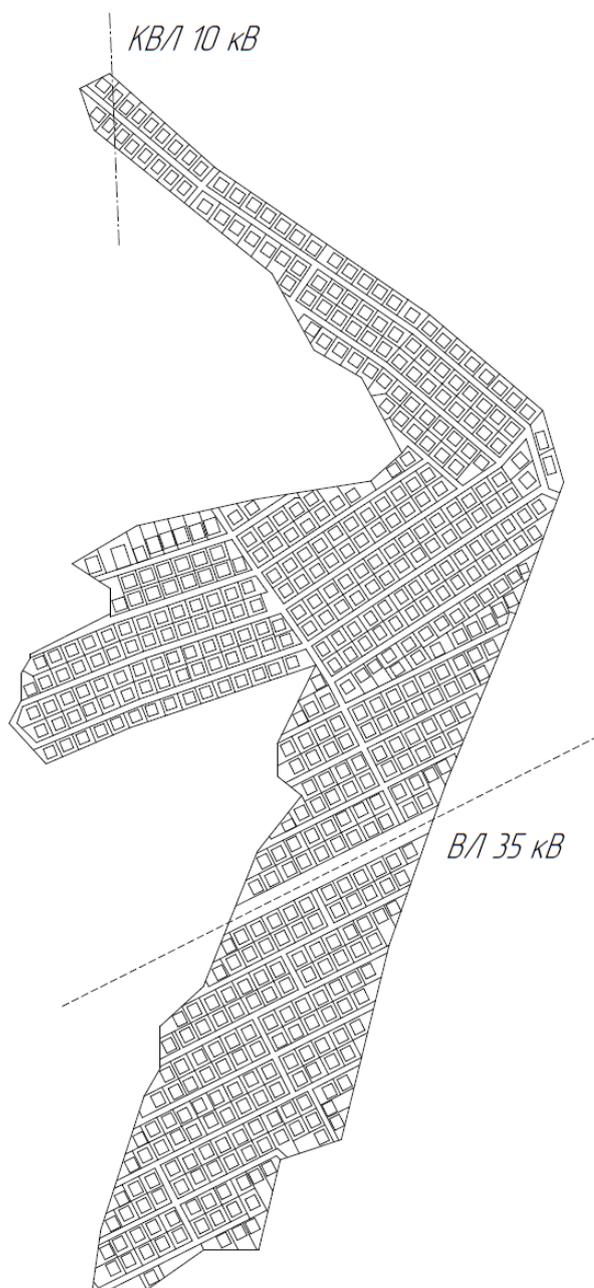


Рис. 1. План расположения объектов селитебной зоны системы электроснабжения и экспликация зданий и сооружений

1.2 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика села Кантон-Коммуна показана в таблице 2.

Таблица 2 – Климатическая характеристика по температуре воздуха, [1]

Климатические условия	Расчётные величины	Дополнительные условия
Низшая температура воздуха, °С	-45	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-38	
Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-34 -36	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Среднегодовая темп-ра воздуха, °С	0.0	
Высшая температура воздуха, °С	41	
Температура гололедообразования, °С	-10	
Расчётная температура самых холодных суток, °С	-37 -38	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Продолжительность отопительного периода, сутки	212	
Средняя температура отопительного периода, °С	-11.5	
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2.6	
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	32.1	
Удельное сопротивление грунта Гравия глинистого, неоднородного Ом·м	300	

С учётом данных климатических характеристик выбираем оборудование в исполнении УХЛ. Учитывая удельное сопротивление грунта осуществляем выбор заземления.

2. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Используя [1], принимаем нагрузку коттеджей равной $P_{\text{Кот.уд}} = 0,1$ кВт/м²

Для примера рассчитаем нагрузку дома под номером 1:

$$P_{\text{Кот.р.}} = P_{\text{кв}} + k_y P_c \quad (1)$$

В доме отсутствует силовая нагрузка, поэтому $P_{\text{Кот.р.}} = P_{\text{кв}}$

$$P_{\text{Кот.р.}} = P_{\text{Кот.уд}} \cdot S_{\text{Кот}} \quad (2)$$

где $P_{\text{Кот.уд}}$ – удельная расчётная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

$S_{\text{Кот}}$ – Площадь коттеджа.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей $P_{\text{Кот.р.}}$:

$$P_{\text{Кот.р.}} = 0,1 \cdot 150 = 15 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{Кот.р.}}$ – расчётная электрическая нагрузка коттеджей, кВт;

Расчётная реактивная мощность для дома 1 находится через коэффициент мощности:

$$Q_{\text{Кот.р.}} = P_{\text{Кот.р.}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (3)$$

$$Q_{\text{Кот.р.}} = 15 \cdot 0,2 = 0,3 \text{ квар},$$

где $\text{tg} \varphi$ – средний коэффициент мощности, принимаем по [5].

Полная расчётная нагрузка на вводе:

$$S_{\text{Кот.р.}} = \sqrt{P_{\text{Кот.р.}}^2 + Q_{\text{Кот.р.}}^2}, \quad (4)$$

$$S_{\text{Кот.р.}} = \sqrt{15^2 + 0,3^2} = 15 \text{ кВА}.$$

Вся нужная информация для определения нагрузки скомпонована, нагрузка приведена к вводу 0,4 кВ в здание.

Компонуем таблицу 3пр с нагрузкой коттеджей микрорайона.

Таблица 3 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№ на листе	tgφ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
коттедж	1-534	0,20	15	0,3	15

2.2 Расчёт электрических нагрузок освещения

Необходимо рассчитать требуемое для освещения территории количество светильников. Площадь основных проездов, через которые осуществляется движение к территории частных участков, $S_{тер}$ составляет 116825,4 м². Обычный светодиодный светильник, используемый для уличного освещения, имеет мощность, $P_{свет.}$ равную 50 Вт, коэффициент мощности нагрузки $tgφ = 0,48$ и световой поток, $F_{свет.}$ равный 5500 лм. При расчёте используются характеристики светильника PSL 08 50w 5000K GR 120° IP65 [13].

Находим количество светильников, требуемых для освещения, пользуясь формулой [14]:

$$N_{свет} = \frac{E \cdot S_{тер} \cdot MF}{F_{свет} \cdot p \cdot U_o} \quad (5)$$

$$N_{свет} = \frac{6 \cdot 116825,4 \cdot 1,2}{5500 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 339,86 \approx 340шт.$$

Где $N_{свет}$ – количество требуемых для освещения светильников; E – требуемая освещённость, 6 лк; U_o – общая равномерность освещённости, принимаем 0,9, MF – критерий учёта продолжительности эксплуатации, принимаем 1,2; p – коэффициент

отражающей способности для асфальтного покрытия принимаем 0,55 [15].

Зная требуемое количество светильников, находим их суммарное энергопотребление

$$P_{\text{Свет.полн}} = N_{\text{свет}} \cdot P_{\text{Уд}}, \quad (6)$$

$$P_{\text{Свет.полн}} = 340 \cdot 50 = 17,0 \text{ кВт},$$

Расчётная реактивная мощность всех светильников находится через коэффициент мощности:

$$Q_{\text{Свет.полн}} = P_{\text{Свет.полн}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (7)$$

$$Q_{\text{Свет.полн}} = 17,0 \cdot 0,48 = 8,16 \text{ квар},$$

Полная расчётная нагрузки:

$$S_{\text{Свет.полн}} = \sqrt{P_{\text{Свет.полн}}^2 + Q_{\text{Свет.полн}}^2}, \quad (8)$$

$$S_{\text{Свет.полн}} = \sqrt{17,0^2 + 8,16^2} = 18,86 \text{ кВА}.$$

Результаты указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Нагрузка уличного освещения

Количество ламп уличного освещения $N_{свет}$, шт.	Удельное энергопотребление $P_{уд}$, Вт	$tg\varphi$	Расчётная нагрузка на вводе		
			P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
340	50	0,48	17,0	8,16	18,86

2.3 Расчёт электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для реализации линий электропередач выбран кабель. Предпочтительным является прокладки кабеля в траншеях вдоль проезжей части, а не непосредственно под проезжей частью. Для нахождения подключаемой нагрузки потребителей $P_{р.л}$, кВт.ю, питаемых по линии 0,4 кВ, используется формула:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}, \quad (9)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа строений, питаемых по линии;

$P_{зди}$, - расчётные нагрузки других строений, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений по [1, таблица 2.3.1.].

В качестве примера проводится выбор кабелей питания потребителей под номером линии 1 для ТП-1 с номерами зданий 1-6,15.

Активная и реактивная нагрузка линии 1 от ТП-1:

$$P_{р.л} = 15 + (15 \cdot 47) \cdot 0,9 = 649,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.л} = 0,3 + (0,3 \cdot 47) \cdot 0,9 = 13,0 \text{ кВАр}.$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p.l} = \sqrt{649,5^2 + 13,0^2} = 649,6 \text{ кВА.}$$

Определяется расчётный аварийный ток:

$$I_p = \frac{S_{np.l}}{U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (10)$$

где $S_{np.l}$ – полная приведенная мощность линии, находится с использованием формулы (12):

$$S_{np.l} = \sqrt{P_{np.l}^2 + Q_{np.l}^2}, \quad (11)$$

где $P_{np.l}$, $Q_{np.l}$ – приведенная активная и реактивная мощности линии, находятся по следующим формулам:

$$P_{np.l} = P_{p.l} + \Delta P_l, \quad (12)$$

$$Q_{np.l} = Q_{p.l} + \Delta Q_l, \quad (13)$$

где ΔP_l , ΔQ_l – потери активной и реактивной мощности в линии:

$$\Delta P_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (15)$$

где R , X – соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий.

Для линии 1 ТП-1 определим расчётный аварийный ток:

$$\Delta P_{л} = \frac{(227,43^2 + 45,73^2) \cdot 0,25 \cdot 0,16}{0,4^2 \cdot 1000} = 13,45 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(227,43^2 + 45,73^2) \cdot 0,25 \cdot 0,055}{0,4^2 \cdot 1000} = 4,62 \text{ квар},$$

$$P_{нрл} = 227,43 + 13,45 = 240,88 \text{ кВт},$$

$$Q_{нрл} = 45,73 + 4,62 = 50,35 \text{ квар},$$

$$S_{нрл} = \sqrt{240,88^2 + 50,35^2} = 246,09 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{246,09}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 355 \text{ А}.$$

Результаты расчёта представлены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

Объект	Кол.во жилых домов	К _у	P _{р л} , кВт	Q _{р л} , кВАр	S _{расч л} , кВА	L
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
1,3,5,7,9,11,13,15,17	9	0.9	135	27	137.67	252.9
19,21,23,25,27,29	6	0.9	90	18	91.78	186.9
2,4,6,8,10,12,16,14	8	0.9	120	24	122.38	248.1
18,20,22,24,26,28,30,31	8	0.9	120	24	122.38	200.2
ТП-2						
33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	12	0.9	180	36	183.56	280

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	12	0.9	180	36	183.56	285
45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54	10	0.9	150	30	152.97	224.4
73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	9	0.9	135	27	137.67	151.5
91, 92, 93, 96, 70, 72	6	0.9	90	18	91.78	197.4
ТII-3						
55, 56, 57, 58, 59, 60, 94, 97	8	0.9	120	24	122.38	225
87, 86, 85, 84, 83, 82, 99, 101	8	0.9	120	24	122.38	153.7
89, 98, 130, 129, 131, 127, 128, 133, 135	9	0.9	135	27	137.67	130.4
103, 105, 107, 109, 111, 132, 134, 136	8	0.9	120	24	122.38	144.1
102, 100, 98, 095, 165, 167, 169	7	0.9	105	21	107.08	171.3
104, 106, 108, 110, 112, 171, 173, 175, 177, 179	10	0.9	150	30	152.97	221.1
ТII-4						
164, 163, 154, 156, 158, 160, 162, 153, 155,	9	0.9	135	27	137.67	254.1
152, 151, 137, 139, 141, 151	6	0.9	90	18	91.78	173.2
157, 159, 161, 143, 145, 147, 149	7	0.9	105	21	107.08	185.7
142, 140, 138, 117, 115, 113	6	0.9	90	18	91.78	91.5
144, 146, 148, 150, 119, 121, 123, 125	8	0.9	120	24	122.38	115.8
118, 116, 114, 185, 183, 181	6	0.9	90	18	91.78	171
120, 122, 124, 126, 187, 189, 191, 193	8	0.9	120	24	122.38	196.5
ТII-5						
214, 215, 216, 217, 210, 208	6	0.9	90	18	91.78	174.3
207, 209, 211, 231, 229, 221	6	0.9	90	18	91.78	100.5
213, 215, 235, 233	4	0.9	60	12	61.19	70.8
218, 219, 220, 221, 218, 216, 214, 212	8	0.9	120	24	122.38	222.9
254, 256, 258, 260, 222, 230, 232	7	0.9	105	21	107.08	183.6
263, 265, 289, 288, 234, 236, 262, 264	8	0.9	120	24	122.38	201.9
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	8	0.9	120	24	122.38	276.5
ТII-6						
217, 219, 220, 237, 239, 241, 243	7	0.9	105	21	107.08	201
245, 247, 249, 251, 244, 246,	6	0.9	90	18	91.78	180
242, 240, 238, 266, 268, 270, 272	7	0.9	105	21	107.08	127.2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
248, 250, 252, 253, 274, 276, 278, 280, 282	9	0.9	135	27	137.67	146.1
273, 271, 269, 267, 290, 291, 292, 293	8	0.9	120	24	122.38	180.3
275, 277, 279, 281, 283, 294, 295, 296, 297, 298	10	0.9	150	30	152.97	227.1
ТП-7						
166, 168, 170, 172, 174, 176, 178, 180, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201	15	0.9	225	45	229.46	300.9
184, 186, 188, 190, 192, 203, 205, 182, 202, 299, 300	11	0.9	165	33	168.27	210.6
303, 304, 30, 223, 224, 225, 306, 308, 310, 312	10	0.9	150	30	152.97	138
204, 206, 226, 227, 228, 314, 318, 320, 322	9	0.9	135	27	137.67	194.4
ТП-8						
307, 309, 311, 313, 315, 317, 324, 325, 327, 329	10	0.9	150	30	152.97	151

Продолжение таблицы 5

319, 321, 333, 301, 302, 341, 343, 345, 347	9	0.9	135	27	137.67	245
323, 326, 334, 336	4	0.9	60	12	61.19	114.9
330, 332, 338, 339, 337, 335, 328, 331	8	0.9	120	24	122.38	239.7
ТП-9						
340, 342, 344, 346, 349, 351, 353, 355	8	0.9	120	24	122.38	203.4
352, 350, 348, 359, 361, 358	6	0.9	90	18	91.78	145.4
354, 356, 357, 367, 369, 371, 373	7	0.9	105	21	107.08	119.4
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	10	0.9	150	30	152.97	321
ТП-10						
389, 391, 393, 395, 397	5	0.9	75	15	76.49	208.8
392, 394, 396, 411, 413, 415, , 390	7	0.9	105	21	107.08	127.4
398, 417, 419, 421, 423	5	0.9	75	15	76.49	111.6
436, 414, 416, 438, 418, 440	6	0.9	90	18	91.78	153
420, 422, 424, 442, 444, 446, 425, 448, 450,	9	0.9	135	27	137.67	188.3
ТП-11						
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	8	0.9	120	24	122.38	264
376, 378, 380, 382, 399, 400, 401, 403	8	0.9	120	24	122.38	125.4
402, 404, 406, 426, 428	5	0.9	75	15	76.49	128.7
405, 386, 407, 409, 410, 434, 432, 408, 430, 388, 412	10	0.9	150	30	152.97	190.8

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
ТП-12						
441, 443, 445, 465, 467, 469, 447, 463	8	0.9	120	24	122.38	121.2
451, 471, 473, 475, 477, 449	6	0.9	90	18	91.78	85.2
468, 470, 472, 495, 497, 499, 466, 493	8	0.9	120	24	122.38	123.3
474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	9	0.9	135	27	137.67	255
ТП-13						
427, 429, 431, 433, 435, 437, 439, 452, 453, 455, 459, 461	12	0.9	180	36	183.56	252.6
454, 456, 458, 480, 481, 460	6	0.9	90	18	91.78	105.3
462, 464, 487, 489, 491,	5	0.9	75	15	76.49	116.4
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	8	0.9	120	24	122.38	260.4
ТП-14						
494, 496, 498, 500, 512, 513, 515, 517, 502, 519,	10	0.9	150	30	152.97	183.3
504, 506, 508, 510, 521, 523, 525, 527, 529	9	0.9	135	27	137.67	154.2
533, 532, 531, 514, 516, 518, 520	7	0.9	105	21	107.08	118.5
522, 524, 526, 528, 530, 534	6	0.9	90	18	91.78	175.8

Таблица 6 – Приведенные мощности линий, расчётный ток

Объект	$\Delta P_{л,}$ кВт	$\Delta Q_{л,}$ квар	$PC_{р л,}$ кВт	$Q_{пр л,}$ квар	$S_{пр л,}$ кВА	$I_{расч,}$ А
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
1,3,5,7,9,11,13,15,17	4.79	1.65	139.79	28.65	142.7	206
19,21,23,25,27,29	1.57	0.54	91.57	18.54	93.43	135
2,4,6,8,10,12,16,14	3.72	1.28	123.72	25.28	126.28	183
18,20,22,24,26,28,30,31	3	1.03	123	25.03	125.52	182
ТП-2						
33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	9.43	3.24	189.43	39.24	193.45	280
32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	9.6	3.3	189.6	39.3	193.63	280
45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54	5.25	1.81	155.25	31.81	158.48	229

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	2.87	0.99	137.87	27.99	140.68	204
91, 92, 93, 96, 70, 72	1.66	0.57	91.66	18.57	93.52	135
ТП-3						
55, 56, 57, 58, 59, 60, 94, 97	3.37	1.16	123.37	25.16	125.91	182
87, 86, 85, 84, 83, 82, 99, 101	2.3	0.79	122.3	24.79	124.79	181
89, 98, 130, 129, 131, 127, 128, 133, 135	2.47	0.85	137.47	27.85	140.26	203
103, 105, 107, 109, 111, 132, 134, 136	2.16	0.74	122.16	24.74	124.64	180
102, 100, 98, 095, 165, 167, 169	1.96	0.68	106.96	21.68	109.14	158
104, 106, 108, 110, 112, 171, 173, 175, 177, 179	5.17	1.78	155.17	31.78	158.39	229
ТП-4						
164, 163, 154, 156, 158, 160, 162, 153, 155,	4.82	1.66	139.82	28.66	142.73	207
152, 151, 137, 139, 141, 151	1.46	0.5	91.46	18.5	93.31	135
157, 159, 161, 143, 145, 147, 149	2.13	0.73	107.13	21.73	109.31	158
142, 140, 138, 117, 115, 113	0.77	0.26	90.77	18.26	92.59	134
144, 146, 148, 150, 119, 121, 123, 125	1.73	0.6	121.73	24.6	124.19	180
118, 116, 114, 185, 183, 181	1.44	0.5	91.44	18.5	93.29	135
120, 122, 124, 126, 187, 189, 191, 193	2.94	1.01	122.94	25.01	125.46	182
ТП-5						
214, 215, 216, 217, 210, 208	1.47	0.5	91.47	18.5	93.32	135
207, 209, 211, 231, 229, 221	0.85	0.29	90.85	18.29	92.67	134
213, 215, 235, 233	0.27	0.09	60.27	12.09	61.47	89
218, 219, 220, 221, 218, 216, 214, 212	3.34	1.15	123.34	25.15	125.88	182
254, 256, 258, 260, 222, 230, 232	2.11	0.72	107.11	21.72	109.29	158
263, 265, 289, 288, 234, 236, 262, 264	3.02	1.04	123.02	25.04	125.54	182
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	4.14	1.42	124.14	25.42	126.72	183
ТП-6						
217, 219, 220, 237, 239, 241, 243	2.3	0.79	107.3	21.79	109.49	159
245, 247, 249, 251, 244, 246,	1.52	0.52	91.52	18.52	93.38	135
242, 240, 238, 266, 268, 270, 272	1.46	0.5	106.46	21.5	108.61	157
248, 250, 252, 253, 274, 276, 278, 280, 282	2.77	0.95	137.77	27.95	140.58	203
273, 271, 269, 267, 290, 291, 292, 293	2.7	0.93	122.7	24.93	125.21	181
275, 277, 279, 281, 283, 294, 295, 296, 297, 298	5.31	1.83	155.31	31.83	158.54	229

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
ТП-7						
166, 168, 170, 172, 174, 176, 178, 180, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201	15.84	5.45	240.84	50.45	246.07	356
184, 186, 188, 190, 192, 203, 205, 182, 202, 299, 300	5.96	2.05	170.96	35.05	174.52	252
303, 304, 30, 223, 224, 225, 306, 308, 310, 312	3.23	1.11	153.23	31.11	156.36	226
204, 206, 226, 227, 228, 314, 318, 320, 322	3.68	1.27	138.68	28.27	141.53	205
ТП-8						
307, 309, 311, 313, 315, 317, 324, 325, 327, 329	3.53	1.21	153.53	31.21	156.67	227
319, 321, 333, 301, 302, 341, 343, 345, 347	4.64	1.6	139.64	28.6	142.54	206
323, 326, 334, 336	0.43	0.15	60.43	12.15	61.64	89
330, 332, 338, 339, 337, 335, 328, 331	3.59	1.23	123.59	25.23	126.14	183
ТП-9						
340, 342, 344, 346, 349, 351, 353, 355	3.05	1.05	123.05	25.05	125.57	182
352, 350, 348, 359, 361, 358	1.22	0.42	91.22	18.42	93.06	135
354, 356, 357, 367, 369, 371, 373	1.37	0.47	106.37	21.47	108.52	157
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	7.51	2.58	157.51	32.58	160.84	233
ТП-10						
389, 391, 393, 395, 397	1.22	0.42	76.22	15.42	77.76	113
392, 394, 396, 411, 413, 415, , 390	1.46	0.5	106.46	21.5	108.61	157
398, 417, 419, 421, 423	0.65	0.22	75.65	15.22	77.17	112
436, 414, 416, 438, 418, 440	1.29	0.44	91.29	18.44	93.13	135
420, 422, 424, 442, 444, 446, 425, 448, 450,	3.57	1.23	138.57	28.23	141.42	205
ТП-11						
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	3.95	1.36	123.95	25.36	126.52	183
376, 378, 380, 382, 399, 400, 401, 403	1.88	0.65	121.88	24.65	124.35	180
402, 404, 406, 426, 428	0.75	0.26	75.75	15.26	77.27	112
405, 386, 407, 409, 410, 434, 432, 408, 430, 388, 412	4.46	1.53	154.46	31.53	157.65	228
ТП-12						
441, 443, 445, 465, 467, 469, 447, 463	1.82	0.62	121.82	24.62	124.28	180
451, 471, 473, 475, 477, 449	0.72	0.25	90.72	18.25	92.54	134
468, 470, 472, 495, 497, 499, 466, 493	1.85	0.63	121.85	24.63	124.31	180

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	4.83	1.66	139.83	28.66	142.74	207
ТП-13						
427, 429, 431, 433, 435, 437, 439, 452, 453, 455, 459, 461	8.51	2.93	188.51	38.93	192.49	278
454, 456, 458, 480, 481, 460	0.89	0.3	90.89	18.3	92.71	134
462, 464, 487, 489, 491,	0.68	0.23	75.68	15.23	77.2	112
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	3.9	1.34	123.9	25.34	126.46	183
ТП-14						
494, 496, 498, 500, 512, 513, 515, 517, 502, 519,	4.29	1.47	154.29	31.47	157.47	228
504, 506, 508, 510, 521, 523, 525, 527, 529	2.92	1	137.92	28	140.73	204
533, 532, 531, 514, 516, 518, 520	1.36	0.47	106.36	21.47	108.51	157
522, 524, 526, 528, 530, 534	1.48	0.51	91.48	18.51	93.33	135

2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Питание потребителей выполнено по лучевой схеме, рисунок 2.

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Так как село относится к району с умеренно-холодным климатом согласно [1], потребители ТП относятся к 3 категории, то для питания потребителей от трансформаторных подстанций используется кабель марки АВБШвнг:

А - алюминиевая токопроводящая жила,

В - изоляция из ПВХ пластиката,

Б - броня из стальных лент

Шв - шланг из ПВХ пластиката,

нг - не распространяет горение при групповой прокладке.

Кабель прокладываем в траншеях.

Городские условия и поправочные коэффициенты требуется всегда учитывать для прокладки в траншеях, [5].

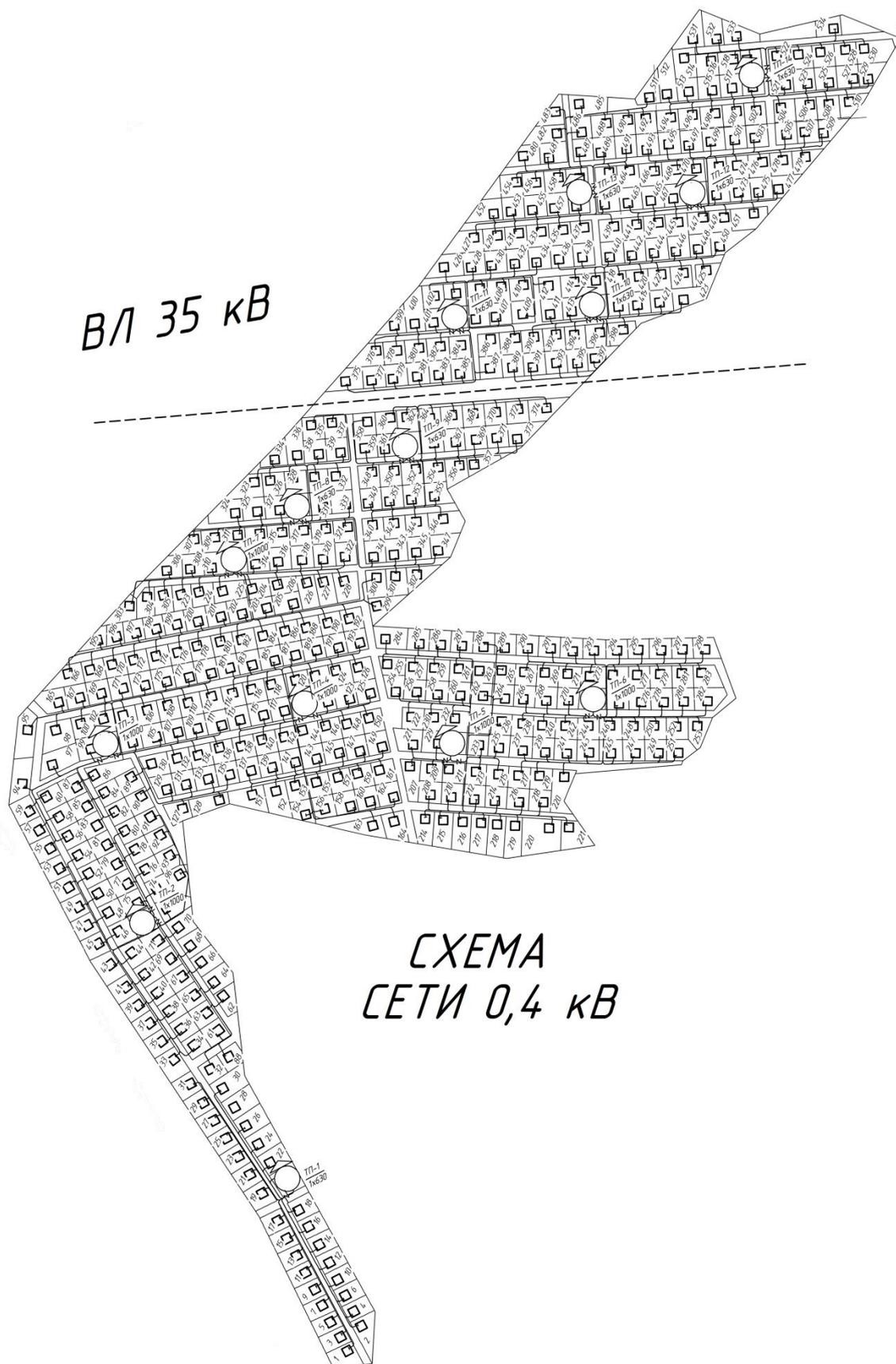


Рисунок 2 – Схема питания потребителей от ТП 0,4 кВ.

При выборе кабеля его длительно допустимый ток следует выбирать больший, чем ток нагрузки, определяемый по результату расчёта.

Попутно необходимо учитывать условия прокладки кабеля. Как влияющие на выбор сечения..

Длительно-допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2 , \quad (16)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый, по условиям нагрева, ток кабеля;

K_1 - зависит от температуры окружающей среды, поправка на условия прокладки кабеля, принят 1;

K_2 - зависит от условий допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Для кабелей АПВП $K_2 = 1,3$.

Длительно допустимый ток по линии 1 ТП-1 для кабеля марки АВБШвнг 4х70:

$$I_{дл.доп} = 165 \cdot 1,3 = 215 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 206 \text{ A}.$$

Длительно допустимый ток кабеля с учётом поправочных коэффициентов должен быть выше тока нагрузки. И так как от этого напрямую зависит и дальнейшая эксплуатация кабеля.

Справочную величину $I_{дл.доп}$ берём в [14]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов, выбираем сечение кабелей 0,4 кВ при условии

$$I_{p\text{MAX}} \leq I_{доп} \cdot$$

Расчётные данные сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты выбора марки и сечения кабеля

Объект	$I_{расч}, A$	$I_{дд}, A$	$F, мм^2$	Марка
ТП-1				
1,3,5,7,9,11,13,15,17	206	215	4x70	АВБШВнг
19,21,23,25,27,29	135	148	4x35	АВБШВнг
2,4,6,8,10,12,16,14	183	215	4x70	АВБШВнг
18,20,22,24,26,28,30,31	182	215	4x70	АВБШВнг

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (17)$$

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

l – длина линии, м;

I_p – расчётный ток в линии, А;

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

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Для примера, проверим фидер 1 на ТП-1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 215 \cdot 0,253 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,46 \cdot 0,98 + 0,0612 \cdot 0,2) = 10,9 \%$$

Фидер условиям проверки не удовлетворяет, так как $\Delta U > 10\%$, требуется повысить сечение кабеля с 4x70 на 4x95.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 215 \cdot 0,253 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,34 \cdot 0,98 + 0,0602 \cdot 0,2) = 9,79 \%$$

Фидер условиям проверки удовлетворяет.

Проверяем все фидеры, данные сводим в таблицу 8.

Таблица 8– Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

Объект	$I_{расч}, A$	$F, мм^2$	$L, м$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$R_{уд}, Ом/км$	$X_{уд}, Ом/км$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТII-1								
1,3,5,7,9,11,13,15,17	206	4x70	252.9	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.9
19,21,23,25,27,29	135	4x35	186.9	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.95
2,4,6,8,10,12,16,14	183	4x70	248.1	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.7
18,20,22,24,26,28,30,31	182	4x70	200.2	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.63
ТII-2								
33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	280	4x120	280	0.98	0.2	0.27	0.0602	9.86
32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	280	4x120	285	0.98	0.2	0.27	0.0602	10.04
45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54	229	4x95	224.4	0.98	0.2	0.34	0.0602	8.69
73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	204	4x70	151.5	0.98	0.2	0.46	0.0612	6.53
91, 92, 93, 96, 70, 72	135	4x35	197.4	0.98	0.2	0.92	0.0637	11.57
ТII-3								
55, 56, 57, 58, 59, 60, 94, 97	182	4x70	225	0.98	0.2	0.46	0.0612	9.7
87, 86, 85, 84, 83, 82, 99, 101	181	4x70	153.7	0.98	0.2	0.46	0.0612	6.63
89, 98, 130, 129, 131, 127, 128, 133, 135	203	4x70	130.4	0.98	0.2	0.46	0.0612	5.62
103, 105, 107, 109, 111, 132, 134, 136	180	4x70	144.1	0.98	0.2	0.46	0.0612	6.21
102, 100, 98, 095, 165, 167, 169	158	4x50	171.3	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.16
104, 106, 108, 110, 112, 171, 173, 175, 177, 179	229	4x95	221.1	0.98	0.2	0.34	0.0602	8.56
ТII-4								
164, 163, 154, 156, 158, 160, 162, 153, 155,	207	4x70	254.1	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.95
152, 151, 137, 139, 141, 151	135	4x35	173.2	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.15
157, 159, 161, 143, 145, 147, 149	158	4x50	185.7	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.85
142, 140, 138, 117, 115, 113	134	4x35	91.5	0.98	0.2	0.92	0.0637	5.36
144, 146, 148, 150, 119, 121, 123, 125	180	4x70	115.8	0.98	0.2	0.46	0.0612	4.99
118, 116, 114, 185, 183, 181	135	4x35	171	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.02
120, 122, 124, 126, 187, 189, 191, 193	182	4x70	196.5	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.47
ТII-5								
214, 215, 216, 217, 210, 208	135	4x35	174.3	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.21
207, 209, 211, 231, 229, 221	134	4x35	100.5	0.98	0.2	0.92	0.0637	5.89
213, 215, 235, 233	89	4x16	70.8	0.98	0.2	1.98	0.0675	5.51
218, 219, 220, 221, 218, 216, 214, 212	182	4x70	222.9	0.98	0.2	0.46	0.0612	9.61

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
254, 256, 258, 260, 222, 230, 232	158	4x50	183.6	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.75
263, 265, 289, 288, 234, 236, 262, 264	182	4x70	201.9	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.7
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	183	4x70	276.5	0.98	0.2	0.46	0.0612	11.92
ТII-6								
217, 219, 220, 237, 239, 241, 243	159	4x50	201	0.98	0.2	0.64	0.0625	9.58
245, 247, 249, 251, 244, 246,	135	4x35	180	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.55
242, 240, 238, 266, 268, 270, 272	157	4x50	127.2	0.98	0.2	0.64	0.0625	6.06
248, 250, 252, 253, 274, 276, 278, 280, 282	203	4x70	146.1	0.98	0.2	0.46	0.0612	6.3
273, 271, 269, 267, 290, 291, 292, 293	181	4x70	180.3	0.98	0.2	0.46	0.0612	7.77
275, 277, 279, 281, 283, 294, 295, 296, 297, 298	229	4x95	227.1	0.98	0.2	0.34	0.0602	8.79
ТII-7								
166, 168, 170, 172, 174, 176, 178, 180, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201	356	4x185	300.9	0.98	0.2	0.17	0.0596	8.77
184, 186, 188, 190, 192, 203, 205, 182, 202, 299, 300	252	4x95	210.6	0.98	0.2	0.34	0.0602	8.15
303, 304, 30, 223, 224, 225, 306, 308, 310, 312	226	4x95	138	0.98	0.2	0.34	0.0602	5.34
204, 206, 226, 227, 228, 314, 318, 320, 322	205	4x70	194.4	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.38
ТII-8								
307, 309, 311, 313, 315, 317, 324, 325, 327, 329	227	4x95	151	0.98	0.2	0.34	0.0602	5.85
319, 321, 333, 301, 302, 341, 343, 345, 347	206	4x70	245	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.56
323, 326, 334, 336	89	4x16	114.9	0.98	0.2	1.98	0.0675	8.94
330, 332, 338, 339, 337, 335, 328, 331	183	4x70	239.7	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.33
ТII-9								
340, 342, 344, 346, 349, 351, 353, 355	182	4x70	203.4	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.77
352, 350, 348, 359, 361, 358	135	4x35	145.4	0.98	0.2	0.92	0.0637	8.52
354, 356, 357, 367, 369, 371, 373	157	4x50	119.4	0.98	0.2	0.64	0.0625	5.69
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	233	4x95	321	0.98	0.2	0.34	0.0602	12.43
ТII-10								
389, 391, 393, 395, 397	113	4x25	208.8	0.98	0.2	1.28	0.0662	14.21
392, 394, 396, 411, 413, 415, , 390	157	4x50	127.4	0.98	0.2	0.64	0.0625	6.07

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
398, 417, 419, 421, 423	112	4x25	111.6	0.98	0.2	1.28	0.0662	7.6
436, 414, 416, 438, 418, 440	135	4x35	153	0.98	0.2	0.92	0.0637	8.97
420, 422, 424, 442, 444, 446, 425, 448, 450,	205	4x70	188.3	0.98	0.2	0.46	0.0612	8.12
ТП-11								
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	183	4x70	264	0.98	0.2	0.46	0.0612	11.38
376, 378, 380, 382, 399, 400, 401, 403	180	4x70	125.4	0.98	0.2	0.46	0.0612	5.41
402, 404, 406, 426, 428	112	4x25	128.7	0.98	0.2	1.28	0.0662	8.76
405, 386, 407, 409, 410, 434, 432, 408, 430, 388, 412	228	4x95	190.8	0.98	0.2	0.34	0.0602	7.39
ТП-12								
441, 443, 445, 465, 467, 469, 447, 463	180	4x70	121.2	0.98	0.2	0.46	0.0612	5.22
451, 471, 473, 475, 477, 449	134	4x35	85.2	0.98	0.2	0.92	0.0637	4.99
468, 470, 472, 495, 497, 499, 466, 493	180	4x70	123.3	0.98	0.2	0.46	0.0612	5.32
474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	207	4x70	255	0.98	0.2	0.46	0.0612	10.99
ТП-13								
427, 429, 431, 433, 435, 437, 439, 452, 453, 455, 459, 461	278	4x120	252.6	0.98	0.2	0.27	0.0602	8.9
454, 456, 458, 480, 481, 460	134	4x35	105.3	0.98	0.2	0.92	0.0637	6.17
462, 464, 487, 489, 491,	112	4x25	116.4	0.98	0.2	1.28	0.0662	7.92
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	183	4x70	260.4	0.98	0.2	0.46	0.0612	11.23
ТП-14								
494, 496, 498, 500, 512, 513, 515, 517, 502, 519,	228	4x95	183.3	0.98	0.2	0.34	0.0602	7.1
504, 506, 508, 510, 521, 523, 525, 527, 529	204	4x70	154.2	0.98	0.2	0.46	0.0612	6.65
533, 532, 531, 514, 516, 518, 520	157	4x50	118.5	0.98	0.2	0.64	0.0625	5.65
522, 524, 526, 528, 530, 534	135	4x35	175.8	0.98	0.2	0.92	0.0637	10.3

В виду того, что не все фидеры удовлетворяют условиям проверки, так как наибольшая потеря напряжения не должна превышать 10% по [2].

Для фидеров не прошедших проверку повышаем площадь сечения жил кабеля.

Данные сводим в таблицу 9:

Таблица 9. Повышение площади сечения.

Объект	I _{расч} , А	F, мм ²	L, м	cosφ	sinφ	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1								
1,3,5,7,9,11,13,15,17	206	4x95	252.9	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.79
19,21,23,25,27,29	135	4x50	186.9	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.9
2,4,6,8,10,12,16,14	183	4x95	248.1	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.61
ТП-2								
32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	280	4x150	285	0.98	0.2	0.21	0.0596	8.87
91, 92, 93, 96, 70, 72	135	4x50	197.4	0.98	0.2	0.64	0.0625	9.4
ТП-4								
164, 163, 154, 156, 158, 160, 162, 153, 155,	207	4x95	254.1	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.84
152, 151, 137, 139, 141, 151	135	4x50	173.2	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.25
118, 116, 114, 185, 183, 181	135	4x50	171	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.15
ТП-5								
214, 215, 216, 217, 210, 208	183	4x95	276.5	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.3
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	135	4x50	201	0.98	0.2	0.34	0.0602	10.71
ТП-6								
245, 247, 249, 251, 244, 246,	206	4x50	245	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.58
319, 321, 333, 301, 302, 341, 343, 345, 347	89	4x95	114.9	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.49
330, 332, 338, 339, 337, 335, 328, 331	181	4x95	203.4	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.28
ТП-9								
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	233	4x120	208.8	0.98	0.2	0.27	0.0602	11.3
ТП-10								
389, 391, 393, 395, 397	157	4x35	127.4	0.98	0.2	0.92	0.0637	12.23
ТП-11								
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	180	4x95	125.4	0.98	0.2	0.34	0.0602	10.22
ТП-12								
474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	355	4x95	252.6	0.98	0.2	0.34	0.0602	9.87
ТП-13								
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	85	4x95	183.3	0.98	0.2	0.34	0.0602	10.08
ТП-14								
522, 524, 526, 528, 530, 534	135	4x50	175.8	0.98	0.2	0.64	0.0625	8.38

Для части фидеров требуется третья итерация подбора.

Данные сводим в таблицу 11:

Таблица 10

Объект	$I_{расч},$ А	$F,$ мм ²	$L,$ м	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$R_{уд},$ Ом/км	$X_{уд},$ Ом/км	$\Delta U, \%$
ТП-5								
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	135	4x70	201	0,98	0.2	0.27	0.0602	9.74
ТП-9								
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	233	4x150	208.8	0,98	0.2	0.21	0.0596	9.99
ТП-10								
389, 391, 393, 395, 397	157	4x50	127.4	0.98	0.2	0.64	0.0625	9.95
ТП-11								
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	180	4x120	125.4	0.98	0.2	0.27	0.0602	9.3
ТП-13								
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	85	4x120	183.3	0,98	0.2	0.27	0.0602	9.17

2.7 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Формула для расчёта нагрузок на шинах 0,4 кВ:

$$P_{р.жд.общ} = \sum P_{нр/л} \quad (18)$$

Для примера предоставим расчёт нагрузок на ТП-1. Для расчёта нагрузки жилых домов обратимся к требованиям РД по проектированию городских нагрузок [5] учитывая современное оснащение бытовыми приборами.

Расчётная активная нагрузка, кВт:

$$P_{зд,ТП-1} = 145.19+96.3+127.9+128.62=498,0 \text{ кВт.}$$

Таким же образом производится расчёт реактивной нагрузки, квар:

$$Q_{зд,ТП-1} = 28.8+18.62+25.4+25.15=97.96 \text{ квар.}$$

Расчётная нагрузка на ТП-1:

$$P_{ТП-1} = P_{зд,ТП-1} + P_{осв,ТП-1}, \quad (19)$$

$$Q_{ТП-2} = Q_{зд,ТП-1} + Q_{осв,ТП-1}, \quad (20)$$

$$S_{ТП-2} = \sqrt{P_{ТП-2}^2 + Q_{ТП-2}^2}. \quad (21)$$

$$P_{ТП-2} = 498,0 + 0,95 = 498,95 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП-2} = 97,96 + 0,456 = 98,416 \text{ квар},$$

$$S_{ТП-2} = \sqrt{498,95^2 + 98,416^2} = 508,56 \text{ кВА}.$$

Схожим образом выполнен расчёт для остальных ТП, результаты указаны в таблице 12.

Таблица 11 – Результаты расчёта нагрузок ТП

№ ТП	Р _{зд} , кВт	Р _{осв} , кВт	Q _{р 0,4 кВ} , квар	Q _{осв} , квар	S _{р 0,4 кВ} , кВА
1	2	3	4	5	6
ТП-1	498,0	0,95	0,456	97,96	508,56
ТП-2	789,59	1,55	0,744	157,85	806,88
ТП-3	798,47	1,55	0,744	156,65	815,35
ТП-4	798,23	1,55	0,744	155,87	814,97
ТП-5	752,72	1,55	0,744	146,84	768,57
ТП-6	753,13	1,55	0,744	147,15	769,04
ТП-7	721,96	1,65	0,792	145,77	738,3

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
ТП-8	495.33	0.95	0.456	97.61	505.87
ТП-9	496.14	0.95	0.456	97.99	506.74
ТП-10	513.62	0.95	0.456	99.2	524.13
ТП-11	492.58	0.95	0.456	97.2	503.1
ТП-12	489.92	0.95	0.456	96.5	500.36
ТП-13	496.49	0.95	0.456	98.3	507.15
ТП-14	508.88	0.95	0.456	99.84	519.6

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.

Рекомендации [4] указывают на количество трансформаторов при наличии потребителей второй категории - не менее двух, при третьей категории достаточно одного.

Мощность силовых трансформаторов для ТП рассчитывается по приведенной формуле:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (22)$$

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

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

В случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3 п/а}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,85$ по [1].

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режимах необходимо проверять после выбора трансформатора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (23)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3 п/а} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,5. \quad (24)$$

На примере ТП-2 проводится выбор числа и мощности трансформаторов.

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,8$:

$$S_{PT} = \frac{482,89}{2 \cdot 0,8} = 301,81 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформатор ТМГ 630/10 для выполнения условия по аварийной перегрузке

Коэффициент загрузки в нормальном режиме равен коэффициенту загрузки в аварийном:

$$K_3 = \frac{508,56}{1 \cdot 630} = 0,81 ,$$

Так как $K_{3 п/а} \leq 1,5$, то на ТП-2 к установке принимается трансформатор марки ТМГ-630/10.

Схожим образом выберем трансформаторы для остальных ТП.

Таблица 12 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Расчётная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Количество трансформаторов	Мощность трансформатора S_{PT} , кВА	Номинальная мощность трансформатора	K_3	$K_{3 п/а}$
ТП-1	508.56	1	598.31	630	0.81	-
ТП-2	806.88	1	949.27	1000	0.81	-
ТП-3	815.35	1	959.24	1000	0.82	-
ТП-4	814.97	1	958.79	1000	0.81	-
ТП-5	768.57	1	904.2	1000	0.77	-
ТП-6	769.04	1	904.75	1000	0.77	-
ТП-7	738.3	1	868.59	1000	0.74	-
ТП-8	505.87	1	595.15	630	0.8	-
ТП-9	506.74	1	596.16	630	0.8	-
ТП-10	524.13	1	616.63	630	0.83	-
ТП-11	503.1	1	591.88	630	0.8	-
ТП-12	500.36	1	588.66	630	0.79	-
ТП-13	507.15	1	596.65	630	0.81	-
ТП-14	519.6	1	611.29	630	0.82	-

Условию проверки соответствуют все выбранные трансформаторы по работе в аварийном и нормальном режимах.

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

$$tg\varphi = \frac{Q_{p,ТП}}{P_{p,ТП}}. \quad (25)$$

$$tg\varphi = \frac{97,96}{498,0} = 0,197.$$

Руководствуясь приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ – 0,35.

Требуемая мощность КУ для ТП-1, квар:

$$Q_{треб.ТП} = Q_{p,ТП} - P_{p,ТП} \cdot tg\varphi_{пред}, \quad (26)$$

$$Q_{треб.ТП} = 97,96 - 498,0 \cdot 0,35 = -76,21 \text{ кВАр}.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 13.

Таблица 13 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	tgφ	Q _{тр} , квар	Мощность КУ, квар
1	2	3	4
ТП-1	0.197	-76.213	-
ТП-2	0.2	-118.305	-
ТП-3	0.197	-122.608	-
ТП-4	0.196	-123.306	-
ТП-5	0.196	-116.414	-
ТП-6	0.196	-116.242	-
ТП-7	0.203	-106.702	-
ТП-8	0.198	-75.633	-
ТП-9	0.198	-75.538	-
ТП-10	0.194	-80.449	-
ТП-11	0.198	-75.083	-
ТП-12	0.198	-74.845	-

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
ТП-13	0.199	-75.344	-
ТП-14	0.197	-78.142	-

По результатам расчёта из таблицы 13 очевидно, что в случае, если мощность конденсаторных установок имеет отрицательное значение, то установка их на подстанции не даст ожидаемого эффекта, в виду этого установка батарей не рациональна.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбираются комплектные однотрансформаторные КТПК с секционированием выключателем нагрузки по стороне ВН и автоматическим выключателем по стороне НН, рисунок 3. КТПК целесообразно использовать в условиях плотной жилой застройки благодаря их размерам и удобству монтажа, [5].

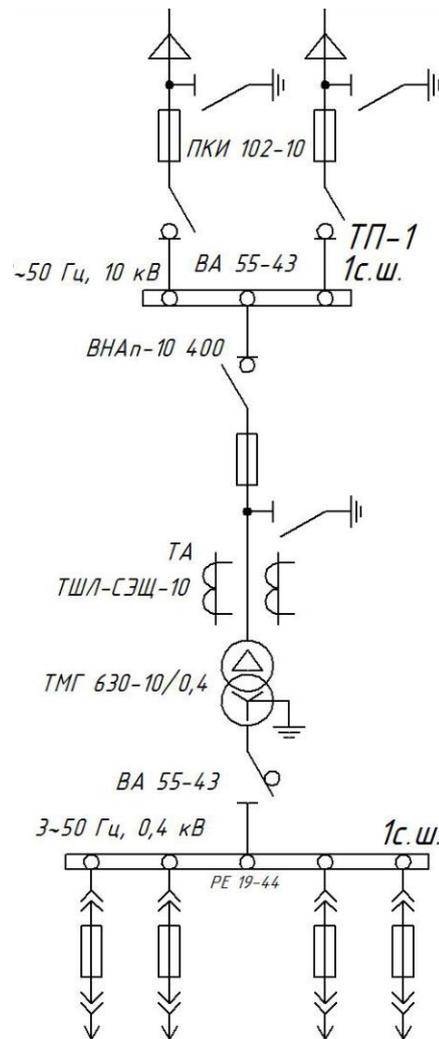


Рисунок 3 – Схема КТПК на примере ТП-1

ТП удобнее обслуживать вблизи от проездов внутри кварталов. Места размещения ТП указаны на листе графической части №1. Во время установки подстанций необходимо принять во внимание необходимость организации проезда к устанавливаемым КТПК, в следствие чего размещать их требуется в непосредственной близости проездов, в желательном условии наличия вокруг достаточной для проведения монтажных работ площади.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Учёт потерь в трансформаторах ТП следует обязательно проводить при расчёте нагрузки сетей 10 кВ, потери суммируются с нагрузкой на шинах 0,4 кВ ТП.

Потери в трансформаторе:

- потери в меди или потери КЗ;
- потери в стали или потери холостого хода.

Активные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (27)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, берётся из паспорта трансформатора;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (28)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (29)$$

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

I_x - ток холостого хода, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (30)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [6].

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 1, $S_{НОМ} = 630$ кВА:

$$\Delta P_{T1} = 1,07 + 0,78 \cdot 7,6 = 6,02 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{X.T1} = 630 \cdot \frac{0,008}{100} = 0,05 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{K.T1} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{T1} = 0,05 + 0,81^2 \cdot 34,65 = 22,63 \text{ квар}.$$

Схожим образом для остальных ТП вычисляется потеря мощности в трансформаторах. Результаты указываем в таблице 14.

Таблица 14 – Потери в трансформаторах.

№ ТП	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	I_X , %	U_K , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
ТП-1	1.07	7.6	0.008	5.5	6.022	22.63
ТП-2	1.47	12.2	0.01	5.5	9.413	35.908
ТП-3	1.47	12.2	0.01	5.5	9.581	36.664
ТП-4	1.47	12.2	0.01	5.5	9.573	36.63
ТП-5	1.47	12.2	0.01	5.5	8.677	32.589
ТП-6	1.47	12.2	0.01	5.5	8.685	32.628
ТП-7	1.47	12.2	0.01	5.5	8.12	30.08
ТП-8	1.07	7.6	0.008	5.5	5.97	22.392
ТП-9	1.07	7.6	0.008	5.5	5.987	22.468
ТП-10	1.07	7.6	0.008	5.5	6.33	24.034
ТП-11	1.07	7.6	0.008	5.5	5.917	22.147
ТП-12	1.07	7.6	0.008	5.5	5.864	21.907
ТП-13	1.07	7.6	0.008	5.5	5.995	22.505
ТП-14	1.07	7.6	0.008	5.5	6.24	23.62

6 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП-1, приведенная к стороне ВН, находится с использованием формулы:

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (31)$$

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(498,0 + 1 \cdot 6,02)^2 + (97,96 + 1 \cdot 22,63)^2} = 519,28 \text{ кВА.}$$

Где n – количество трансформаторов ТП.

Аналогичным порядком рассчитываем суммарную нагрузку для остальных ТП. Справочные данные используются из источника [7], итоги расчётов помещены в таблицу 15.

Таблица 15 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	$P_{нн ТП}$, кВт	$P_{свет}$, кВт	$Q_{нн ТП}$, кВар	$Q_{свет}$, кВар	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$S_{ВН ТП}$, кВА
ТП-1	498	0.95	97.96	0.46	6.02	22.63	519.278
ТП-2	789.59	1.55	157.85	0.74	9.41	35.91	823.844
ТП-3	798.47	1.55	156.65	0.74	9.58	36.66	832.531
ТП-4	798.23	1.55	155.87	0.74	9.57	36.63	832.101
ТП-5	752.72	1.55	146.84	0.74	8.68	32.59	783.931
ТП-6	753.13	1.55	147.15	0.74	8.69	32.63	784.426
ТП-7	721.96	1.65	145.77	0.79	8.12	30.08	752.748
ТП-8	495.33	0.95	97.61	0.46	5.97	22.39	516.491
ТП-9	496.14	0.95	97.99	0.46	5.99	22.47	517.398
ТП-10	513.62	0.95	99.2	0.46	6.33	24.03	535.387
ТП-11	492.58	0.95	97.2	0.46	5.92	22.15	513.615
ТП-12	489.92	0.95	96.5	0.46	5.86	21.91	510.763
ТП-13	496.49	0.95	98.3	0.46	6	22.5	517.836
ТП-14	508.88	0.95	99.84	0.46	6.24	23.62	530.735

6.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

В процессе выбора схемы снабжения имеет место необходимость рассмотреть различные схемы сети 10 кВ. Для рассмотрения предлагаются следующие схемы: Однопетлевая, объединяющая ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9-11-13-14-12-10 и двухпетлевая, состоящая из петли, объединяющей ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9, и петли, объединяющей ТП 11-13-14-12-10

Для определения расчётной нагрузки линий 10 кВ применяются выражения:

$$P_{P\text{ТП}} = k_{\text{COBM}} \cdot P_{\Sigma}, \quad (30)$$

$$Q_{P\text{ТП}} = k_{\text{COBM}} \cdot Q_{\Sigma}, \quad (31)$$

$$S_P = \sqrt{P_{P\text{ТП}}^2 + Q_{P\text{ТП}}^2}, \quad (32)$$

где k_{COBM} - зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, представляет собой коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов [1].

Для участка схемы ТП-10-ТП-6 нагрузки составляют:

$$P_{P\text{ТП}} = 0,8 \cdot (504.97 + 800.55 + 809.6 + 809.35 + 762.95 + 763.37 + 731.739 + 502.25 + 503.07 + 520.9 + 499.45 + 496.74 + 503.44 + 516.07) = 4950,27 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ТП}} = 0,8 \cdot (121.05 + 194.5 + 194.06 + 193.25 + 180.17 + 180.53 + 176.64 + 120.46 + 120.91 + 123.69 + 119.8 + 118.87 + 121.27 + 123.92) = 1185,25 \text{ квар},$$

$$S_P = \sqrt{4950,27^2 + 1185,25^2} = 5090,19 \text{ кВА}.$$

Аналогично рассчитываем двухпетлевую схему.

Справочные данные используются из источника [1], итоги расчётов помещены в таблицу 16.

Таблица 16 – Возможные нагрузки сети 10 кВ

Питаемые ТП	N _{тр} , шт	P _{СУММ КЛ} , кВт	Q _{СУММ КЛ} , кВАр	K _{совм}	S _{P КЛ} , кВА
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 11-13-14-12-10	14	6979.55	1671.28	0,8	7176.86
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9	9	4950.27	1185.25	0,8	5090.19
ТП 11-13-14-12-10	5	2029.28	486.03	0,8	2086.67

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Далее приведён сравнительный анализ схем сети 10 кВ , однопетлевой ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9-11-13-14-12-10 и двухпетлевой, включающей петли ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 и ТП 11-13-14-12-10 для выбора более экономически эффективной. Схемы сети предоставлены на рисунке 4.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для определения расчётного тока линии используется выражение для участка петлевой схемы ТП-6-ТП-10:

$$I_{Pna.КЛ} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (33)$$

$$I_{Pna.КЛ} = \frac{7176,86}{\sqrt{3} \cdot 10} = 415 \text{ А,}$$

Кабель марки АПвПБ принимается для подключения ТП:

А – жила из алюминия;

Пв – сшитый полиэтилен в качестве изоляции;

П – поливинилхлорид

Б - бронированный

в качестве оболочки.

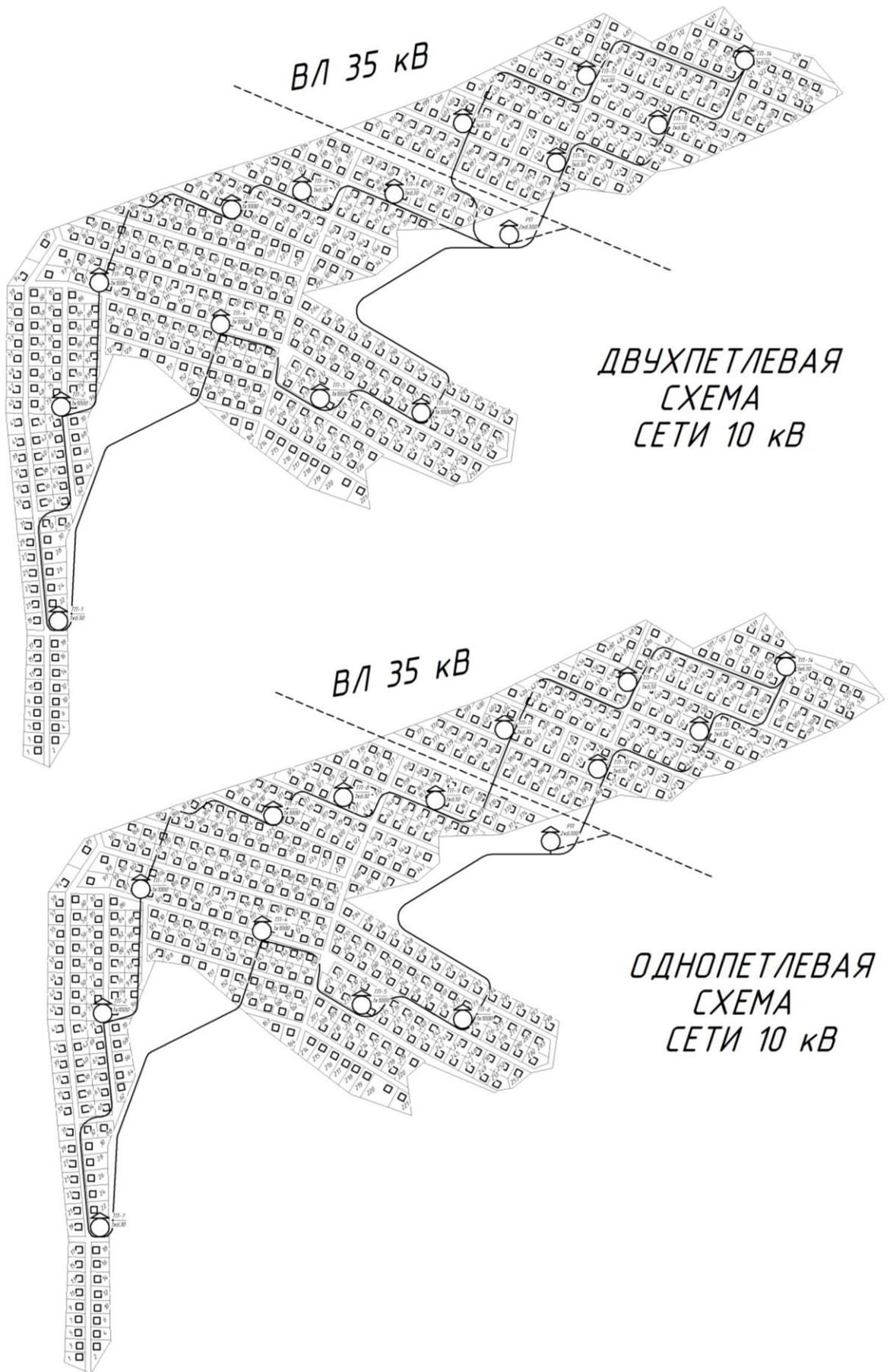


Рисунок —4, Сравнительное размещение схем сети 10 кВ.

При выборе кабелей 10 кВ необходимо учитывать некоторые коэффициенты, представленные далее:

- $K_{CH} = 0,9$, поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях в траншее;
- $K_{ПЕР} = 1,1$ поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течении 6 часов;
- $K_{ТЕМП} = 1$ поправка на температуру окружающей среды, принимается летняя температура 25 градусов;

Длительно-допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП} , \quad (34)$$

$$I_{дл.доп} = 436 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 432 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 415 \text{ A},$$

$$415 \leq 432.$$

Выбирается кабель АПвПБ 3х240.

Справочные данные используются из источника [14], итоги расчётов помещены в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор кабелей 10 кВ

Питаемые ТП	$S_{РКЛ}$, кВА	$I_{РКЛ}$, А	$I_{ДОП КЛ}$, А
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 11-13-14-12-10	7176.86	415	432
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9	5090.19	294	326
ТП 11-13-14-12-10	2086.67	121	170

Проверка КЛ 10 кВ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{1000} \cdot (r_{y\vartheta} \cdot \cos(\varphi) + x_{y\vartheta} \cdot \sin(\varphi)), \quad (35)$$

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

l – длина линии, м;

I_p – расчётный ток в линии, А;

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

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Для примера, расчёт однопетлевой ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9-11-13-14-12-10 :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 415 \cdot 5,213 \cdot \frac{100}{1000} \cdot (0,129 \cdot 0,98 + 0,075 \cdot 0,2) = 5,51\%$$

Фидер условиям проверки удовлетворяет, так как $\Delta U < 10\%$.

Данные сводим в таблицу 18.

Таблица 18– Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

Питаемые ТП	$I_{расч}$, А	F, мм ²	L, м	cosφ	sinφ	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, %
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9- 11-13-14-12-10	415	4x240	5211,81	0.98	0.2	0.129	0.075	5,51
ТП 11-13-14-12-10	294	3x150	3425.1	0.98	0.2	0.206	0.079	4.21
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9	121	3x70	1947.9	0.98	0.2	0.443	0.086	2.59

Производим расчёт полной приведенной мощности линии, взяв в качестве примера схему ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9-11-13-14-12-10 определим полную приведённую мощность:

$$\Delta P_{л} = \frac{(6979,55^2 + 1671,28^2) \cdot 5211,81 \cdot 0,129}{10^2 \cdot 1000} = 346,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(6979,55^2 + 1671,28^2) \cdot 5211,81 \cdot 0,075}{10^2 \cdot 1000} = 201,3 \text{ квар},$$

$$P_{ТП} = 6979,55 + 346,3 = 9070,73 \text{ кВт},$$

$$Q_{нрЛ} = 1671,3 + 201,3 = 2290,7 \text{ квар},$$

$$S_{нрЛ} = \sqrt{298,6^2 + 138,6^2} = 329,2 \text{ кВА},$$

6.5 Расчёт электрических нагрузок ПС

Нагрузки питающей ПС 35/10 кВ Кантон-Коммуна на шинах 10кВ рассчитываются аналогично нагрузкам кабельных линии, итоги расчётов помещены в таблицу 19.

Таблица 19 – Нагрузка ПС 10 кВ

Питаемые ТП	$P_{\text{СУММ КЛ}}$, кВт	$Q_{\text{СУММ КЛ}}$, квар	$K_{\text{СОВМ}}$	S_P , кВА	$\cos(\varphi)$	$Q_{\text{КУ}}$, квар
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 11-13-14-12-10	9070.73	2290.43	0,8	9355.44	0,97	-1337,862
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 ТП 11-13-14-12-10	8944.82	2166.5	0,8	8944.82		-1411,428

6.6 Проверка необходимости КРМ на шинах ПС

Внедрение установок для компенсации реактивной мощности (УКРМ) позволяет решить задачи по энергосбережению, повышению пропускной способности линий и улучшению качества электрической энергии при гарантиях высокого качества компонентов и инжиниринговых услуг.

Требуемый коэффициент мощности является определяющим фактором для выбора конденсаторных батарей.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{смм}} - P_{\text{смм}} \cdot \text{tg}\phi_H, \quad (36)$$

где $\text{tg}\phi_H$ - нормативный коэффициент мощности на напряжение 10 кВ $\text{tg}\phi_H = 0,4$.

$$Q_{\text{ку}} = 2290,43 - 9070,73 \cdot 0,4 = -1337,862 \text{ квар.}$$

В обоих случаях использование конденсаторных батарей не является необходимым77.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ 35 КВ.

Рекомендации [7] указывают на количество трансформаторов при наличии потребителей второй категории - не менее 2.

Мощность силовых трансформаторов для ПС рассчитывается по приведенной формуле:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (37)$$

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

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

В случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3\text{ п/а}}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,7$ по [5].

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режимах необходимо проверять после выбора трансформатора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (38)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3\text{ п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,5. \quad (39)$$

Для ПС проводится выбор числа и мощности трансформаторов.

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,7$:

$$S_{PT} = \frac{9355,44}{2 \cdot 0,7} = 6682,5 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМН (ТМ)-6300 / 35 в количестве двух единиц для выполнения условия по аварийной перегрузке.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{9355,44}{2 \cdot 6300} = 0,742$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3п/а} = \frac{9355,44}{(2-1) \cdot 6300} = 1,485$$

Схожим образом выберем трансформаторы для двухпетлевой схемы.

Таблица 19 – Результаты выбора мощности трансформаторов

Питаемые ТП	Расчётная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Количество трансформаторов	Мощность трансформатора S_{PT} , кВА	Номинальная мощность трансформатора	K_3	$K_{3п/а}$
ТП 6-5-4-1- 2-3-7-8-9 11-13-14-12- 10	9355.438 706	2	4677.719353	2x6300	0,74	1,48
ТП 6-5-4-1- 2-3-7-8-9 ТП 11-13-14- 12-10	8944.821 435	2	4472.410717	2x6300	0,71	1,42

Условию проверки соответствуют все выбранные трансформаторы по работе в аварийном и нормальном режимах.

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

$$tg\varphi = \frac{Q_{p.ТП}}{P_{p.ТП}}. \quad (40)$$

$$tg\varphi = \frac{2290,4}{9070,4} = 0,25.$$

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимой величиной для шин 10 кВ является значение 0,4.

Рассчитаем потери в трансформаторе на ПС с нагрузкой двойной радиальной схемы, $S_{НОМ} = 6300$ кВА:

$$\Delta P_{T1} = 9,2 + 0,71 \cdot 46,5 = 32,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{X.T1} = 6300 \cdot \frac{0,9}{100} = 38,7 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{K.T1} = 6300 \cdot \frac{7,5}{100} = 472,5 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{T1} = 38,7 + 0,71^2 \cdot 472,5 = 294,8 \text{ квар}.$$

Требуемая мощность КУ для ТП-1, квар:

$$Q_{\text{треб.ТП}} = Q_{p.ТП} - P_{p.ТП} \cdot tg\varphi_{\text{пред}}, \quad (41)$$

$$Q_{\text{треб.ТП}} = 2641,3 - 8977,5 \cdot 0,24 = 286,9.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Итоги расчёта приведены в в таблице 20.

Таблица 20 – УКРМ в сети 0,4 кВ

Питаемые ТП	tgφ	Q _{тр} , квар	Мощность КУ, квар
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 11-13-14-12-10	0,25	308,4	2x155
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 ТП 11-13-14-12-10	0,24	286,9	300

По результатам расчёта выяснена необходимость в установке компенсирующего устройства УКРМ АКУ-10-155-25-У3 325 квар при однопетлевой схеме и на 300 при двухпетлевой схеме построения сети.

8 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ПОСТРОЕНИЯ СЕТИ 10 КВ

Потери мощности для сети 10 кВ определяются по выражению:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{P_{Л}^2 + Q_{Л}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R \cdot T, \quad (42)$$

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

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

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

T – количество часов максимума нагрузки, 5000 ч для Амурской области.

Определяются совокупные потери при нормальном и аварийном режимах для каждой сети 10 кВ.

Справочные данные используются из источника [14], итоги расчётов помещены в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчёт потери электроэнергии в распределительной сети 10 кВ

Питаемые ТП	$P_{Р\text{ КЛ}}$, кВт	$Q_{Р\text{ КЛ}}$, кВар	L, м	$F_{\text{ КЛ}}$, мм ²	$R_{\text{ КЛ}}$, Ом/км	$\Delta W_{\text{ КЛ}}$, кВт*ч
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9 11-13-14-12-10-	9105.566	2607.622	5211.81	3x240	0.129	1197146.8
ТП 11-13-14-12-10	8977.456	2461.325	3425.1	3x150	0.206	422899.8
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9			1947.9	3x70	0.443	33054.3

В стоимостном выражении издержки потерь электроэнергии составляют при тарифе покупки потерь электроэнергии на первое полугодие 2025 года $T_{\text{ээ}} = 2548$ руб/МВтч, [10], вычисляются посредством формулы (32).

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сумм}} \cdot T_{\text{ээ}}; \quad (43)$$

$$I_{\Delta W \text{ ОДНОЦЕП.}} = 1197146,8 \cdot 10^{-3} \cdot 2548 = 3,05 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{\Delta W_{\text{ДВУХЦЕП}}} = (422899,8 + 33054,3) \cdot 10^{-3} \cdot 2548 = 1,16 \text{ млн.руб.}$$

На основании чего делается выбор в пользу двухцепной схемы построения сети.

Питание ПС от ПС 35/10 осуществляется по резервированным кабельным линиям 10 кВ, в схеме применяется кабели марки АПВПБ 3х150 и 3х70, рисунок 5.

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 35 КВ

Питание ПС производится посредством присоединения к ЛЭП 35 кВ.

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа АС-70/11

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчётным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [3]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (44)$$

где I_p – расчётный ток в сечении;

Расчётный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению с учетом возможного резервирования фидеров между собой:

$$I_p = \frac{S_p \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (45)$$

Проводим расчёт тока в сечении фидер 5:

$$I_p = \frac{8944,82}{\sqrt{3} \cdot 35} = 148 \text{ A}$$

Определяем экономическое сечение проводов согласно ПУЭ п. 1.3.25:

Для полученного значения подбираем по ПУЭ п. 1.3.25: соответствующее сечение АС-70/11 номинальным напряжением 35 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×70 которое имеет длительно допустимый ток 165 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчёт и выбор проводника для фидера №21, результаты приведены в таблице 10:

Таблица 22 – Выбор проводников ВЛ

I_p (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)	Р _{уд} , Ом/км	Х _{уд} , Ом/км	L, км	Р _{р.кл.} , кВт	Q _{р.кл.} , кВАр	tgφ
148	3×АС-70	165	0.595	0,405	0,08	8944.821	2166.501	0.24

Вычисляем потери напряжения по участкам по формуле 6-18 [Л1, с.126]

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_H} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (46)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 165 \cdot 0.08 \cdot \frac{100}{35 \cdot 10^3} \cdot (0.595 \cdot 0.97 + 0.405 \cdot 0.23) = 0,04\%,$$

Принимаем провод АС-70/11. Для данного типа провода выбираем опоры типа П35-1.

10 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

На рисунке 2 приведена схема ЗРУ 10 кВ ПС 35/10 кВ, используется одна секционированная система шин 10 кВ [28].

Конструкция представляет собой отдельно стоящее кирпичное здание с ячейками КРУ 10 кВ, шкафами 0,4 кВ, ТСН, вспомогательными помещениями, рисунок 6.

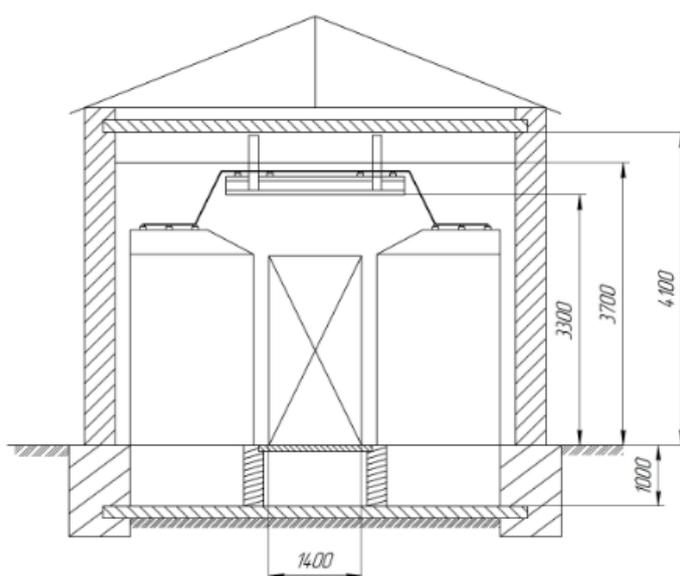
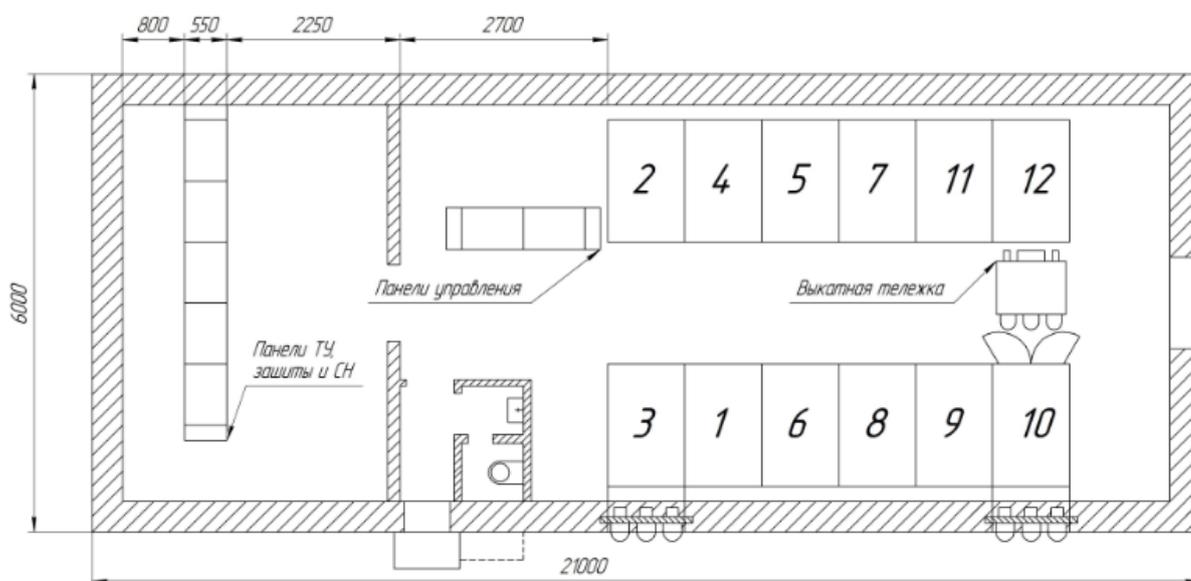


Рисунок 6 – План (сверху) и разрез (снизу) ЗРУ 10 кВ ПС 35/10 кВ

11 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

11.1 Расчёт токов КЗ в сети 35 кВ

На рисунке 7 указана схема замещения и обозначены точки короткого замыкания, для которых выполняется расчёт в сети 35-0,4 кВ.

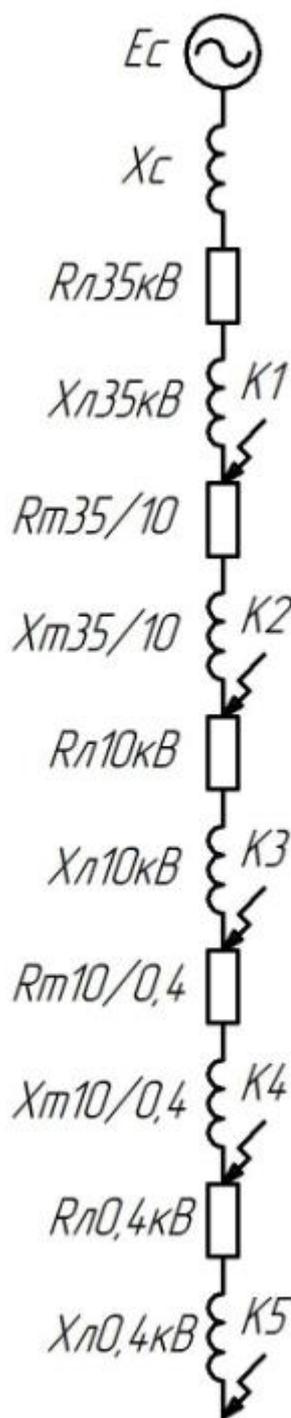


Рисунок 7 – Схема замещения сети для расчёта токов КЗ

Используется методика расчёта [25]. Для расчёта принимается КЗ на шинах 35 кВ Новотроицкой ПС, равный 2 кА:

$$x_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{ocB}^{(3)}}, \quad (47)$$

где U_{BH} - напряжение стороны ВН 35 кВ;

$I_{ocB}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя на ПС $I_{ocB}^{(3)} = 20$ кА.

$$x_c = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2} = 1,01.$$

Участки линий вводятся своими сопротивлениями, Ом:

$$X_{Л} = \frac{x_{y\delta} \cdot L}{n}, \quad (48)$$

$$R_{Л} = \frac{r_{y\delta} \cdot L}{n}, \quad (49)$$

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

L – длина участка, км;

n – количество параллельных линий.

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

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

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (51)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}. \quad (52)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}. \quad (53)$$

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 35 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}. \quad (54)$$

Для ПС выполним расчёт относительно точки К1.

Сопротивления участка линии 35 кВ, Ом:

$$R_{\text{ПЛ}} = \frac{0,275 \cdot 12}{3} = 1,1$$

$$X_{\text{ПЛ}} = \frac{0,029 \cdot 12}{3} = 0,114$$

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,1)^2 + (1,01+0,114)^2}} = 3,67 \text{ кА}.$$

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{1,01+0,114}{1,1 \cdot 314} = 0,003 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y0} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,046.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y0} = 1,046 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,76 = 5,43 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 35 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,67 = 3,18 \text{ кА}.$$

Итоги расчёта помещаем в таблицу 23.

Таблица 23 – Итоги расчёта токов короткого замыкания для точки К1 в сети 35 кВ

Рл, Ом	X_{Σ} , Ом	$I_{по}^{(3)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$i_{уд}$	$I_{по}^{(2)}$, кА
1,1	1,124	3,67	0.003	1,046	5,43	3,18

11.2 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Схожим образом, находим токи короткого замыкания для точки К2, но для данной точки КЗ сопротивление системы приводится к напряжению 10 кВ. Ток однофазного КЗ рассчитывается для проверки чувствительности вставок предохранителей, автоматических выключателей, кА:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (55)$$

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

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

$R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3.5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$.

Результаты расчёта помещены в таблице 24.

Таблица 24 – Итоги расчёта токов КЗ для точки К2 в сети 10 кВ

S_T , МВА	R_T , Ом	X_T , Ом	$I_{поТП}^{(3)}$, кА	$I_{поТП}^{(1)}$, кА	$I_{удТП}$, кА
2х6300	0,11	1,19	12,8	4,42	6,25

11.3 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Схожим образом, находим токи короткого замыкания для точек К4 и К5, но для данной точки К5 сопротивление системы приводится к напряжению 0,4 кВ. Результаты указываем в таблицах 25 и 26.

Таблица 25 – Результаты расчёта токов КЗ для точки К3 в сети 10 кВ

№ ТП	R_{Σ} , Ом	X_{Σ} , Ом	$I_{по}^{(3)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$i_{уд}$	$I_{по}^{(2)}$, кА
ТП-1	0.17	0.06	4.41	0.02	1.61	10.07	3.82
ТП-2	0.14	0.05	4.52	0.02	1.67	10.66	3.92
ТП-3	0.11	0.04	4.63	0.03	1.73	11.31	4.01
ТП-4	0.1	0.04	4.67	0.03	1.75	11.54	4.04
ТП-5	0.07	0.03	4.79	0.05	1.82	12.31	4.15
ТП-6	0.04	0.01	4.9	0.08	1.89	13.08	4.24
ТП-7	0.06	0.02	4.8	0.05	1.82	12.35	4.15
ТП-8	0.05	0.02	4.87	0.07	1.87	12.88	4.22
ТП-9	0.02	0.01	4.97	0.14	1.93	13.57	4.3
ТП-10	0.06	0.01	4.8	0.05	1.82	12.38	4.16
ТП-11	0.08	0.02	4.72	0.04	1.78	11.86	4.09
ТП-12	0.13	0.03	4.54	0.02	1.67	10.72	3.93
ТП-13	0.16	0.03	4.43	0.02	1.61	10.11	3.84
ТП-14	0.19	0.04	4.36	0.02	1.57	9.7	3.77

Таблица 26 – Итоги расчёта токов КЗ для точки К2 в сети 10 кВ

№ ТП	S_T , МВА	R_T , Ом	X_T , Ом	$I_{поТП}^{(3)}$, кА	$I_{поТП}^{(1)}$, кА	$I_{удТП}$, кА
ТП-1	630	0.003	0.014	6.26	2.67	3.95
ТП-2	1000	0.002	0.009	7.44	2.93	4.34
ТП-3	1000	0.002	0.009	7.71	3.12	4.76
ТП-4	1000	0.002	0.009	7.81	3.19	4.93
ТП-5	1000	0.002	0.009	8.12	3.42	5.66
ТП-6	1000	0.002	0.009	8.41	3.66	6.73
ТП-7	1000	0.002	0.009	8.13	3.43	5.71
ТП-8	630	0.003	0.014	7.08	3.43	6.28
ТП-9	630	0.003	0.014	7.26	3.62	7.4
ТП-10	630	0.003	0.014	7.04	3.31	5.66
ТП-11	630	0.003	0.014	6.92	3.18	5.15
ТП-12	630	0.003	0.014	6.63	2.88	4.33
ТП-13	630	0.003	0.014	6.45	2.72	3.99
ТП-14	630	0.003	0.014	6.33	2.61	3.79

Произведем расчёт схожим образом для всех ТП, итоги расчёта показываем в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчёта токов КЗ для точки К5 в сети 0,4 кВ

№ ТП	Точка	Номер потребителя	$I^{(3)}_{\text{поВРУ}}, \text{кА}$	$i^{(3)}_{\text{удВРУ}}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{\text{поВРУ}}, \text{кА}$	$i^{(1)}_{\text{удВРУ}}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1	Эл.Б	2,4,6,8,10,12,16,14	1.79	2.57	0.55	0.77
	Эл.Уд	19,21,23,25,27,29	1.46	2.07	0.41	0.58
ТП-2	Эл.Б	32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	2.18	3.22	0.72	1.02
	Эл.Уд	91, 92, 93, 96, 70, 72	1.44	2.04	0.4	0.56
ТП-3	Эл.Б	89, 98, 130, 129, 131, 127, 128, 133, 135	2.33	3.39	0.74	1.04
	Эл.Уд	102, 100, 98, 095, 165, 167, 169	1.61	2.29	0.45	0.64
ТП-4	Эл.Б	144, 146, 148, 150, 119, 121, 123, 125	2.49	3.66	0.81	1.15
	Эл.Уд	157, 159, 161, 143, 145, 147, 149	1.53	2.16	0.42	0.6
ТП-5	Эл.Б	261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	2.02	2.92	0.63	0.89
	Эл.Уд	213, 215, 235, 233	1.38	1.95	0.37	0.52
ТП-6	Эл.Б	248, 250, 252, 253, 274, 276, 278, 280, 282	2.25	3.25	0.7	0.99
	Эл.Уд	217, 219, 220, 237, 239, 241, 243	1.46	2.07	0.4	0.57
ТП-7	Эл.Б	303, 304, 300, 223, 224, 225, 306, 308, 310, 312	2.64	3.96	0.91	1.28
	Эл.Уд	204, 206, 226, 227, 228, 314, 318, 320, 322	1.86	2.66	0.54	0.77
ТП-8	Эл.Б	307, 309, 311, 313, 315, 317, 324, 325, 327, 329	2.43	3.66	0.85	1.2
	Эл.Уд	323, 326, 334, 336	0.91	1.29	0.24	0.34
ТП-9	Эл.Б	364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	2.05	3.04	0.69	0.98
	Эл.Уд	352, 350, 348, 359, 361, 358	1.41	1.99	0.39	0.55

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7
ТП-10	Эл.Б	392, 394, 396, 411, 413, 415, , 390	1.95	2.79	0.59	0.83
	Эл.Уд	398, 417, 419, 421, 423	1.33	1.89	0.36	0.51
ТП-11	Эл.Б	376, 378, 380, 382, 399, 400, 401, 403	2.31	3.4	0.76	1.08
	Эл.Уд	402, 404, 406, 426, 428	1.19	1.68	0.32	0.45
ТП-12	Эл.Б	441, 443, 445, 465, 467, 469, 447, 463	2.31	3.4	0.76	1.08
	Эл.Уд	474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	1.78	2.56	0.54	0.77
ТП-13	Эл.Б	427, 429, 431, 433, 435, 437, 439, 452, 453, 455, 459, 461	2	2.91	0.64	0.91
	Эл.Уд	462, 464, 487, 489, 491,	1.26	1.79	0.34	0.48
ТП-14	Эл.Б	494, 496, 498, 500, 512, 513, 515, 517, 502, 519,	2.11	3.09	0.68	0.97
	Эл.Уд	522, 524, 526, 528, 530, 534	1.52	2.16	0.43	0.61

12 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Требуется проверить фидеры 10 кВ на термическую стойкость к воздействию токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле для ТП-1:

$$F_{терм.} = \frac{\sqrt{I_{КЗ}^2 \cdot 10^6 \cdot t_n}}{K_T}, \quad (56)$$

$$F_{терм.} = \frac{\sqrt{(3,54)^2 \cdot 10^6 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,1)}}{95} = 47 \text{ мм}^2,$$

где $I_{КЗ}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_n – приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,045 с), с учётом ступени селективности 0,1 с;

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Итоги расчётов помещены в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия до ТП	$I^{(3)}$ _{по} , кА	$F_{терм.}$	$F_{кл.факт}$
1	2	3	4
ТП-1	4.41	18	150
ТП-2	4.52	19	150
ТП-3	4.63	19	150
ТП-4	4.67	19	150
ТП-5	4.79	20	150
ТП-6	4.90	20	150
ТП-7	4.8	20	150
ТП-8	4.87	20	150
ТП-9	4.97	21	150
ТП-10	4.80	20	70

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ТП-11	4.72	20	70
ТП-12	4.54	19	70
ТП-13	4.43	18	70
ТП-14	4.36	18	70

Все ранее выбранные сечения линий удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

13 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

13.1 Выключатели нагрузки 35 кВ ПС

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 35 кВ ПС. Принимается номинальная мощность в ходе выбора предохранителей при нахождении тока на стороне ВН ТП:

$$I_P = \frac{2 \cdot S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (59)$$

$$I_P = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 208 \text{ A},$$

$$I_P \leq I_{ном}, \quad (60)$$

$$208 \text{ A} \leq 1250 \text{ A}$$

Паспортные данные использованы из источника [6]. Итоговые данные укажем в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор выключатели нагрузки 35 ПС

№ ТП	$S_{расч}$, кВА	$I_{расч}$, А	Выключатели нагрузки	
			$I_{НОМ}$, А	Тип выключателя
ПС	6300	208	1250	ВВУ-СЭЩ 35 кВ

Выключатели нагрузки проверяются по следующим условиям:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о.к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (61)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045 \text{ с}$.

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} , \quad (62)$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{кА}^2\text{с},$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости (берётся из паспорта $I_{\text{терм}} = 20$ кА);

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ (берётся из паспорта $t_{\text{терм}} = 1$ с).

Наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ равен 12,8 кА:

$$B_{\text{К}} = 12,8^2 \cdot (0,045 + 0,007) = 8,52 \text{кА}^2\text{с};$$

2. По динамической стойкости:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}} . \quad (63)$$

Результаты проверки выбор подтверждают.

13.2 Выключатели нагрузки 10 кВ ТП

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 10 кВ ТП. Предохранитель и разъединитель, размещённые на одной раме, представляют собой выключатель нагрузки. Принимается номинальная мощность одного трансформатора ТП-9 в ходе выбора предохранителей при нахождении тока на стороне ВН ТП:

$$I_{\text{P}} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73 \text{ А},$$

$$73 \text{ А} \leq 83 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-102-10-80-У3

Паспортные данные использованы из источника [6]. Итоговые данные укажем в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор выключателя нагрузки 10 кВ

№ ТП	S_T , кВА	$I_{РАСЧ}$, А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП		Выключатели нагрузки		
			$I_{НОМ}$, А	Тип предохранителя	I_H , А	$I_{НОМ}$, А	Тип выключате- ля
ТП-1	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-2	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-3	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-4	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-5	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-6	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-7	1000	115	160	ПКТ102– 10У3	160	400	ВНАп-10/400
ТП-8	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-9	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-10	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-11	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-12	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-13	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400
ТП-14	630	73	80	ПКТ102– 10У3	80	400	ВНАп-10/400

Выключатели нагрузки проверяются по следующим условиям:

3. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) , \quad (64)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045$ с.

$$B_{КНОМ} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (65)$$

$$B_{КНОМ} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{кА}^2 \text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (берётся из паспорта $I_{терм} = 20$ кА);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (берётся из паспорта $t_{терм} = 1$ с).

Наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ получен для ТП-2, поэтому выполняется проверка выключателя нагрузки для ТП-2:

$$V_k = 4,83^2 \cdot (0,045 + 0,007) = 1,28 \text{ кА}^2\text{с};$$

4. По динамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин} \cdot \quad (62)$$

Для остальных ТП результаты проверки сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$V_{кр}, \text{кА}^2\text{с}$	$V_{кн}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{дин}, \text{кА}$
ТП-1	1.47	400	3.95	51
ТП-2	1.63	400	4.34	51
ТП-3	1.85	400	4.76	51
ТП-4	1.95	400	4.93	51
ТП-5	2.40	400	5.66	51
ТП-6	3.33	400	6.73	51
ТП-7	2.44	400	5.71	51
ТП-8	3,00	400	6.28	51
ТП-9	4.83	400	7.40	51
ТП-10	2.45	400	5.66	51
ТП-11	2.11	400	5.15	51
ТП-12	1.65	400	4.33	51
ТП-13	1.48	400	3.99	51
ТП-14	1.39	400	3.79	51

13.3 Автоматические выключатели 0,4 кВ ТП

Расчётный ток определяет условия выбора автоматических выключателей:

$$I_{ном. расч} \geq I_p, \quad (63)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для ТП-1:

$$1600 \text{ A} \geq 1495 \text{ A},$$

Справочные данные используются из источника [7], итоги расчётов помещены в таблицу 32.

Таблица 32 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	S, кВА	I _{Р АВТ} , А	I _{ном. расц} , А	Марка выключателя
ТП-1	508.56	1271	1600	ВА55-43
ТП-2	806.88	2017	3200	ВА-45
ТП-3	815.35	2038	3200	ВА-45
ТП-4	814.97	2037	3200	ВА-45
ТП-5	768.57	1921	2000	ВА55-43
ТП-6	769.04	1923	2000	ВА55-43
ТП-7	738.3	1846	2000	ВА55-43
ТП-8	505.87	1265	1600	ВА55-43
ТП-9	506.74	1267	1600	ВА55-43
ТП-10	524.13	1310	1600	ВА55-43
ТП-11	503.1	1258	1600	ВА55-43
ТП-12	500.36	1251	1600	ВА55-43
ТП-13	507.15	1268	1600	ВА55-43
ТП-14	519.6	1299	1600	ВА55-43

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ и чувствительность к токам КЗ являются основными условиями проверки автоматических выключателей:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I_{по}^{(1)}, \quad (64)$$

где $I_{уст.эм.расц}$ - электромагнитный расцепитель со своей уставкой задается данным током [7], А.

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц}, \quad (65)$$

где $k_{т.расц}$ - выбирается из диапазона от 1 до 10, кратность тока расцепителя подбирается так, чтобы уставка срабатывания чувствовала однофазное КЗ.

Предварительно выбран выключатель автоматический ВА56-43 на ТП-1, проверим его по условиям проверки:

$$I_{отк} = 55 \text{ кА},$$

$$I_{расц} = 1600 \text{ А},$$

$$k_{т.расц.} = 1.$$

Токи КЗ:

$$I_{но}^{(3)} = 4,97 \text{ кА},$$

$$I_{но}^{(1)} = 4,30 \text{ кА}.$$

1) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} = 4,83 \text{ кА} \leq I_{отк} = 55 \text{ кА}.$$

2) по чувствительности к токам КЗ:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} = 1,25 \cdot \frac{I_{расц}}{k_{т.расц.}} = 1,25 \cdot \frac{1,6}{1} = 2 \text{ кА}$$

$$2 \text{ кА} \leq I_{но}^{(1)} = 4,3 \text{ кА}.$$

Для остальных ТП расчёт проводится схожим порядком, итоги расчёта указаны в таблице 33

Таблица 33 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка АВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка АВ по чувствительности к токам КЗ				
	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	$I_{\text{по}}^{(3)} < I_{\text{отк}}$	$I_{\text{расц}}$, А	$I_{\text{по}}^{(1)}$, кА	$k_{\text{т.расц.}}$	$I_{\text{уст.эм.расц}}$, кА	$1,25 \cdot I_{\text{расц}} < I_{\text{по}}^{(1)}$
ТП-1	6.26	55	6.26<55	1600	2.67	1	2	2<2.67
ТП-2	7.44	55	7.44<55	3200	2.93	1	4	4<2.93
ТП-3	7.71	55	7.71<55	3200	3.12	1	4	4<3.12
ТП-4	7.81	55	7.81<55	3200	3.19	1	4	4<3.19
ТП-5	8.12	55	8.12<55	2000	3.42	1	2.5	2,5<3.42
ТП-6	8.41	55	8.41<55	2000	3.66	1	2.5	2,5<3.66
ТП-7	8.13	55	8.13<55	2000	3.43	1	2.5	2,5<3.43
ТП-8	7.08	55	7.08<55	1600	3.43	1	2	2<3.43
ТП-9	7.26	55	7.26<55	1600	3.62	1	2	2<3.62
ТП-10	7.04	55	7.04<55	1600	3.31	1	2	2<3.31
ТП-11	6.92	55	6.92<55	1600	3.18	1	2	2<3.18
ТП-12	6.63	55	6.63<55	1600	2.88	1	2	2<2.88
ТП-13	6.45	55	6.45<55	1600	2.72	1	2	2<2.72
ТП-14	6.33	55	6.33<55	1600	2.61	1	2	2<2.61

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

13.4 Рубильники 0,4 кВ ТП

Расчётный ток определяет условия выбора рубильников:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}, \quad (66)$$

где $I_{\text{р}}$ – максимальный рабочий ток.

Для ТП-1:

$$1600 \text{ А} \geq 1271 \text{ А},$$

Справочные данные используются из источника [8], итоги расчётов помещены в таблицу 34.

Таблица 34 - Выбор рубильников 0,4 кВ

№ ТП	I_p, A	$I_{ном.}, A$	Марка рубильника
ТП-1	1271	1600	РЕ 19-43
ТП-2	2017	2500	РЕ 19-45
ТП-3	2038	2500	РЕ 19-45
ТП-4	2037	2500	РЕ19-45
ТП-5	1921	2000	РЕ 19-44
ТП-6	1923	2000	РЕ 19-44
ТП-7	1846	2000	РЕ19-44
ТП-8	1265	1600	РЕ 19-43
ТП-9	1267	1600	РЕ 19-43
ТП-10	1310	1600	РЕ19-43
ТП-11	1258	1600	РЕ 19-43
ТП-12	1251	1600	РЕ 19-43
ТП-13	1268	1600	РЕ19-43
ТП-14	1299	1600	РЕ 19-43

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ является основными условиями проверки рубильников:

$$I^{(3)}_{по} = 2,7кА \leq I_{отк} = 55 кА.$$

Справочные данные используются из источника [8], итоги расчётов помещены в таблицу 35.

Таблица 35 – Проверка рубильников 0,4 кВ

№ ТП	$I^{(3)}_{по}, кА$	$I_{отк}, кА$	$I^{(3)}_{по} < I_{отк}$
ТП-1	6.26	55	6.26 < 55
ТП-2	7.44	55	7.44 < 55
ТП-3	7.71	55	7.71 < 55
ТП-4	7.81	55	7.81 < 55
ТП-5	8.12	55	8.12 < 55
ТП-6	8.41	55	8.41 < 55
ТП-7	8.13	55	8.13 < 55
ТП-8	7.08	55	7.08 < 55
ТП-9	7.26	55	7.26 < 55
ТП-10	7.04	55	7.04 < 55
ТП-11	6.92	55	6.92 < 55
ТП-12	6.63	55	6.63 < 55
ТП-13	6.45	55	6.45 < 55
ТП-14	6.33	55	6.33 < 55

Проверенные рубильники на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому их принимаем к установке.

13.5 Предохранители 0,4 кВ ТП

Расчётный ток определяет условия выбора предохранителей. Для защиты фидеров 0,4 кВ используем предохранители марки ПН-2.

Условие выбора:

$$I_{расч} \leq I_{вст} \leq I_{номПР}, \quad (67)$$

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

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Справочные данные используются из источника [6], итоги расчётов помещены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

Объект	$I_{расч}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4
ТП-1			
1,3,5,7,9,11,13,15,17	206	250	ПН2-250
19,21,23,25,27,29	135	160	ПН2-250
2,4,6,8,10,12,16,14	183	200	ПН2-250
18,20,22,24,26,28,30,31	182	200	ПН2-250
ТП-2			
33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	280	315	ПН2-400
32, 88, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71	280	315	ПН2-400
45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54	229	250	ПН2-250
73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	204	250	ПН2-250
91, 92, 93, 96, 70, 72	135	160	ПН2-250
ТП-3			
55, 56, 57, 58, 59, 60, 94, 97	182	200	ПН2-250
87, 86, 85, 84, 83, 82, 99, 101	181	200	ПН2-250

1	2	3	4
89, 98, 130, 129, 131, 127, 128, 133, 135	203	250	ПН2-250
103, 105, 107, 109, 111, 132, 134, 136	180	200	ПН2-250
102, 100, 98, 095, 165, 167, 169	158	160	ПН2-250
104, 106, 108, 110, 112, 171, 173, 175, 177, 179	229	250	ПН2-250
ПН-4			
164, 163, 154, 156, 158, 160, 162, 153, 155,	207	250	ПН2-250
152, 151, 137, 139, 141, 151	135	160	ПН2-250
157, 159, 161, 143, 145, 147, 149	158	160	ПН2-250
142, 140, 138, 117, 115, 113	134	160	ПН2-250
144, 146, 148, 150, 119, 121, 123, 125	180	200	ПН2-250
118, 116, 114, 185, 183, 181	135	160	ПН2-250
120, 122, 124, 126, 187, 189, 191, 193	182	200	ПН2-250
ПН-5			
214, 215, 216, 217, 210, 208	135	160	ПН2-250
207, 209, 211, 231, 229, 221	134	160	ПН2-250
213, 215, 235, 233	89	100	ПН2-250
218, 219, 220, 221, 218, 216, 214, 212	182	200	ПН2-250
254, 256, 258, 260, 222, 230, 232	158	160	ПН2-250
263, 265, 289, 288, 234, 236, 262, 264	182	200	ПН2-250
261, 259, 257, 255, 287, 286, 285, 284	183	200	ПН2-250
ПН-6			
217, 219, 220, 237, 239, 241, 243	159	160	ПН2-250
245, 247, 249, 251, 244, 246,	135	160	ПН2-250
242, 240, 238, 266, 268, 270, 272	157	160	ПН2-250
248, 250, 252, 253, 274, 276, 278, 280, 282	203	250	ПН2-250
273, 271, 269, 267, 290, 291, 292, 293	181	200	ПН2-250
275, 277, 279, 281, 283, 294, 295, 296, 297, 298	229	250	ПН2-250

1	2	3	4
ТП-7			
166, 168, 170, 172, 174, 176, 178, 180, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201	356	400	ПН2-400
184, 186, 188, 190, 192, 203, 205 , 182, 202, 299, 300	252	315	ПН2-400
303, 304, 30, 223, 224, 225, 306, 308, 310, 312	226	250	ПН2-250
204, 206, 226, 227, 228, 314, 318, 320, 322	205	250	ПН2-250
ТП-8			
307, 309, 311, 313, 315, 317, 324, 325, 327, 329	227	250	ПН2-250
319, 321, 333, 301, 302, 341, 343, 345, 347	206	250	ПН2-250
323, 326, 334, 336	89	100	ПН2-250
330, 332, 338, 339, 337, 335, 328, 331	183	200	ПН2-250
ТП-9			
340, 342, 344, 346, 349, 351, 353, 355	182	200	ПН2-250
352, 350, 348, 359, 361, 358	135	160	ПН2-250
354, 356, 357, 367, 369, 371, 373	157	160	ПН2-250
364, 366, 368, 370, 372, 363, 362, 360, 365, 374	233	250	ПН2-250
ТП-10			
389, 391, 393, 395, 397	113	125	ПН2-250
392, 394, 396, 411, 413, 415, , 390	157	160	ПН2-250
398, 417, 419, 421, 423	112	125	ПН2-250
436, 414, 416, 438, 418, 440	135	160	ПН2-250
420, 422, 424, 442, 444, 446, 425, 448, 450,	205	250	ПН2-250
ТП-11			
375, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 384,	183	200	ПН2-250
376, 378, 380, 382, 399, 400, 401, 403	180	200	ПН2-250

1	2	3	4
402, 404, 406, 426, 428	112	125	ПН2-250
405, 386, 407, 409, 410, 434, 432, 408, 430, 388, 412	228	250	ПН2-250
ТП-12			
441, 443, 445, 465, 467, 469, 447, 463	180	200	ПН2-250
451, 471, 473, 475, 477, 449	134	160	ПН2-250
468, 470, 472, 495, 497, 499, 466, 493	180	200	ПН2-250
474, 476, 478, 479, 501, 503, 505, 507, 509	207	250	ПН2-250
ТП-13			
427, 429, 431, 433, 435, 437, 439, 452, 453, 455, 459, 461	278	315	ПН2-400
454, 456, 458, 480, 481, 460	134	160	ПН2-250
462, 464, 487, 489, 491,	112	125	ПН2-250
482, 483, 485, 486, 488, 490, 492, 511,	183	200	ПН2-250
ТП-14			
494, 496, 498, 500, 512, 513, 515, 517, 502, 519,	228	250	ПН2-250
504, 506, 508, 510, 521, 523, 525, 527, 529	204	250	ПН2-250
533, 532, 531, 514, 516, 518, 520	157	160	ПН2-250
522, 524, 526, 528, 530, 534	135	160	ПН2-250

Принимается 3 условия проверки предохранителей:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{ВСТ} \leq 3 \cdot I_{дл.дон}. \quad (68)$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПЮ}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (69)$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$I^{(1)}_{no} \geq 3 \cdot I_{BCT}. \quad (70)$$

Для наглядности, выполняется проверка предохранителя на ТП 1.

Дальний потребитель в смысле электрического удаления – коттеджи 19,21,23,25,27,29, выбран предохранитель ПН-2-250, $I_{отк} = 100$ кА, $I_B = 125$ А. Длительно допустимый ток фидера по справочнику $I_{дл.дон} = 165$ А. Из расчётов токов КЗ выбраны параметры $I^{(3)}_{но} = 1,46$ кА, $I^{(1)}_{но} = 0,41$ кА.

Проверка:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{BCT} = 125 \leq 3 \cdot I_{дл.дон} = 3 \cdot 165 = 495 \text{ А.}$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I^{(3)}_{ПО} = 1,46 \text{ кА} \leq I_{отк} = 100 \text{ кА.}$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$3 \cdot I_{BCT} = 3 \cdot 0,125 = 0,375 \text{ кА} \leq I^{(1)}_{но} = 0,41 \text{ кА.}$$

Делается вывод о том, что выбранные предохранители отвечают всем условиям проверки. Справочные данные используются из источника [8], итоги расчётов помещены в таблицу 37.

Таблица 37 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

№ ТП	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			по чувствительности к токам КЗ		
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{вст.}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$3 \cdot I_B < I_{по}^{(1)}$
ТП-1	6.26	100	6.26<100	0,125	0.41	0,125<0.41
ТП-2	7.44	100	7.44<100	0,125	0.4	0,125<0.4
ТП-3	7.71	100	7.71<100	0,125	0.45	0,125<0.45
ТП-4	7.81	100	7.81<100	0,125	0.42	0,125<0.42
ТП-5	8.12	100	8.12<100	0,125	0.37	0,125<0.37
ТП-6	8.41	100	8.41<100	0,125	0.40	0,125<0.4
ТП-7	8.13	100	8.13<100	0,125	0.54	0,125<0.54
ТП-8	7.08	100	7.08<100	0,08	0.24	0,08<0.24
ТП-9	7.26	100	7.26<100	0,125	0.39	0,125<0.39
ТП-10	7.04	100	7.04<100	0,125	0.36	0,125<0.36
ТП-11	6.92	100	6.92<100	0,1	0.32	0,10<0.32
ТП-12	6.63	100	6.63<100	0,125	0.54	0,125<0.54
ТП-13	6.45	100	6.45<100	0,1	0.34	0,10<0,34
ТП-14	6.33	100	6.33<100	0,125	0.43	0,125<0.43

Проверенные предохранители на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому принимаем их к установке.

13.6 Выбор ЗРУ

В РУ-10 кВ ТП 1 выбираем, устанавливаем ЗРУ 10 кВ ПС 35/10 кВ оборудованное оборудованием производства завода «Самараэлектроцит», [25].

13.7 Выбор выключателей 10 кВ

В ЗРУ 10 кВ ПС 35/10 кВ применяются вакуумные выключатели ВВУ-СЭЦ-10. Выполняем проверку выключателей по термической устойчивости для каждой магистрали:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (70)$$

Линейные выключатели ТП-1:

$$B_k = 3,82^2 \cdot (0,03 + 0,007) = 0,54 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя,
принимаяем $t_{отк} = 0,03$ с.

$$B_{КНОМ} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (71)$$

$$B_{КНОМ} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$i_{a.НОМ} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{НОМ\text{ ОТКЛ}} , \quad (72)$$

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

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

$I_{НОМ\text{ ОТКЛ}}$ – номинальный ток отключения.

Проверка по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (73)$$

Линейные выключатели ТП 1:

$$\sqrt{2} \cdot 4,41 + 10,07 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$16,42 \leq 39,6 \text{ кА},$$

Справочные данные используются из источника [25], итоги расчётов помещены в таблицу 38.

Таблица 38 – Сравнение данных по выбору и проверке линейных выключателей 10 кВ ПС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 206 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,07 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 0,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,41 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,41 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 31,35 \text{ кА}$	$i_{ат} = 10,07 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВУ-СЭЦ-10-20/630 УХЛ1.

13.8 Выбор трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току:

$$I_{норм} \leq I_{Iном} ,$$

$$I_{max} \leq I_{Iном} .$$

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{Iном}, \tag{74}$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$BK \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (75)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная.- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (76)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{конт}$ ($r_{конт} = 0,1$ Ом):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (77)$$

Составляется таблица 39 с нагрузкой приборов во вторичной цепи трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 и 35 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5		0,5
2	Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,1		0,1
3	Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
4	Варметр	Д-335	0,5		0,5
5	Итого		1,6	-	1,6

Из таблицы 39 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Для напряжения 10 кВ выбираем марку трансформатора тока ТОЛ СЭЦ 10 кВ. Для напряжения кВ выбираем марку трансформатора тока ТОЛ СЭЦ 35 кВ.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_k = 3,17^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,09) = 6,38 \text{ кА}^2\text{с},$$

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1:

$$B_k = 4,24^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,09) = 11,41 \text{ кА}^2\text{с},$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 12,5 \text{ ВА}$.

Вычисляем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \tag{78}$$

$$Z_{2H10} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (79)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом,}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ (А - Алюминиевая токопроводящая жила, К – Контрольный, Р - Изоляция жил из резины, В - Оболочка из поливинилхлоридного пластика, Г - Отсутствие защитных покровов) с удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (80)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом,}$$

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

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (81)$$

$$r_2 = 0,1 + 0,035 + 0,064 = 0,196 \text{ Ом.}$$

Справочные данные используются из источника [7], итоги расчётов помещены в таблицу 40.

Таблица 40 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10; 35\text{кВ}$	$U_H = 10; 35\text{кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{НОМ}} = 200\text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 155\text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,4\text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,2\text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 1600\text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 6,38\text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к.}}$
$i_{\text{скв}} = 32\text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,25\text{кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

13.9 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ и 35 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (82)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (83)$$

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

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

При отсутствии разделения по фазам приборов вторичная нагрузка равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (84)$$

Условие выбора трансформаторов напряжения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (85)$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ для напряжения 10 кВ и ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III для напряжения 35 кВ, устанавливаемые на шинах ПС. За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности. Данные вносим в таблицу 41.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Количество катушек	Cosφ	Sinφ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	2	12	0,2	0,98	24	117,6
Итого						29	117,6

*-учитывается 2 линейных присоединения и 1 вводная

Вторичная нагрузка трансформатора согласно таблице:

$$P_{2\Sigma} = 29 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 117,6 \text{ Вар}, S_{2\Sigma} = 121,12 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчётных данных приведено в таблицах 42 и 43.

Таблица 42 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 121,12 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Таблица 43 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 121,12 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

14 РАСЧЁТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Существует приближенная формула с приемлемой погрешностью 10% в оценочных расчётах для нахождения величины ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (86)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 5,3}{10} = 7,16 \text{ А.}$$

Принимается УСЗ-3

15 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Для соблюдения норм надёжности и функционирования ПС необходимо, чтобы на ТП с трансформатором 630 кВА, . ТП с трансформатором 1000 кВА и ПС с трансфорами 2х6300 кВА было выполнено заземление, которое мы рассчитаем в данном разделе выпускной квалификационной работы.

Заземлитель собираем из вертикальных и горизонтальных стальных стержней номинальным диаметром 18 мм и длиной 3000 мм. На глубине 1 метра от уровня земли устанавливаются верхние участки заземляющих элементов. В этом же слое производится сварное соединение с горизонтальными электродами стержневого исполнения, изготовленными из идентичного по составу металлического материала [27]. По формуле находим сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (87)$$

Где l_B – длина вертикального электрода, м;

h_3 – глубина заложения электрода, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ – удельное сопротивление грунта принимаем 300 Ом·м;

d – диаметр электродов, м.

$$R_{ЭВ} = \frac{300}{3,14 \cdot 2 \cdot 3} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 3 \cdot (2 \cdot 1 + 3)}{0,025 \cdot (4 \cdot 1 + 3)} \right] = 92,1 \text{ Ом.}$$

По формуле находим сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5+l_{\Gamma}}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}}\right), \quad (88)$$

Где l_{Γ} – длина горизонтального электрода, м;

Длина горизонтального электрода определяется как:

$$l_{\Gamma} = (A+B+3)/2, \quad (89)$$

$$l_{\Gamma} = (2,5+5+3)/2 = 5,25 \text{ м}, \quad (90)$$

Где А, В – напрямую зависят от габаритов КТПК, м. Принимаем согласно каталогу [28].

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{300}{\pi \cdot 5,25} \cdot \ln\left(\frac{1,5+5,25}{\sqrt{2 \cdot 0,025 \cdot 1}}\right) = 62,0 \text{ Ом.}$$

Определим общее сопротивление заземлителя:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭВ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭГ}})}, \quad (91)$$

где $\eta = 0,75$ – коэффициент использования;

$n_{\text{В}}$ – число вертикальных электродов;

n_{Γ} – число горизонтальных электродов.

$$R = \frac{92,1 \cdot 62,0}{0,75 \cdot (14 \cdot 92,1 + 12 \cdot 62,0)} = 3,74 \text{ Ом.}$$

3,74 Ом < 4 Ом, заземлитель рассчитан верно.

Определим импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}}, \quad (92)$$

Где $\alpha_{\text{иВ}}$ – импульсный коэффициент вертикального электрода, $\alpha_{\text{иВ}} = 1$.

$$R_{\text{иВ}} = \frac{1 \cdot 92,3}{0,75 \cdot 14} = 8,79 \text{ Ом.}$$

Определим удельную индуктивность горизонтального электрода:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right), \quad (93)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{5,25}{0,0175} - 0,31 \right) = 1,08 \text{ мкГн/м}$$

$$\alpha_{\text{иГ}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (94)$$

где τ_{ϕ} – длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{\text{иГ}} = 1 + \frac{1,08 \cdot 5,25}{3 \cdot 2 \cdot 28,1} = 1,03$$

Определим импульсное сопротивление горизонтального электрода по формуле:

$$R_{иГ} = \alpha_{иГ} \cdot R_{эГ}, \quad (95)$$

$$R_{иГ} = 1,03 \cdot 62,0 = 63,55 \text{ Ом.}$$

$$R_{и} = \frac{R_{иВ} \cdot R_{иГ}}{\eta_{и} \cdot (n_{В} \cdot R_{иВ} + n_{Г} \cdot R_{иГ})}, \quad (96)$$

$$R_{и} = \frac{63,55 \cdot 8,79}{0,75 \cdot (14 \cdot 8,79 + 12 \cdot 63,55)} = 0,841 \text{ Ом.}$$

0,841 Ом < 9 Ом, заземлитель рассчитано верно.

Результаты расчёта для остальных типов подстанций сводим в таблицу

44.

Таблица 44. Заземление.

Тип подстанции	Глубина заложения электрода, $h_з$ м	Диаметр электродов d , м.	Длина вертикального электрода $l_в$, м;	Число вертикальных электродов $n_в$	Длина горизонтального электрода $l_г$, м;	Число горизонтальных электродов $n_г$	Общее сопротивление заземлителя R , Ом;	Импульсное сопротивление заземлителя $R_{и}$, Ом
ТП 1х630 кВА	1	0,025	3	14	5,25	12	3,74	0,841
ТП 1х1000 кВА	1	0,025	3	14	5,25	12	3,74	0,841
ПС 2х6300 кВА	1	0,025	0,75	4	56,5	1	3,11	7,69

16 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Согласно принципу встречного регулирования, на распределительном пункте важно обеспечивать уровень напряжения, составляющий не меньше 1,05 от стандартного показателя. Исходя из этого, напряжение на источнике питания устанавливается на отметке 10,5 киловольт. Вследствие такого подхода напряжение на отдалённых трансформаторных пунктах при штатных и чрезвычайных ситуациях будет следующим:

$$U_{ТПнорм} = (10,5 - \frac{\Delta U}{100} \cdot 10,5); \quad (97)$$

$$U_{ТПнорм} = (10,5 - \frac{2,59}{100} \cdot 10,5) = 10,19 \text{ кВ};$$

$$U_{ТПн/ав} = (10,5 - \frac{6,11}{100} \cdot 10,5) = 9,87 \text{ кВ}.$$

В результате расчётов видно, что отклонение напряжение на удаленных ТП не ниже 9 кВ (10 % от номинального значения), [2]. Необходимо использовать ПБВ $\pm 5\%$ при сезонных переключениях.

17.1 Расчёт релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени, [13].

Для линии ТП 2-ТП1 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита линий

Находится ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (98)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

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

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

$I_{р.мах.}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 325 = 340 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (99)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТШЛ-СЭЩ-10 – У2 с $I_{ном.} = 600$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (100)$$

$$k_m = \frac{600}{5} = 120,$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{120} \cdot 340 = 2,83 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (101)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,16}{2,83} = 2,53 \geq 1,5,$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [25]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t \quad (102)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (103)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;
 $I_{к.мах}^{(3)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 18,5 = 20,35 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (104)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{16,03}{20,35} = 0,79 < 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{сх} \frac{I_{с.з.}}{n_T}. \quad (105)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{20350}{120} = 169,6 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО: $t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с.}$

Защита от однофазных замыканий на землю

Заданный коэффициент чувствительности определяет ток срабатывания защиты, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{\text{ч}}, \quad (106)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – в сетях с изолированной нейтралью в случае повреждения будет протекать ток через трансформатор тока нулевой последовательности определенной величины, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (107)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 23,64$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю присоединения где применена защита.

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_{лин}}{10} , \quad (108)$$

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 5,3}{10} = 7,16.$$

Трансформатор тока нулевой последовательности будет проводить через себя ток, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 20,35 - 7,16 = 13,19.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 13,19 / 1,5 = 9 \text{ А.}$$

17.2 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном} \quad (109)$$

$$U_{c.з} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В.}$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \tag{110}$$

$$t_{ABP} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении, [25].

18 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Организация диспетчерско-технологического управления распределительного пункта напряжением 35/10 кВ, расположенного в населенном пункте Кантон-Коммуна, осуществлена согласно нормативному документу — «Руководящие указания по определению объема информационных потоков, разработке систем сбора и трансляции данных в электроэнергетике» (номер документа № 13861 ТМ, том 1, Москва, издательство ЭСП, издание 1991 г.). Электротехническое оборудование на уровне напряжения 10 кВ главной подстанции и трансформаторных пунктов включено в оперативное подчинение диспетчеру предприятия электрических сетей «Амурэнергосбыт», являющегося филиалом публичного акционерного общества «Дальневосточная энергетическая компания».

Система телемеханизации подстанции реализована посредством информационно-управляющего телемеханического комплекса «Гранит-микро», включающего набор специализированных функционально-модульных устройств. Поскольку общее количество установленных модулей, включая обязательные элементы типа модуль интерфейса процессора (МИП) и контроллер аналоговых измерений второго поколения (КАМ2), превышает восемь единиц, система должна быть собрана в коПСусе, состоящем из двух коПСусов устройства серии КП-микро.

Вся необходимая информация передается на автоматизированный оперативно-информационный комплекс оперативно-диспетчерской службы подразделения ПАО «ДЭК» («Амурэнергосбыт») по новым и имеющимся линиям связи. Канал передачи телеметрической информации и обмена данными обеспечивает передачу сведений на региональное диспетчерское управление области по линии Ethernet в формате протокола «Международная электротехническая комиссия 870-5-104». Информация также направляется в службу оперативного диспетчерского контроля упомянутого подразделения ПАО «ДЭК» («Амур-

энергосбыт») по выделенному каналу звуковой частоты с использованием модемов в диапазоне сверхзвуковых частот, функционирующих по стандарту протокола «Гранит».

В составе проекта 020.22.08-1-СС предусмотрено формирование центральной системы автономного энергоснабжения постоянным током (напряжением 48 вольт) и переменным током (220В, частота 50Гц) для потребностей систем коммуникации, телемеханики и автоматизированной информационной измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Эта система автономности оборудуется двумя шинами от панели собственных нужд, снабженных устройством автоматического ввода резерва (АВР) и дополнительно защищена резервным источником бесперебойного питания марки Eaton Powerware 9125 мощностью 5000 ВА.

В ситуации отключения основного электроснабжения, работа коммуникационного, телемеханического оборудования и комплексов учета энергии от источников бесперебойного питания гарантированно поддерживается минимум четыре часа подряд. Аппаратура телемеханики предполагается размещаться внутри специально спроектированных телекоммуникационных шкафов размерами 42U, шириной 800мм, глубиной 2000мм и высотой 1800мм производства фирмы Rittal.

Данные, передаваемые на диспетчерский пункт, приведены в таблице 45.

Таблица 45 — Перечень передаваемой информации

Наименование присоединения	Объем телеизмерений	Объем телесигнализации	Примечание
Линия 35 кВ, СВ 35 кВ Т1, Т2	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	ТС-ТУ выключателей	Передача информации в оперативно-диспетчерскую службу филиала ОАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт»
Линия 35 кВ, СВ 35 кВ Т1, Т2	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	АПС в расширенном объеме	Передача информации в оперативно-диспетчерскую службу филиала ОАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт»

19 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Основным технико-экономическим показателем проекта является срок окупаемости, который рассчитывается по формуле, год:

$$T_{OK} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{ч}} \quad (111)$$

где K_{Σ} - капитальные вложения, тыс.руб;

I_{AM} - амортизационные отчисления, тыс.руб;

$P_{ч}$ - чистая прибыль, тыс. руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = PP - I - H; \quad (112)$$

Где PP – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

I – издержки, тыс. руб.;

H – налог на прибыль. На 2025 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Потери мощности для сети 10 кВ определяются по выражению:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{P_{Л}^2 + Q_{Л}^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T, \quad (113)$$

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

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

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

T – количество часов максимума нагрузки, 5000 ч для Амурской области.
 Определяются совокупные потери при нормальном и аварийном режимах для каждой линии 10 кВ.

Справочные данные используются из источника [6], итоги расчётов помещены в таблицы 46

Таблица 46 – Расчёт потери электроэнергии в распределительной сети 10 кВ

Питаемые ТП	P_{PKL} , кВт	Q_{PKL} , кВАр	L , км	F_{KL} , мм ²	$\cos(\varphi)$	R_{KL} , Ом/км	ΔW_{KL} , кВт*ч
ТП 6-5-4-1-2-3-7-8-9	4950.272	1185.25	3,41	3x150	0,97	0.206	422900
ТП 11-13-14-12-10	2029.276	486.0295	1,9	3x70	0,97	0.443	33054

Потери мощности в сети 0,4 кВ определены ранее при расчёте сечений линии 0,4 кВ в таблице X: 535,06 кВт.

Потери мощности трансформаторах 10/0,4 кВ определены ранее при расчёте нагрузок 0,4 кВ в таблице X: 102,4 кВт.

Потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T, \quad (114)$$

$$\Delta W_{KЛ0,4} = 150,76 \cdot 5000 = 2675300 \text{ кВт*ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = 67,64 \cdot 5000 = 512000 \text{ кВт*ч.}$$

Суммарная величина потерь по сетям 10-0,4 кВ:

$$\Delta W_{сумм} = \Delta W_{KЛ0,4} + \Delta W_{TP} + \Delta W_{KЛ10}; \quad (115)$$

$$\Delta W_{сумм} = 2675300 + 512000 + 422900 + 33054 = 3643254 \text{ кВтч.}$$

В стоимостном выражении издержки потерь электроэнергии составляют при тарифе покупки потерь электроэнергии на первое полугодие 2025 года

$T_{\text{ээ}} = 2548 \text{ руб/МВтч}$, [10]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сумм}} \cdot T_{\text{ээ}}; \quad (116)$$

$$I_{\Delta W} = 3643254 \cdot 10^{-3} \cdot 2548 = 9283011,192 \text{ руб.} = 9,28 \text{ млн.руб.};$$

В качестве наиболее простого показателя проекта используем срок окупаемости проекта, определяемого по формуле, год:

$$T_{\text{ок.}} = Z / ПР, \quad (117)$$

где Z – затраты на сооружение сети, руб;

$ПР$ - прибыль от функционирования сети, руб, находится как:

$$ПР = ПОТР \cdot T, \quad (118)$$

где $ПОТР$ – потребление электроэнергии на рассматриваемом участке сети, кВтч, по заявке составляет 8300 МВт;

T – тариф на транспорт электроэнергии, принимаем 3,48 руб/кВтч, [25].

Капиталовложения в сооружение системы электроснабжения определяются по выражению, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{лэп}} + K_{\text{лс}}, \quad (119)$$

где $K_{\text{лэп}}$ - суммарные капиталовложения в строительство кабельных линий электропередачи, тыс.руб., определяемые по выражению:

$$K_{ЛЭП} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i, \quad (120)$$

где $k_{уд.i}$ – удельные капиталовложения единицы длины линии электропередачи;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс.руб., которые определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР}, \quad (121)$$

где $K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, тыс.руб.;

$K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов ТП, тыс.руб.

Сведем исходные данные для расчётов капиталовложений и суммарные затраты по каждому типу элементов электрической сети в таблицы 47 – 50.

Таблица 47 – Капиталовложения в линии электропередачи

Марка кабеля или провода	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км	Стоимость, руб./км	Всего, тыс. руб.
АВБШвнг	16	0.7428	740000	549.672
	25	1.4268	823000	1174.256
	35	2.7236	879000	2394.044
	50	10.806	993000	10730.36
	70	12.7144	1182000	15028.42
	95	12.1644	1309000	15923.2
	120	5.334	1480000	7894.32
	150	2.424	3219000	7802.856
	185	1.2036	1952000	2349.427
	Всего			63846,554

Таблица 48 – Капиталовложения в трансформаторные подстанции

Марка ТП	число	Стоимость, руб.	Всего, тыс. руб
КТПК 1х1000	6	1100000	6600
КТПК 1х630	8	800000	6400
	Всего		13000

Таблица 49 – Капиталовложения в РУ 35 кВ ПС

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб/шт	Всего, тыс. руб.
Комплекты РЗиА	2	1500000	3 000
Ячейка линейная с выключателем ВБУ-35	2	2600000	7 800
Трансформаторы ТМН 6300/35	2	16800000	33600
УКРМ 325 квар	1	233000	233
Измерительные трансформаторы	20	560000	11200
Шинопровод и порталы	1	2800000	2800
Всего			55656

Таблица 50 – Капиталовложения в линию 35 кВ

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб/шт	Всего, тыс. руб.
Провод АС-70/11	80	15000	1200
Опора ПС35-4	4	130000	520
Всего			1720

Капиталовложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента $K_{зон.}$, для ТП $K_{зон} = 1,3$, для ЛЭП $K_{зон} = 1,4$:

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон.} \quad (122)$$

$$K_{\Sigma} = ((63846,554 + 1720 + 13000) \cdot 1,4 + 55656 \cdot 1,3) = 166,0 \text{ тыс.руб.}$$

Определим издержки на амортизацию и эксплуатацию оборудования:

$$I_{AM} = 166,0 \cdot 0,05 = 8,3 \text{ млн.руб.}$$

Определим суммарные издержки

$$I = I_{AM} + I_{ДВ}, \quad (123)$$

$$I = 8,3 + 9,28 = 17,53 \text{ млн.руб.}$$

Прибыль и срок окупаемости:

$$PP = S_{\text{пот}} \cdot 5000 \cdot T \quad (124)$$

$$PP = 8010 \cdot 3,48 \cdot 5000 = 139,4 \text{ млн.руб.},$$

Определим расходы на подоходный налог:

$$H = 0,2 \cdot (PP - I); \quad (125)$$

$$H = 0,2 \cdot (139,4 - 17,53) = 24,4 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль, млн. руб.:

$$П_{\text{ч}} = 139,4 - 24,4 - 17,53 = 97,47 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем срок окупаемости:

$$T_{\text{ок.}} = \frac{166,0}{97,47} \approx 1,7 \text{ год}$$

Предварительный срок окупаемости удовлетворительный.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данная квалификационная работа представляет собой комплекс расчётов по проектированию системы электроснабжения коттеджной застройки посёлка Кантон-Коммуна, расположенного в Амурской области. Организация электроснабжения коттеджной застройки подразумевает, помимо прочего, организацию освещения общественных пространств, которую требуется выполнять в соответствии с действующими нормами для осуществления потенциальной безопасности проживающего населения. Организация строительных и эксплуатационных работ должна учитывать действующие экологические требования. Помимо прочего, требуется рассмотреть меры защиты электроустановок от характерного для местности расположения затопления паводковыми водами.

19.1 Безопасность

Безопасность при уличном освещении заключается в создании оптимальных условий видимости и минимизации потенциальных опасностей. Это включает в себя соблюдение норм освещённости, предотвращение ослепления, использование безопасных материалов и конструкций, а также правильный выбор светильников и их расположение.

Руководствуясь СП 52.13330.2016 организация освещения системы общественного пространства в сельском помещении необходимо осуществлять с применением источников света, количество которых определяется из расчёта нормы освещённости [11]. Рациональным с технологической и экономической точки зрения являются светодиодные светильники, отличающиеся низким энергопотреблением и высоким сроком службы.

Рассмотрим преимущественные характеристики светодиодных светильников, обеспечивающие безопасность движения по освещаемому пространству:

- В первую очередь, преимуществом является низкая частота световой пульсации. В отличие от газоразрядных источников света, чья пульсация достигает 80-100%, что повышает утомляемость зрения человека и может вызвать стробоскопический эффект. У LED светильников же пульсация не выходит за рамки 10-20%.
- Вторым критерием является Индекс цветопередачи. Для светодиодных светильников он составляет 70-90%, для ртутных ламп – 40-60%, у натриевых же – 30-40%. Принимая во внимание особенности сумеречно-го зрения человека, это повышает уровень зрительного восприятия объектов, что, в свою очередь, положительно сказывается на скорости реакции участников движения.
- Стабильность работы при температурах до -50 градусов по Цельсию, в отличие от ртутных (ДРЛ) и натриевых (ДНаТ) газоразрядных ламп позволяет использовать для надёжного обеспечения круглогодичного уличного освещения.
- Мгновенное включение при подаче питающего напряжения, как первичном, так и при повторном. В то время, как у газоразрядным лампам требуется время для остывания газа после предыдущего включения.
- Немаловажным преимуществом является отсутствие, как такового, пускового тока, так как при запуске светодиодных светильников рабочий ток превышает номинальный не больше 15-20%. У газоразрядных светильников же пусковой ток на 200-300% больше номинального. Данная особенность позволяет организовать более экономичное и надёжное питание источников света.
- При повышении входного напряжения LED светильник сохраняет потребление мощности на практически прежнем уровне, в отличие от газо-

разрядных источников, чьё энергопотребление возрастает. А срок службы неуклонно снижается.

- Светодиодные светильники безопасны при монтаже, эксплуатации и последующей утилизации, так как не содержат соединений ртути, необходимой для работы газоразрядных источников света [12].

Согласно СП 52.13330.2016, Среднюю горизонтальную освещённость на уровне покрытия улиц, дорог, проездов и площадей сельских поселений следует принимать по таблице 7.11., учитывая, что Средняя освещённость основных проездов на территории основных улиц в жилой застройке должна быть 6 лк, второстепенных (переулков) — 4 лк.

Руководствуясь данными требованиями, необходимо рассчитать требуемое для освещения территории количество светильников. Площадь основных проездов, через которые осуществляется движение к территории частных участков, $S_{тер}$ составляет 116825,4 м². Обычный светодиодный светильник, используемый для уличного освещения, имеет мощность, $P_{свет.}$ равную 50 Вт, коэффициент мощности нагрузки $tg\varphi = 0,48$ и световой поток, $F_{свет.}$ равный 5500 лм. При расчёте используются характеристики светильника PSL 08 50w 5000K GR 120° IP65 [13].

Находим количество светильников, требуемых для освещения, пользуясь формулой [14]:

$$N_{свет} = \frac{E \cdot S_{тер} \cdot MF}{F_{свет} \cdot p \cdot U_o} \quad (126)$$

$$N_{свет} = \frac{6 \cdot 116825,4 \cdot 1,2}{5500 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 339,86 \approx 340шт.$$

Где $N_{\text{свет}}$ – количество требуемых для освещения светильников; E – требуемая освещённость, 6 лк; U_0 – общая равномерность освещённости, принимаем 0,9, MF – критерий учёта продолжительности эксплуатации, принимаем 1,2; ρ – коэффициент отражающей способности для асфальтного покрытия принимаем 0,55 [15].

Зная требуемое количество светильников, находим их суммарное энергопотребление

$$P_{\text{Свет.полн}} = N_{\text{свет}} \cdot P_{\text{уд.}}, \quad (127)$$

$$P_{\text{Свет.полн}} = 340 \cdot 50 = 17,0 \text{ кВт},$$

Расчётная реактивная мощность всех светильников находится через коэффициент мощности:

$$Q_{\text{Свет.полн}} = P_{\text{Свет.полн}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (128)$$

$$Q_{\text{Свет.полн}} = 17,0 \cdot 0,48 = 8,16 \text{ квар},$$

Полная расчётная нагрузки:

$$S_{\text{Свет.полн.}} = \sqrt{P_{\text{Свет.полн.}}^2 + Q_{\text{Свет.полн.}}^2}, \quad (129)$$

$$S_{\text{Свет.полн.}} = \sqrt{17,0^2 + 8,16^2} = 18,86 \text{ кВА.}$$

Таблица 51– Нагрузка уличного освещения

Количество ламп уличного освещения <i>N</i> _{свет} , шт.	Удельное энергопотребление <i>P</i> _{уд} , Вт	<i>tgφ</i>	Расчётная нагрузка на вводе		
			<i>P</i> _p , кВт	<i>Q</i> _p , кВАр	<i>S</i> _p , кВА
340	50	0,48	17,0	8,16	18,86

19.2 Экологичность

Организация и последующая эксплуатация системы электроснабжения села Кантон-Коммуна может навредить экологической ситуации в районе. Для того, что-бы избежать возможного нанесения экологического района, требуется проведение работ по организации инженерно-экологических изысканий и в соответствии с СП 502.1325800.2021 «Инженерно-экологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ» [16].

Инженерно-экологические исследования предназначены для всестороннего анализа и оценки инженерно-экологической обстановки на суше (районе, площадке, участке, вдоль трассы) и/или в водной акватории. Цель таких исследований – составить прогноз возможных трансформаций инженерно-экологических условий, что позволит сформировать необходимую базу для обоснования и разработки документации при осуществлении любых видов застройки.

Результаты инженерно-экологических изысканий должны быть достаточными для решения следующих задач:

- оценка текущего экологического благополучия отдельных природных объектов и целых экосистем, а также их выносливости к негативному влиянию человека и потенциала для самовосстановления.
- установление границ территорий с особыми режимами использования природных ресурсов (экологическими ограничениями);
- Осуществление прогнозирования экологических последствий, которые могут возникнуть из-за трансформации инженерно-экологической обстановки во время возведения и функционирования электроснабжающей системы.
- разработка предложений, направленных на принятие решений, которые минимизируют негативное влияние строительства на окружающую среду, а также создание природоохранных стратегий для снижения экологического вреда.

Результаты инженерно-экологических изысканий являются основой для разработки «Оценки воздействия на окружающую среду» (ОВОС) и разделов в составе проектной документации: «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (ПМООС) для объектов капитального строительства, «Мероприятия по охране окружающей среды» (МООС) для линейных объектов, а также «Проект рекультивации земель» и «Проект консервации земель».

Проведение инженерно-экологических изысканий осуществляется согласно нормативному порядку, установленному регламентами [17].

При строительстве и эксплуатации системы электроснабжения села Кантон-Коммуна к возможным следующие экологические проблемы.

Нарушение почвенного покрова при прокладке кабеля

Прокладка подземных кабельных линий подразумевает выполнение земляных работ, связанных с рытьём траншей, удалением грунта и перемещением верхних слоёв почвы. Этот процесс оказывает непосредственное воздействие на структуру и состав почвенного покрова, ведя к таким негативным последствиям:

- Разрушение верхнего плодородного слоя. Верхняя часть почвы богата органическими веществами и необходимыми микроэлементами, важными для жизнедеятельности растений. Механическое удаление или перемещение этого слоя снижает возможность последующего восстановления растительности.
- Изменение физических свойств почвы. Земляные работы нарушают плотность, влажность и аэрацию почвы, что ведёт к деградации почвенной структуры и повышению риска водной и ветровой эрозии.
- Вред экологии. А именно риск загрязнения почвы строительными отходами, такими как упаковочный материал, машинное масло и т.п. влекущее за собой отравление грунта, что наносит вред плодородным свойствам почвы, и, как следствие произрастающей на ней растительности и обитающей в ней фауне.

Чтобы минимизировать указанные отрицательные эффекты, применяются следующие методы:

- Тщательное проектирование трассы укладки кабеля с учётом наименьшего повреждения почвенных структур в наименее важных с точки зрения сохранности почв местах, таких как улицы посёлка.
- Последующее за проведением земельных работ восстановление плодородного слоя почвы, снятие которого осуществляется аккуратно с сохранением естественного профиля и структуры. Осуществление восстановительных работ, включающих в себя посев семян и посадку саженцев .

- Выполнение регулярной оценки экологического состояния земель, находящихся рядом с проложенными кабельными линиями.

Следовательно, комплексный подход к проведению земляных работ позволяет существенно сократить негативное воздействие на почву и экологию в целом.

Непосредственно, при дальнейшей эксплуатации системы энергоснабжения появляются следующие проблемы:

- Шумовое загрязнение: Подстанции могут создавать высокий уровень шума, связанный с работой трансформаторов и других электрических устройств. Это может негативно влиять на местную флору и фауну, а также на здоровье людей, живущих вблизи.

Мерами устранения в данном случае являются установка установка звукопоглощающих панелей вокруг ПС 35/10 кВ. В случае же трансформаторов ТМГ-630/10 и ТМГ-1000/10 уровень генерируемого шума допустим для текущих условий эксплуатации [18].

- Электромагнитное излучение: Подстанции могут создавать высокий уровень шума, связанный с работой трансформаторов и других электрических устройств. Это может негативно влиять на местную флору и фауну, а также на здоровье людей, живущих вблизи.

В данном случае мерой устранения является расположение ПС 35/10 кВ на расстоянии 20 метров от жилых построек, что является достаточной мерой защиты согласно [19]. В случае же трансформаторов ТМГ-630/10 и ТМГ-1000/10 достаточное расстояние – 10 метров.

Таким образом, строительство и эксплуатация системы электроснабжения села Кантон-Коммуна может привести к ряду негативных последствий для экологии. Однако своевременная реализация предложенных мер позволит миними-

зировать риски и обеспечить устойчивое развитие инфраструктуры без значимого ущерба природе.

Эти меры позволят сохранить природный потенциал района и обеспечить экологически безопасное функционирование электрической сети.

19.3 Чрезвычайные ситуации

ЧС природного характера

Стратегией национальной безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 02.07.2021 N 400, обеспечение национальной безопасности предусмотрено посредством достижения целей и решения задач в рамках стратегических национальных приоритетов, одним из которых является обеспечение государственной и общественной безопасности [20].

В виду расположения села Кантон-Коммуна в низине, чрезвычайной ситуацией, характерной для данной местности, является паводок. Непосредственно меры, предпринимаемые для минимизации и возможного предотвращения ущерба, получаемого в процессе прохождения ЧС, и будут рассмотрены далее.

Органы управления единой государственной системой предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС) на региональном и муниципальном уровнях решают целый комплекс задач, направленных на предупреждение и ликвидацию последствий возможных чрезвычайных ситуаций, связанных с весенним половодьем и паводком. Эти задачи включают:

Мониторинг, прогнозирование и моделирование паводковой обстановки: Анализ метеорологических данных и гидрологической обстановки на водных объектах региона; Прогнозирование развития паводковой ситуации и оценка потенциальных зон подтоплений; Использование специальных моделей

и программного обеспечения для оперативного анализа состояния водоемов и прогноза подъема воды.

Организация и проведение превентивных мероприятий: Очистка русел рек, каналов и дренажных систем от мусора и препятствий; Подготовка защитных сооружений (дамб, плотин), ремонт и укрепление гидротехнических конструкций; Информирование местных жителей о рисках подтопления и правилах поведения в опасных ситуациях.

Планирование, применение и маневрирование силами и средствами РСЧС: Формирование и поддержание резервов материально-технических ресурсов, необходимых для предотвращения и устранения последствий наводнений; Организация взаимодействия между различными структурами и службами экстренного реагирования; Координация деятельности подразделений МЧС, аварийно-спасательных формирований, коммунальных служб и волонтерских организаций.

Оповещение и информирование населения: Своевременная передача населению актуальной информации о развитии паводковой ситуации; Проведение разъяснительной работы среди населения относительно правил безопасного поведения во время наводнений; Эвакуация населения из потенциально опасных районов в заранее подготовленные пункты временного размещения.

Основной мерой подготовки оборудования электроснабжающей сети к ЧС является организация подстанций с учётом паводкового половодья посредством размещения конструкции на достаточном возвышении.

В случае поведения при ЧС штатного обслуживающего персонала и населения, к мерам поведения относятся следующие требования:

Категорически запрещается:

- приближаться к энергообъектам, ЛЭП на затопленных участках на плавсредствах.

- находиться около линий электропередачи, оказавшихся в зоне затопления или ловить рыбу в охранных зонах ЛЭП.

- самостоятельно устранять повреждения на электросетевом оборудовании.

- проникать в действующие электроустановки и самовольно включать и выключать оборудование.

В случае потенциальной опасности затопления дома, необходимо:

отключить электричество, электроприборы и ценные вещи поднять на верхние этажи или чердак дома. Закрывать окна и двери, покинуть дом. В чрезвычайной ситуации ответственные службы отключают электричество на всей территории подтопления.

Действия после прохождения ЧС включают в себя следующие меры:

- Оценка угрозы обрушения. Проверьте устойчивость конструкции дома: отсутствие трещин, деформаций несущих элементов, повреждений кровли и перекрытий. Обращайте внимание на возможные повреждения фундамента, наличие наклонных стен или дверей, плохо закрывающихся окон.

- Проветривание помещения. Открывайте окна и двери для естественного воздухообмена, обеспечивая удаление скопившихся внутри вредных веществ и паров газа.

- Проверка электросети и газовых коммуникаций. Избегайте включения освещения и любых приборов до полной уверенности в отсутствии утечек газа и короткого замыкания проводки. Обратитесь к специалистам для

диагностики сети и восстановления подачи электроэнергии.

- Осмотр сантехники и водоснабжения. Убедитесь в целостности водопроводных труб, унитазов, раковин и канализационной системы. Любые неисправности устраняйте квалифицированными специалистами.

- Просушка помещёний .Удалите лишнюю влагу, открыв доступ свежему воздуху, протрите поверхности влажной тряпкой, проведите санитарную обработку помещёний [21].

Повышение устойчивости инфраструктуры сети электроснабжения - в особенности распределительной сети - является основной задачей для собственников инфраструктуры. Особое внимание следует уделить приватизированным сетям и необходимости увеличения инвестиций в инфраструктуру передачи электроэнергии, чтобы сделать её более устойчивой к последствиям изменения климата [22].

ЧС, возникающие непосредственно при эксплуатации электрических сетей 0,4 кВ и 10 кВ, следующие:

Возможные чрезвычайные ситуации (ЧС), связанные с эксплуатацией электрических сетей напряжением 0,4 кВ и 10 кВ.

Основным ЧС в электрических сетях является временное прекращение электроснабжения потребителей, причинами которого могут стать:

- Отказ коммутационного оборудования (автоматические выключатели, рубильники) во время совершения коммутации.

- Выход из строя трансформаторов в виду технической неисправности, происходящей либо в результате технического износа, либо в случае недоброкачественного обслуживания.

- Короткое замыкание в линии электропередачи вследствие повре-

ждения изоляции проводов или механического воздействия.

- Согласно Правилам Устройства Электроустановок, электроприёмники разделяются на следующие три категории:

Первая категория — электропотребители, отключение питания которых способно привести к возникновению угрозы здоровью и жизни людей, созданию риска национальной безопасности страны, значительным финансовым потерям, нарушению непрерывности сложных производственных процессов, ухудшению работоспособности важнейших коммунальных служб, сбоям в функционировании ключевых телекоммуникационных узлов и телевизионных вещательных центров.

Вторая категория — Электроприборы, прекращение подачи электричества которым вызывает значительное снижение объемов выпускаемой продукции, массовые остановки производственного оборудования, транспортных средств и промышленных перевозок, а также нарушает привычный уклад жизни большого числа горожан и сельского населения.

Третья категория — электроприёмники, не вошедшие в остальные группы [23]. В нашем случае, именно таковыми являются энергопотребители села Кантон-Коммуна, в виду наличия в проектных домах котлов комбинированного отопления.

В случае реализации электроснабжения третьей категории считается достаточным установка однострансформаторных ТП с условием обеспечения возможности замены неисправного трансформатора из резервных запасов в течение одних суток с момента прекращения электроснабжения.

Помимо прекращения энергоснабжения основным ЧС в электрических сетях является возникновение пожара. Согласно Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N, в случае возникновения данного ЧС имеет место следующий регламент действий [24]:

1. Работы по ликвидации возгораний и спасательным операциям на объектах электроснабжения требуют обязательного предварительного снятия напряжения (полностью обесточенных сетей). Исключением являются лишь элементы, работающие под низким напряжением до 0,4 кВ, снятие напряжения с которых технически невозможно ввиду опасности потери управления технологическими процессами или нарушения стабильного функционирования энергетической системы. При невозможности полного обесточивания указанные объекты подвергаются воздействию строго в рамках утвержденных норм охраны труда и обязательных технических процедур.

2. Если участок находится под высоким напряжением свыше 0,38 кВ, операции по снятию напряжения выполняются персоналом предприятия-поставщика энергии исключительно после выдачи официального разрешения (допуска) на проведение противопожарных мер.

3. Любые электротехнические компоненты, включая высоковольтные силовые установки и коммуникации, подвергшиеся короткому замыканию или иным видам повреждений, подлежат обязательному снятию напряжения и последующему надежному заземлению силами сотрудников специализированных организаций, обладающих необходимой квалификацией и полномочиями.

4. Перед проведением мероприятий по борьбе с огнем сотрудники пожарной службы обязаны убедиться в наличии надежного заземления пожарных машин и спецсредств, применяемых при тушении огня.

5. Расположение пожарных подразделений и схемы подключения необходимого заземляющего оборудования оговаривается заранее между специалистами обслуживающей организации и сотрудниками пожарных служб. Эти сведения фиксируются документально и прилагаются к плану тушения пожара либо другому документу, регулирующему взаимодействие сторон.

6. Электротехническое оборудование, находящееся под напряжением менее 0,38 кВ, подлежит срочному отключению в следующих ситуациях:

- представляет непосредственную угрозу для здоровья и жизни работников и иных лиц, участвующих в процессе тушения пожара;
- способствует распространению пламени и появлению новых источников возгорания.

Все мероприятия по экстренному снятию напряжения осуществляются квалифицированными специалистами эксплуатирующих предприятий.

Таким образом, приведенные нормы направлены на обеспечение максимальной безопасности и эффективности при ликвидации последствий аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе реализации проекта была создана новая система энергообеспечения жилых зданий нового микрорайона села Кантон-Коммуна.

Проект предусматривает разработку схемы снабжения электрической энергией всех подключаемых пользователей, проведение расчётов и проверку соответствующего электрооборудования как высоковольтных, так и низковольтных линий, а также расчёт настроек автоматических защит кабелей напряжением 10 кВ.

Для повышения надежности и качества подачи электричества потребителям было принято решение выбрать схему подключения трансформаторных подстанций с двойной петлей.

Экономический эффект разработанного решения проявляется в быстрой окупаемости вложенных средств — не позднее пяти кварталов, что делает этот проект чрезвычайно рентабельным и привлекательным с финансовой точки зрения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. // Территориальный план(карта): URL: <https://yandex.ru/maps/> (дата обращения: 17.10.2024)
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. ГОСТ Р 52719-2007 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии национальный стандарт российской федерации. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. Москва. Стандартинформ, 2007.
4. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
5. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
6. Завод КЭАЗ // Предохранители высоковольтные серий ПКТ и ПКН: URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 27.11.2024)
7. Завод КЭАЗ // Автоматические выключатели в литом корпусе ВА52, ВА53, ВА55, ВА56: URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 27.11.2024)
8. Завод КЭАЗ // Предохранители серии ПН2: URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 27.11.2024)
9. Самара электроцит // Номенклатура изделий: URL: не (дата обращения: 30.11.2024)
10. Официальный сайт АО «ДРСК» - Тариф покупки потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> (дата обращения: 04.12.2024)
11. СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка сельских поселений [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://docs.cntd.ru/document/5200163>. (Дата обращения: 24.05.2025);

12. Светодиодные наружное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lumistec.ru/informatsiya/novosti/stati/svetodiodnoe-naruzhnoe-osveshenie.html>. (Дата обращения: 24.05.2025);

13. СНИП 23-05-95. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/871001026>. (Дата обращения: 24.05.2025);

14. Светодиодный светильник PSL 07 30w 5000K IP65 (3г.гар) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200163>. (Дата обращения: 24.05.2025);

15. СП 502.1325800.2021 Инженерно-экологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/608706538> (Дата обращения: 24.05.2025);

16. СП 47.13330 СВОД ПРАВИЛ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456045544> (Дата обращения: 24.05.2025);

17. СП 131.13330.2020 СВОД ПРАВИЛ СТРОИТЕЛЬНАЯ КЛИМАТОЛОГИЯ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456045544> (Дата обращения: 24.05.2025);

18. "Методические рекомендации по организации подготовки и сопровождения паводкоопасного периода на территории субъекта Российской Федерации" (утв. МЧС России 11.10.2021 N МР-9-1) [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/metodicheskie-rekomendatsii-po-organizatsii-podgotovki-i-soprovozhdenija-pavodkoopasnogo-perioda/?ysclid=mb1wk56cf5443385779> (Дата обращения: 24.05.2025);

19. Действия при наводнении (паводке) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://03.mchs.gov.ru/deyatelnost/poleznaya>

informaciya/rekomendacii-naseleniyu/chs-prirodnogo-haraktera/deystviya-pri-navodnenii-pavodke (Дата обращения: 24.05.2025);

20. Правила по электробезопасности в период паводка [Электронный ресурс]. – Режим до-ступа: <https://khabrayon.khabkrai.ru/events/Important/6448?ysclid=mb1wjxy2bf883881941> (Дата обращения: 24.05.2025);

21. Отдел координатора экономической и экологической деятельности ОБСЕ Защита электрических сетей от природных рисков. - Wallnerstrasse 6 A.1010 Vienna, Austria: 2016.

22. Правила устройства электроустановок. Издание 7 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204)

23. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

24. Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещёнск, 2000.

25. Холдинг кабельный альянс// Кабельная продукция: https://www.holdcable.com/catalog/print_catalog/ (дата обращения: 17.11.2024)

26. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

27. Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. – 191 с. – URL:

28. Закрытое распределительное устройство ЗРУ (КРУН) C-Plit паводка [Электронный ресурс]. – ступа: https://www.chelzeo.ru/catalog/high_voltage_switchgear_in_BMZ/zakritoe_raspredeitelnoe_ustroistvo_zru/?ysclid=mc452r7hil395136718 (Дата обращения: 24.05.2025);