






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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина
« 25 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с
центром питания подстанция Саскаль напряжением 35/10 кВ

Исполнитель студент группы 442-об4	 5.06.2018 подпись, дата	В.В. Соловьёва
Руководитель доцент	 22.06.2018 подпись, дата	П.П. Проценко
Консультант: безопасность и экологичность доцент, канд. техн. наук	 08.06.2018 подпись, дата	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль доцент, канд. техн. наук	 21.06.2018 подпись, дата	А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Соловьёва Виктория Валерьевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанция Саскаль напряжением 35/10 кВ

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов


4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схемы З.с. 904 после реконструкции; РЗ; оригиналы в.с. РП; План территории РП

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент 

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 96 страниц, 14 рисунков, 27 таблиц, 20 источников, 2 приложения.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА.

В данной выпускной квалификационной работе была проведена Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанция Саскаль напряжением 35/10 кВ, которая включает в себя замену трансформаторных подстанции 10/0,4, установку на территории села нового распределительного пункта, и подключение к нему комплектных трансформаторных подстанций. В ходе работы были рассчитаны электрические нагрузки села, выбраны сечения проводов сетей 0,4 кВ и 10 кВ, методом технико-экономического сравнения определить экономическую целесообразность реконструкции села, рассчитаны токи КЗ в сети 10 кВ и 0,4 кВ, по которым было выбрано и проверено основное электрооборудование распределительного пункта и трансформаторных подстанций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика объекта реконструкции	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района	8
1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии	9
2 Расчет электрических нагрузок	10
2.1 Определение расчетных нагрузок населенного пункта	11
2.1.1 Определение расчетных нагрузок жилых домов	12
2.1.2 Определение расчетных нагрузок коммунально-бытовых потребителей	13
2.1.3 Расчет наружного освещения	14
2.2 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	15
3 Распределительные сети 0,4 кВ	18
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	18
3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	18
4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	21
4.1 Расчет компенсации реактивной мощности	23
4.2 Выбор схемы и конструкции ТП	24
5 Выбор схемы и параметров распределительной сети 10 кВ	26
5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	26
5.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	27
5.3 Выбор местоположения РП 10/0,4 кВ	29
5.4 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	31
5.5 Выбор и проверка сечений распределительной сети 10 кВ	33
5.6 Определение потерь мощности в сетях 10 кВ	35
5.7 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ	37
6 Расчет токов короткого замыкания	39

6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	39
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	43
7 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	48
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	50
8.1 выбор и проверка выключателей	50
8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	54
8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
8.4 Выбор и проверка сборных шин	60
8.5 Выбор комплектных распределительных устройств	64
8.6 Выбор и проверка предохранителей	65
8.7 Выбор и проверка автоматических выключателей	66
9 Заземление и молниезащита	68
9.1 Заземление КТП 10/0,4	68
9.2 Молниезащита РП 10 кВ и КТП 10/0,4 кВ	72
10 Релейная защита и автоматика	74
10.1 Защита линий 10 кВ	75
10.2 Защита трансформатора	79
10.3 Автоматика	79
11 Безопасность и экологичность	82
11.1 Безопасность	82
11.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП	83
11.1.2 Охрана труда при выполнении работ на ВЛ	85
11.2 Экологичность	86
11.3 Пожарная безопасность	88
12 Технико-экономическое сравнение вариантов сети	90
Заключение	94
Библиографический список	95
Приложение А	97
Приложение Б	99

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматически повторное включение

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройства

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ПС – подстанция

РП – распределительный пункт

РУ – распределительно устройство

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ВВЕДЕНИЕ

Электрические нагрузки в сельских районах представляют собой из года в год меняющуюся величину. Происходит это из-за того что подключаются новые потребители, возрастают нагрузки на вводе в дома, в которых появляются современные бытовые электроприборы. Присутствуют производственные предприятия по производству и обработке сельскохозяйственной продукции (животноводческая ферма), а также мелкие производственные предприятия (пилорамы и др.).

Электрические сети сельскохозяйственного назначения получают электрическую энергию от источников питания, преимущественно от подстанций напряжением 35-110-220 кВ энергосистем и состоят из трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и воздушных линий электропередачи 10 кВ.

При реконструкции сельских электрических сетей необходимо принимать во внимание, что система должна обеспечивать бесперебойное питание потребителей в границах допустимых показателей качества электрической энергии и предлагаемая схема реконструкции сети выбирается исходя из условия экономической выгоды. А также при разработке схемы сети должна учитываться возможность дальнейшего расширения и развития сети без ее коренного изменения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка варианта реконструкции системы электроснабжения села Ушаково. Для этого необходимо произвести уточняющий расчет существующей системы электроснабжения села.

При проектировании новых или реконструкции существующих сетей нужно применять решения для повышения эффективности функционирования распределительных сетей. С этой целью в рамках проекта предусматривается установка распределительного пункта в данном районе из-за удаленности источника питания.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района

Объектом реконструкции системы электроснабжения (СЭС) в выпускной квалификационной работе является село Ушаково расположенное в юго-западной части Шимановского района на левом берегу реки Амур. Село удалено от районного центра г. Шимановска на расстоянии — 120 км.

Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Минимальная температура воздуха зимой, °С	-45
Максимальная температура воздуха летом, °С	40
Средняя температура, °С	-2,6
Район по ветру	II
Скоростной напор ветра, Н/м ²	500
Район по гололеду	II
Относительная влажность, %	75
Толщина стенки гололеда, мм	15
Глубина промерзания грунта, м	2,5-3
Число грозных часов	60-80
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Климат резко-континентальный: зима в районе суровая, отличается морозной, маловетреной погодой с небольшим количеством осадков, определяющим незначительный снежный покров, малой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью; лето умеренно-жаркое, на севере – тёплое, с большой облачностью и значительным количеством осадков.

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, а весной дуют ветры южного направления.

Высота расположения над уровнем моря – 130 м. Рельеф местности возвышенная слабохолмистая равнина с высотами 300-500 м.

1.2 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии

Подстанция «Саскаль» расположена в с. Саскаль Амурской области и находится на балансе и в эксплуатации Шимановского РЭС структурного подразделения Западных электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Подстанция 35/10 кВ Саскаль установленной мощностью 3,2 МВА была введена в эксплуатацию в 1979 году. Подстанция питается по одной линии выполненной проводом АС – 35 протяженностью 27,8 км.

Электроснабжение с. Ушаково Шимановского района осуществляется по магистральной схеме фидерами 10 кВ, источниками питания, которых является электрическая подстанция 35/10 кВ. В настоящее время здесь расположены 9 ТП. Питающие фидеры 10 кВ выполнены в основном на железобетонных опорах проводом марки СИП 2А различным сечением.

Данные ТП осуществляют электроснабжение потребителей со стороны 0,4 кВ. В с. Ушаково преобладают частные дома количеством квартир от одной до двух. Квартиры новой планировки с электрическими плитами. В рассматриваемом районе нет промышленной нагрузки. На территории села имеется животноводческая ферма крупного рогатого скота на 200 голов.

Потребители села относятся к потребителям второй категории надёжности. Перерыв электроснабжения таких потребителей приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества сельских жителей, поэтому требуется обеспечивать электроснабжение от двух независимых резервирующих источников электропитания.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок производят для того, чтобы получить исходные данные для правильного выбора основных элементов электрической сети и анализа ее режимов, а также для обеспечения её безопасной эксплуатации.

По полученным материалам преддипломной практики в качестве исходных данных для расчета электрических нагрузок получен генеральный план села Ушаково. Расчет электрических нагрузок проводят в соответствии с методикой, изложенной в РД 34.20.178. «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Потребитель	Количество
Дом культуры	1
Детский сад	1
Библиотека	1
Магазин	2
Школа	1
Сельсовет	1 (15 рабочих мест)
Котельная	2
Водонапорная башня	3
Гараж	1
Баня	1 (11 мест)
Столовая	1
Отделение связи	1
Фельдшерский пункт	1
Ферма	1
Административное здание	1
Гаражи	3
Пилорама	2
Жилой дом 1эт 2кв	87
Частные дома	236

На основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя. Все потребители электроэнергии села Ушаково делятся на следующие группы: жилые дома, общественные

коммунально-бытовые помещения (школа, столовая, магазины и др.), производственные предприятия по производству и обработке сельскохозяйственной продукции (животноводческие объекты.), а также мелкие производственные предприятия (пилорамы и др.)

2.1 Определение расчетных нагрузок населенного пункта

Различают дневной S_D и вечерний S_B максимум нагрузок потребителя или группы потребителей.

Для предварительного выбора количества и мощности трансформаторных подстанций 10/04 кВ определяем суммарную нагрузку населенного пункта. Раздельно для дневной и вечерней рассчитываем нагрузки для разных групп потребителей: жилые дома, коммунальные и культурно-административные потребители, производственные потребители и наружное освещение. Исходные данные о потребителях представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Дневные и вечерние электрические нагрузки потребителей

Объект	$P_{уст},$ кВт	K_p	$P_{расч},$ кВт	K_D	K_B	$P_D,$ кВт	$P_B,$ кВт	$cos\varphi$
Дом культуры	30	1,2	36	0,6	1	21,6	36	0,85/0,9
Библиотека	8	1,2	9,6	1	0,6	9,6	5,76	0,85/0,9
Магазин	5	1,2	12	1	0,6	12	7,2	0,85/0,9
Водонапорная башня	15	1,3	19,5	1	1	19,5	19,5	0,7/0,75
Гараж	5	1,3	6,5	1	0,6	6,5	3,9	0,7/0,75
Котельная	13	1,3	16,9	1	1	16,9	16,9	0,7/0,75
Баня	10	1,3	13	1	0,6	13	7,8	0,7/0,75
Детский сад	30	1,2	36	1	0,6	36	21,6	0,85/0,9
Школа	55	1,2	66	1	0,6	66	39,6	0,85/0,9
Сельсовет	10	1,2	12	1	0,6	12	7,2	0,85/0,9
Столовая	40	1,2	48	1	0,6	48	28,8	0,85/0,9

Продолжение таблицы 3

Объект	$P_{уст},$ кВт	K_P	$P_{расч},$ кВт	K_D	K_B	$P_D,$ кВт	$P_B,$ кВт	$cos\varphi$
Отделение связи	10	1,2	12	1	0,6	12	7,2	0,85/0,9
Фельдшерский пункт	6	1,2	7,2	1	0,6	7,2	4,32	0,85/0,9
Ферма	6	1,3	7,8	1	1	7,8	7,8	0,75/0,85
Административное здание	40	1,2	48	1	0,6	48	28,8	0,75/0,85
Гаражи	35	1,3	136,5	1	0,6	136,5	81,9	0,7/0,75
Пилорама	35	1,3	91	1	0,6	91	54,6	0,7/0,75
Частные дома	6	1,2	7,2	0,6	1	4,32	7,2	0,92/0,96
Жилой дом 1эт., 2кв.	12	1,2	14,4	0,6	1	8,64	14,4	0,92/0,96

2.1.1 Определение расчетных нагрузок жилых домов

Расчет электрических нагрузок жилых домов:

$$P_D = P_{расч} \cdot n \cdot k_0 \cdot k_D, \quad (1)$$

$$P_B = P_{расч} \cdot n \cdot k_0 \cdot k_B, \quad (2)$$

где $P_{расч}$ – расчётная электрическая нагрузка с учетом прироста на 5 лет;

n - количество квартир;

k_0 - коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок потребителей в сетях 0,38 кВ [2, приложение 3];

k_D, k_B - коэффициенты соответственно дневного и вечернего максимума нагрузки жилых домов [2, приложение 1].

Полная дневная и вечерняя электрическая нагрузка на вводе жилого дома:

$$S_D = \frac{P_D}{\cos\varphi_D}, \quad (3)$$

$$S_B = \frac{P_B}{\cos\varphi_B}, \quad (4)$$

где $\cos\varphi_{\partial}$, $\cos\varphi_{\epsilon}$ – соответственно дневной и вечерний коэффициенты мощности.

Суммарная расчетная дневная и вечерняя нагрузка жилых домов:

$$S_{\text{дом}} \sum_{\partial} = S_{\partial} \cdot n \cdot k_0, \quad (5)$$

$$S_{\text{дом}} \sum_{\epsilon} = S_{\epsilon} \cdot n \cdot k_0, \quad (6)$$

где n - количество домов в населенном пункте.

Для примера рассчитаем расчетную нагрузку жилого двухквартирного дома. Дневные и вечерние нагрузки:

$$P_{\partial} = 6 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 5,04 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon} = 6 \cdot 2 \cdot 0,7 = 8,4 \text{ кВт}.$$

Полная дневная и вечерняя электрическая нагрузка на вводе жилого дома:

$$S_{\partial} = \frac{5,04}{0,92} = 5,48 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon} = \frac{8,4}{0,96} = 8,75 \text{ кВА}.$$

Суммарная расчетная дневная и вечерняя нагрузка жилых домов:

$$S_{\text{дом}} \sum_{\partial} = 5,48 \cdot 286 \cdot 0,12 = 188,07 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{дом}} \sum_{\epsilon} = 8,75 \cdot 286 \cdot 0,12 = 300,3 \text{ кВА}.$$

2.1.2 Определение расчетных нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Расчетная электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей:

$$P_{\text{КБ}} \sum_{\partial} = \sum_1^n P_{\text{КБ}\partial i} \cdot k_0, \quad (7)$$

$$P_{\text{КБ}} \sum_{\epsilon} = \sum_1^n P_{\text{КБ}\epsilon i} \cdot k_0, \quad (8)$$

где $P_{\text{КБ}\partial i}$, $P_{\text{КБ}\epsilon i}$ - дневные и вечерние электрические нагрузки коммунально-бытовых потребителей.

Полная дневная и вечерняя электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей:

$$S_{KB} \sum_{\partial} = \sum_1^n S_{KB\partial i} \cdot k_0, \quad (9)$$

$$S_{KB} \sum_{\epsilon} = \sum_1^n S_{KB\epsilon i} \cdot k_0, \quad (10)$$

где $S_{KB\partial i}$, $S_{KB\epsilon i}$ - полные дневные и вечерние электрические нагрузки на вводе коммунально-бытовых потребителей, кВА.

Алгоритм определения расчетных нагрузок промышленных потребителей аналогичен алгоритму коммунально-бытовых.

2.1.3 Расчет наружного освещения

Суммарная мощность на освещение улиц:

$$P \sum_{\text{ул. освещ.}} = P_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \text{ кВт}, \quad (11)$$

где P_0 - удельная мощность освещения;

L - длина улиц, м.

Общая протяженность улиц в селе 6 км. Для поселковых дорог с покрытием простейшего типа при ширине проезжей части 5-7 м - 5,5 Вт/м [2].

Тогда суммарная мощность на освещение улиц:

$$P \sum_{\text{ул. освещ.}} = 6000 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} = 33 \text{ кВт.}$$

$$S_{\text{ул. освещ.}} = \frac{P_{\text{ул. освещ.}}}{\cos \varphi_{\epsilon}}; \quad (12)$$

$$S_{\text{ул. освещ.}} = \frac{33}{0,75} = 44 \text{ кВА.}$$

Суммарная расчетная нагрузка всех потребителей:

$$S_{\text{ПОТР}} \sum_{\partial} = S_{\text{дом}} \sum_{\partial} + S_{KB} \sum_{\partial} + S_{\text{пром}} \sum_{\partial}; \quad (13)$$

$$S_{\text{ПОТР}} \sum_{\epsilon} = S_{\text{дом}} \sum_{\epsilon} + S_{KB} \sum_{\epsilon} + S_{\text{пром}} \sum_{\epsilon} + S_{\text{ул. освещ.}}. \quad (14)$$

Результаты расчетных нагрузок населенного пункта сводятся в таблицу 4.

Таблица 4- Расчетные нагрузки населенного пункта

Потребители	$S \sum_{\delta}$, кВА	$S \sum_{\epsilon}$, кВА
Жилые дома	119,88	198,43
Коммунально-бытовые	214,85	138,32
Промышленные	338,07	227,81
Уличное освещение		44
Итого	673,43	603,38

Для данного населенного пункта количество ПС остается согласно принятой схемы села. Поэтому нужно произвести расчет нагрузок по каждой ТП.

2.2 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Расчет электрических нагрузок сетей 0,4 кВ производится на основе расчетных нагрузок на вводе потребителей и соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$P_{\text{Д}} = \sum_1^n P_{\text{Ди}} \cdot k_0 ; \quad (15)$$

$$P_{\text{В}} = \sum_1^n P_{\text{Ви}} \cdot k_0 , \quad (16)$$

где $P_{\text{Д}}$, $P_{\text{В}}$ - расчетная дневная, вечерняя нагрузки на участке линии или шинах трансформаторной подстанции, кВт;

k_0 - коэффициент одновременности;

$P_{\text{Ди}}$, $P_{\text{Ви}}$ - дневная, вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя или i -го элемента сети, кВт.

Определять расчетные нагрузки можно и по одному режиму - дневному, если суммируются производственные потребители, или вечернему, если суммируются бытовые потребители. Коэффициенты дневного или вечернего максимума принимаются:

- для производственных потребителей - $k_{\delta} = 1, k_{\epsilon} = 0,6$;

- для бытовых потребителей: дома с электроплитами - $k_o = 0,6, k_e = 1$;
- для смешанной нагрузки - $k_o = k_e = 1$.

Расчетные электрические нагрузки потребителей суммируются с коэффициентами одновременности. Если нагрузки потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, суммирование их рекомендуется производить методом суммирования электрических нагрузок с помощью добавок [1, таблица 4.7].

Суммирование нагрузок проводим по формуле:

$$P = P_b + \Delta P_{доб} ; \quad (17)$$

где P – нагрузка на участке линии сети, кВт;

P_b – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

$\Delta P_{доб}$ – добавка от меньшей из составляющих нагрузок, определяется из [1, таблица 4.7], кВт.

При смешанной нагрузке отдельно определяются нагрузки на участках сети с жилыми домами, с производственными, общественными помещениями и коммунальными предприятиями с использованием соответствующих коэффициентов одновременности, а далее производится суммирование нагрузок участков сети.

Для примера рассмотрим расчет нагрузки на ТП №1.

Для того чтобы определить нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ в вечерний максимум нужно нагрузки жилых домов просуммировать с коэффициентом одновременности:

$$P_1 = 316,8 \cdot 0,47 = 148,89 \text{ кВт.}$$

Нагрузки остальных потребителей суммируем с коэффициентом одновременности, так как они по нагрузкам отличаются незначительно:

$$P_2 = (12 + 9,6 + 6) \cdot 0,8 = 22,08 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка жилых домов, производственных и общественных потребителей суммируются с помощью добавок:

$$P_p = 148,89 + 14,4 = 162,69 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная мощность ТП со смешанной нагрузкой равна:

$$S_p = \frac{162,69}{0,82} = 198,4 \text{ кВА.}$$

Расчет остальных ТП приведен в приложении А. Расчетные параметры нагрузки на стороне НН ТП сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные параметры нагрузки на стороне НН ТП

Наименование ТП	$P_{P0,4ТП}$, кВт	$S_{ТП}$, кВА
ТП № 1	162,69	198,4
ТП № 2	201,53	242,81
ТП № 3	203,9	248,66
ТП № 4	185,6	232,1
ТП № 5	186,34	224,5
ТП № 6	97,16	117,06
ТП № 7	168,16	202,61
ТП № 8	172,58	210,47
ТП № 9	58,32	71,12

В настоящее время на территории района реконструкции расположено девять ТП номинальной мощностью 250, 400 и 630 кВА. Таким образом, в результате проведенного расчета нагрузок в сетях 0,4 кВ у трансформаторных подстанций были уменьшены единичные мощности предлагаемых к установке трансформаторов на всех ТП. Предлагается демонтировать ТП №9, расположенную в районе жилых домов №218-222. При проектировании нагрузка с данной ТП была возложена на близлежащие ТП.

3 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ 0,4 кВ

3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Состав потребителей электроэнергии села состоит из электроприемников второй категории надежности.

Схемы распределительной сети 0,4 кВ будут применяться магистральные. Согласно расположением ТП 10/04 кВ и питающихся от них потребителей принимается, что от всех ТП отходят по три ВЛ 0,4 кВ, а от ТП №2 отходят пять ВЛ 0,4 кВ.

3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

В распределительных сетях 0,4 кВ будет применяться самонесущий изолированный провод с изоляцией из светостабилизированного термопластичного полиэтилена (СИП – 1А). Область применения СИП – 1А – это воздушные магистральные линии электропередач, ответвления к вводам в жилые дома и хозяйственные помещения.

Сечение провода выбирается по расчетному току нагрузки, а проверяют его по нагреву длительным допустимым током и допустимой потере напряжения.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

где S_p - расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n - номинальное напряжение сети, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий [4].

По расчётному току нагрузки принимается сечение, которое имеет длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Приведем пример расчета сечения провода на участке ТП № 1- 1:

Расчетный ток провода:

$$I_p = \frac{27,445}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 41,698 \text{ А.}$$

Принимается сечение провода 3x16+1x25 мм² с длительно допустимым током 70 А.

Выбранный провод должен быть проверен по допустимым потерям напряжения, которые в сетях 0,4 кВ не должны превышать 5%.

Потери напряжения в линиях определяются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{S_{рас} \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \quad (19)$$

где $S_{рас}$ - расчетная максимальная мощность участка ВЛ 0,38 кВ, кВА;

I - рабочий максимальный ток, А;

r_0 и x_0 - соответственно активно и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l - длина линии, км.

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (20)$$

$$\Delta U = \frac{27,445 \cdot 0,4}{0,38} \cdot (2,44 \cdot 0,85 + 0,06 \cdot 0,53) = 3,292 \%$$

$$\delta U = \frac{3,292}{380} \cdot 100\% = 0,866 \%$$

Потери напряжения в проводе не превышают допустимые 5 %, поэтому сечение выбрано верно. Расчет сечений остальных кабельных линий выполнен в программе Mathcad 15 и представлен в приложение Б. Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Марки и сечения проводов

Номер линии	$I_{p,max}$, А	Длина линии, км	Марка провода	Сечение провода	$I_{доп}$, А	Потеря напряжения ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП №1 - 1	41,68	0,4	СИП 1А	3x16+1x25	70	0,86
ТП №1 - 2	61,38	1,1	СИП 1А	3x16+1x25	70	3,55

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
ТП №1 - 3	31,51	1,3	СИП 1А	3x16+1x25	70	2,13
ТП №2 - 1	31,52	1,5	СИП 1А	3x16+1x25	75	2,45
ТП №2 - 2	87,51	0,6	СИП 1А	3x25+1x35	95	1,74
ТП №2 - 3	187,79	0,7	СИП 1А	3x95+1x70	220	1,34
ТП №2 - 4	219,62	0,7	СИП 1А	3x120+1x95	250	1,32
ТП №2 - 5	165,03	1,1	СИП 1А	3x70+1x70	180	1,85
ТП №3 - 1	148,26	1,5	СИП 1А	3x70+1x70	180	2,31
ТП №3 - 2	216,89	1,8	СИП 1А	3x95+1x70	220	3,96
ТП №3 - 3	148,26	1,6	СИП 1А	3x70+1x70	180	1,87
ТП №4 - 1	237,89	1	СИП 1А	3x120+1x95	250	2,67
ТП №4 - 2	216,83	0,7	СИП 1А	3x95+1x70	220	0,88
ТП №5 - 1	50,81	0,6	СИП 1А	3x16+1x25	70	1,58
ТП №5 - 2	98,89	1,6	СИП 1А	3x35+1x50	115	3,78
ТП №5 - 3	95,52	1,4	СИП 1А	3x25+1x35	95	4,78
ТП №6 - 1	111,19	1,7	СИП 1А	3x35+1x50	115	4,5
ТП №6 - 2	58,92	0,7	СИП 1А	3x16+1x25	75	2,14
ТП №6 - 3	105,01	1,2	СИП 1А	3x35+1x50	115	3,01
ТП №7 - 1	133,01	0,5	СИП 1А	3x50+1x50	140	1,32
ТП №7 - 2	50,81	0,5	СИП 1А	3x16+1x25	75	1,32
ТП №7 - 3	115,52	1,9	СИП 1А	3x50+1x50	140	3,74
ТП №8 - 1	91,89	1,3	СИП 1А	3x25+1x35	95	3,95
ТП №8 - 2	50,81	0,5	СИП 1А	3x16+1x25	75	1,32
ТП №8 - 3	94,52	1,4	СИП 1А	3x25+1x35	95	4,37

#

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 кВ

В данном разделе рассматривается вопрос выбора числа и мощности трансформаторов на ТП в рассматриваемом районе сетей. На каждой существующей ТП количество трансформаторов соответствует категории потребителей, следовательно, принимаем решение не изменять количества трансформаторов на ТП.

Выбор мощности трансформаторов ТП осуществляется по расчетной мощности, для этого сначала определяется требуемая мощность трансформатора [4]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_p}{K_3 \cdot N}, \quad (21)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов ТП;

S_p - расчетная мощность нагрузки ТП, кВА.

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП №1, определяем требуемую мощность трансформатора по формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{198,4}{0,7 \cdot 2} = 141,7 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ТП трехфазный масляный герметичный трансформатор ТМГ – 160/10/0,4 – У1.

Данный тип силовых трансформаторов имеет преимущества перед остальными за счет того, что он изготавливается в герметичном исполнении, то есть внутреннее содержимое не имеет контакта с окружающей средой. В связи с этим исключается увлажнение, окисление и шламообразование масла. Перед заливкой масла в бак его дегазируют (в специальной вакуумзаливочной камере). Это обеспечивает удаление из масла воздуха и из изоляции воздушных включений, таким образом, исключается окисление масла и обеспечивается высокая электрическая прочность изоляции. Так же

этот тип трансформатора не требует проведения профилактических, текущих и капитальных ремонтов в период эксплуатации.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{S_p}{S_{ном} \cdot N} \leq K_3, \quad (22)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность принятого к установке трансформатора ТП, кВА.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформаторов на ТП №1:

$$K_{\phi} = \frac{198,7}{160 \cdot 2} = 0,62$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы (только для двух трансформаторных ТП при отключении одного трансформатора):

$$K_a = \frac{S_p}{S_{ном} \cdot (N-1)} \leq 1,4; \quad (23)$$

$$K_a = \frac{198,7}{160} = 1,24 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает предельного значения следовательно его мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных ТП.

Таблица 7 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p , кВА	$S_{треб}$, кВА	K_{ϕ}	K_a	N , шт	$S_{ном}$, кВА
ТП №1	198,4	141,7	0,62	1,24	2	160
ТП №2	242,81	173,44	0,49	0,97	2	250
ТП №3	248,66	177,61	0,5	1	2	250
ТП №4	232,1	165,14	0,7	1,4	2	160
ТП №5	224,5	160,36	0,7	1,4	2	160
ТП №6	117,06	83,61	0,58	1,17	2	100
ТП №7	232,68	166,2	0,5	1	2	250
ТП №8	240,35	171,68	0,5	1	2	250

4.1 Расчет компенсации реактивной мощности

Для надежного и экономичного функционирования системы электроснабжения компенсация реактивной мощности является необходимым условием. Эту функцию выполняют устройства КРМ - конденсаторные установки, в которых основным элементом является конденсатор.

При использовании конденсаторных установок для КРМ разгружаются питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства, снижаются расходы на оплату электроэнергии, а так же позволяют сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

Рассмотрим пример расчета КРМ на примере ТП№1.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле [3]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{ном})^2 - P_p^2}; \quad (24)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 160)^2 - 162,69^2} = 153,97 \text{ кВар}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T, \quad (25)$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность, квар.

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (26)$$

где P_p - расчетная нагрузка ТП, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности для ТП (с производственной нагрузкой: 1,02; с коммунально-бытовой 0,48; со смешанной нагрузкой 0,75) [1, таблица 4.5].

$$Q_p = 162,69 \cdot 0,48 = 78,09 \text{ кВар}$$

$$Q_{HKV1} = 78,09 - 153,97 = -75,88 \text{ кVar}$$

Знак минус означает, что КРМ на данной ТП не требуется. По данным расчета всех ТП можно сделать вывод о ненужности выполнения компенсации.

Полный расчет проведен в программе Mathcad 15 и представлен в Приложение Б.

4.2 Выбор схемы и конструкции ТП

Подстанции предлагается реализовывать по элементарным схемам:

- минуя силовые выключатели на вводах;
- минуя сборные шины на стороне высшего напряжения.

При необходимости аварийного переключения вводов или при параллельной их работе, а также на вводе крупных узловых и транзитных ПС допускается установка выключателей на вводах.

В ВКР примем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160 и 250 кВА.

Трансформаторная подстанция ориентированы для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 10/0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

КТПН применяются в системах электроснабжения промышленных объектов, городских и сельско - хозяйственных объектов и различных строительных площадок.

Высоковольтный ввод в подстанцию 10 кВ и выводы отходящих линий напряжением 0,4 кВ выполнены воздушными. Внешний вид КТПН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции

Достоинствами данных ПС являются:

- заводская готовность ПС;
- корпуса блоков распределительного устройства высокого и низкого напряжения выполняются с теплоизоляцией для повышения надежной работы оборудования;
- конструкция ПС учитывает присоединения к ней воздушных или кабельных линий 10 и 0,4 кВ;
- схема ПС на стороне 10 кВ позволяет присоединение ее к сети в различных исполнениях;
- схема ПС на стороне 0,4 кВ предполагает подключение линии через автоматические выключатели или через предохранители (с АВР или без него).

КТПН оснащена рабочим освещением, вентиляцией рассчитанной на разбавление и удаление теплоизбытков от оборудования и солнечной радиации, а также отопление (электрическое с автоматическим поддержанием температуры не ниже плюс 5° С).

5 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

5.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо сначала определить потери мощности в трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{I}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2 ; \quad (27)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{I I_{xx} \cdot S_{трном}}{2 \cdot 100} , \quad (28)$$

где $S_{ТП}$ - полная мощность нагрузки ТП, кВА;

ΔP_{xx} - потери активной мощности на холостом ходу, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери активной мощности при КЗ, кВт;

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{трном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для примера определим потери мощности для ТП №1, на которой установлены 2 трансформатора ТМГ-160/10 с паспортными данными:

$$P_k = 2,8 \text{ кВт};$$

$$u_k = 4,5 \% ;$$

$$I_{x\%} = 2,0 \% ;$$

$$\Delta P_x = 0,38 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{m1} = 2 \cdot 0,38 + \frac{I}{2} \cdot 2,8 \cdot \left(\frac{141,7}{1600}\right)^2 = 1,858 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 141,7^2}{100 \cdot 160} + \frac{I}{2} \cdot \frac{2 \cdot 160}{100} = 12,89 \text{ квар}.$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, представляет собой сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{(P_{р.ТП1} + \Delta P_{T(ТП1)})^2 + (Q_{р.ТП1} + \Delta Q_{T(ТП1)})^2} \quad (29)$$

Полная мощность ТП №1:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{(162,69 + 1,858)^2 + (78,09 + 12,894)^2} = 188,028 \text{ кВА.}$$

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Mathcad 15 приложение

Результаты расчета сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар	$S_{ТП.ВН}$, кВА
ТП №1	162,69	78,09	1,858	12,894	164,55	90,98	188,028
ТП №2	201,53	96,73	1,942	13,329	203,47	110,06	231,333
ТП №3	203,9	97,87	1,983	13,856	205,88	111,73	234,246
ТП №4	185,6	189,31	2,251	16,94	187,85	206,25	278,977
ТП №5	186,34	89,44	2,166	16,065	188,51	105,51	216,024
ТП №6	97,16	72,87	1,349	7,292	98,51	80,16	127,004
ТП №7	178,16	85,52	2,271	17,138	180,43	102,65	207,589
ТП №8	192,58	92,44	2,372	18,179	194,95	110,62	224,148

5.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Для того чтобы определить расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ нужно произведение суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, подключенных к данному элементу сети на коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок. Коэффициент выбирается из источника [1, таблица 4.2].

$$P_{РП.10} = k_o \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (30)$$

$$Q_{PI.10} = k_o \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (31)$$

где k_o - коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок принимаем равным 0,77.

$$P_{PI.10} = 0,77 \cdot \left(\begin{array}{l} 164,55 + 203,47 + 205,88 + 187,85 + 188,51 + \\ +98,51 + 180,43 + 194,95 \end{array} \right) = 1097,14 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 90,98 + 110,06 + 111,73 + 206,25 + 105,51 + \\ +80,16 + 102,65 + 110,62 \end{array} \right) = 706,84 \text{ квар};$$

$$S_{PI.10} = \sqrt{1097,14^2 + 706,84^2} = 1305,347 \text{ кВА}.$$

Рациональность установки РП в данном районе реконструкции обусловлена большой удаленностью источника питания от села.

На РП применена секционированная система шин, в которой секционный выключатель при нормальном режиме работы обычно отключен, таким образом обеспечивается снижение токов КЗ. Распределительное устройство выполняется в виде шкафов КРУ, которые содержат выключатели, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения.

Электрическая схема РП 10 кВ показана на рисунке 2.

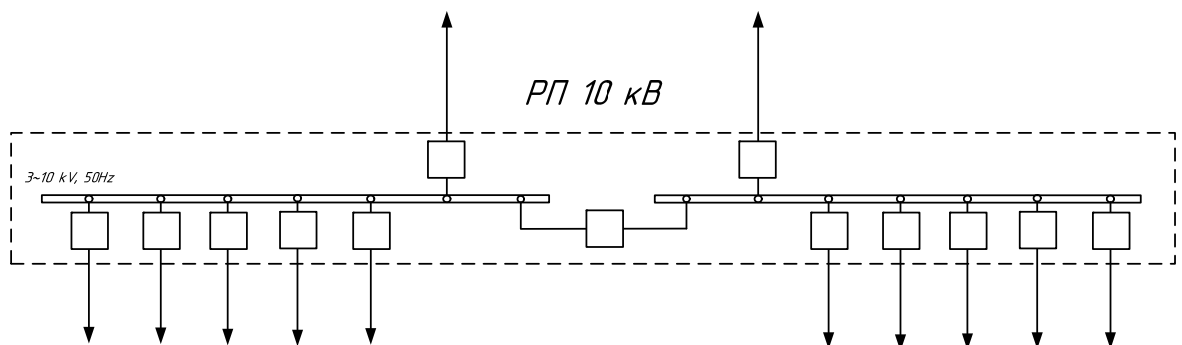


Рисунок 2 – Электрическая схема РП 10 кВ

5.3 Выбор местоположения РП 10/0,4 кВ

Место расположения РП выбирают в центре «тяжести» электрических нагрузок, которые присоединены к данному распределительному пункту.

Центр электрических нагрузок определяется по формулам:

$$X_{РП} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot S_i}{S_i}; \quad (32)$$

$$Y_{РП} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot S_i}{S_i}; \quad (33)$$

где X_i, Y_i — координаты центров нагрузок потребителей, подключенных к РП, км;

S_i — расчетная мощность на вводе i -го потребителя, кВА.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют активным расчетным нагрузкам потребителей. Центр каждого круга должен совпадать с центром нагрузок потребителя. ЦЭН района является символическим центром потребления электроэнергии. Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_i}{\pi \cdot m}}, \quad (34)$$

где r_i — радиус круга, м;

m — масштаб для определения площади круга, 0,3 кВт/м [6].

В качестве потребителей подключенных к РП принимаем ТП села.

Окончательное местоположение распределительного пункта выбирается с учетом удобства его размещения и обслуживания.

Данные для расчета центра электрических нагрузок представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для расчета центра электрических нагрузок

№ Потребителя	S _p , кВА	X, км	Y, км	X _i · S _i	Y _i · S _i	r _i , м
1	198,4	0,53	0,225	105,15	44,64	14,5
2	242,81	0,55	0,33	133,54	80,13	16,05
3	248,66	0,47	0,475	116,87	118,11	16,25
4	232,1	0,72	0,39	167,11	90,52	15,7
5	224,5	0,3	0,29	67,35	65,11	15,44
6	117,06	0,33	0,51	38,63	59,70	11,15
7	232,68	0,2	0,45	46,53	104,71	15,72
8	240,35	0,2	0,17	48,07	40,86	15,96
Итого	1744,73			716,95	617,15	

По данным таблицы 5 определяем координаты центров нагрузок:

$$X_{PI} = \frac{716,95}{1744,73} = 0,41 \text{ км};$$

$$Y_{PI} = \frac{617,15}{1744,73} = 0,35 \text{ км}.$$

Координаты расположения КТП для расчета ЦЭН представлены на рисунке 3.

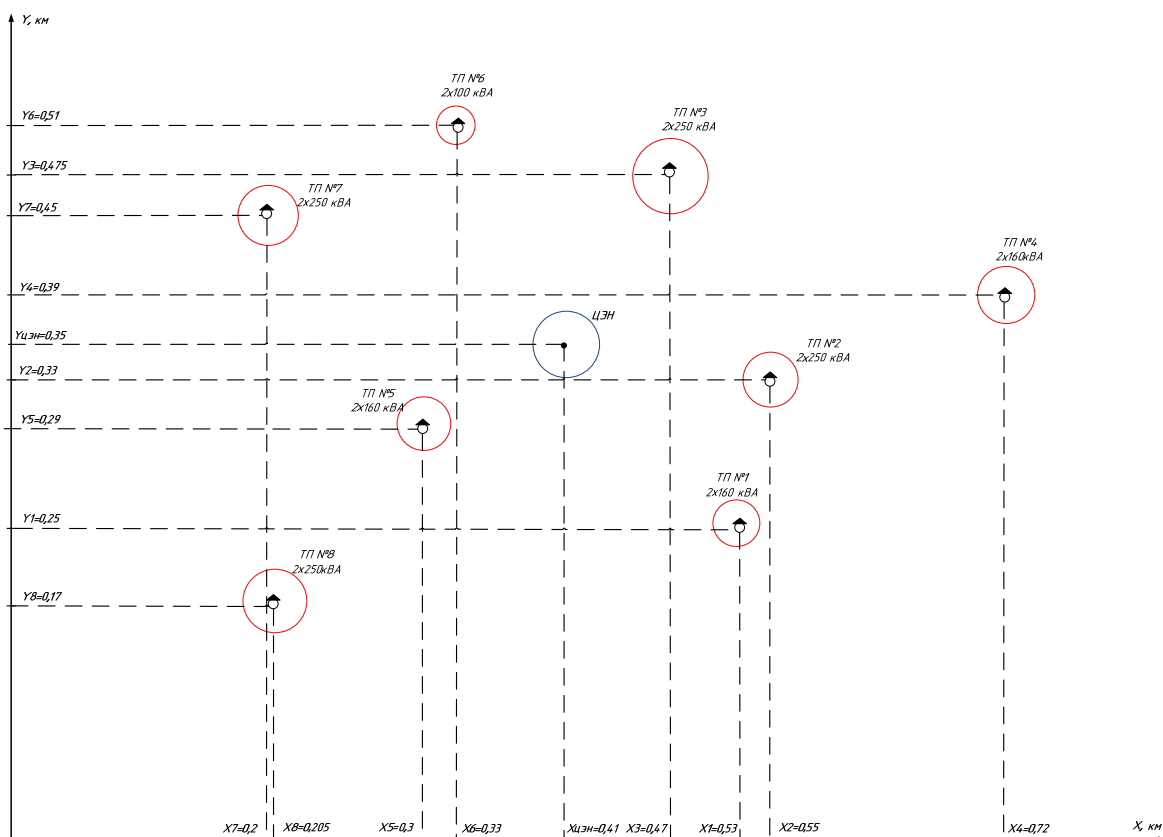


Рисунок 3 - Расчет ЦЭН потребителей РП

Центр электрических нагрузок села расположен в точке (0,41;0,35). Так как установка РП в этой точке невозможна из-за близкого расположения к озеру, поэтому перемещаем РП вниз и вправо относительно ЦЭН.

5.4 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Система электроснабжения сельских потребительских подстанций имеет в большинстве случаев магистральную схему соединения.

Применяются магистральные схемы при расположении нагрузок в одном направлении от источника питания. Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000 - 2500 кВА и четырех-пяти при мощности 250 - 630 кВА [5].

Состав потребителей электроэнергии района реконструкции состоит из электроприемников II категории надежности. Для обеспечения требуемой надежности и так как установлены двухтрансформаторные ТП необходимо

применять двухмагистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В выпускной квалификационной работе предлагаются две петлевые схемы электроснабжения для ТП №1, ТП№2 и ТП№3, и соответственно ТП №5, ТП №6 и ТП №7. Две оставшиеся ТП №4 и №8 предлагается запитать отдельно каждую по двойной магистрали с резервированием.

Отличительной чертой петлевой схемы является наличие в точке потоко раздела разъединителя, который находится в разомкнутом состоянии в нормальном режиме. Таким образом, одна часть потребителей питается от одной секции шин, другая часть – от другой. Если происходит повреждение какого-либо участка линии, то разъединитель замыкается и потребители, оставшиеся без питания, запитываются от другой секции шин РП.

Определим точку потоко раздела петли РП-ТП №1-ТП №2-ТП №3-РП.

Для этого сначала рассчитаем потоки мощности на головных участках по формуле:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot l_i}{\sum l_i} \quad (35)$$

где n – количество присоединенных ТП;

S_i - мощность нагрузки, приведенная к высокой стороне ТП, кВА;

l_i - расстояние от ТП до РП, км.

Поток мощности на головном участке РП-ТП1:

$$S_{РП-ТП1} = \frac{S_{ТП.ВН1} \cdot (l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-РП}) + S_{ТП.ВН2} \cdot (l_{2-3} + l_{3-РП}) + S_{ТП.ВН3} \cdot (l_{3-РП})}{l_{РП-1} + l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-РП}} \quad (36)$$

$$S_{РП-ТП1} = \frac{188,028 \cdot (2,35) + 231,33 \cdot (1,85) + 234,246 \cdot (1,2)}{3,05} = 377,353 \text{ кВА.}$$

Для расчета потока мощности на остальных участках сети, необходимо поочередно вычитать из мощности головного участка нагрузку, приведенную

к высокой стороне каждой ТП:

$$S_{1-2} = S_{РП-ТП} - S_{ВН.ТП}; \quad (37)$$

$$S_{1-2} = 377,353 - 188,028 = 189,325 \text{ кВА.}$$

Точкой потоко раздела в петле считается участок, на котором значение потока мощности будет отрицательным, то есть на этом участке в нормальном режиме будет разомкнут разъединитель.

Точкой потоко раздела будет участок 2-3, значит ТП №1, ТП №2 будут питаться от одной секции шин РП, а ТП №3 – от другой.

Подробный расчет для других участков выполнен в Mathcad 15 и представлен в Приложении Б.

5.5 Выбор и проверка сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения жил высоковольтных проводов производится по аналогии с выбором проводов в низковольтных сетях.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП №8.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (38)$$

где S_p – полная мощность линии кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_{p76} = \frac{224,148}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 6,471 \text{ А.}$$

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП - 3 с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 200 \text{ А}$.

Для того чтобы подобрать необходимое сечение провода на участке петли, питающей ТП №1 – ТП №3, нужно определить максимально

возможный рабочий ток, протекающий по данному участку. Как правило, такой максимальный ток имеет место в послеаварийном режиме, как в самом тяжелом эксплуатационном режиме. Для головного участка РП – ТП №1 рассматриваемой петли самым тяжелым является режим аварийного вывода из работы противоположного головного участка РП – ТП №3, когда вся расчетная мощность для всех ТП будет передаваться через рассматриваемый участок. Аналогично, если выйдет из строя головная линия РП – ТП №7, то через оставшийся в работе участок РП – ТП №5 будет передаваться та же самая мощность.

Расчет участков высоковольтной сети проведен в программе Mathcad 15 представлен в приложении Б.

Основные данные по расчету и выбору воздушных линий 10 кВ сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет и выбор проводов воздушных линий 10 кВ

Линия	Максимальный рабочий ток $I_{p,max}$, А	Длина линии, км	Тип провода	Сечение провода, мм ²	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А
РП - ТП №1	12,11	0,7	СИП-3	3x1x35	200
РП - ТП №3	6,76	1,2	СИП-3	3x1x35	200
ТП №1–ТП №2	6,67	0,5	СИП-3	3x1x35	200
ТП №2–ТП №3	13,46	0,65	СИП-3	3x1x35	200
РП - ТП №4	8,05	570	СИП-3	3x1x35	200
РП - ТП №8	6,47	630	СИП-3	3x1x35	200
РП - ТП №7	9,66	1,4	СИП-3	3x1x35	200
ТП №7-ТП №6	3,67	0,6	СИП-3	3x1x35	200
ТП №6–ТП №5	9,91	0,75	СИП-3	3x1x35	200
РП - ТП №5	6,24	0,67	СИП-3	3x1x35	200

Для всех участков высоковольтной сети выбирается провод СИП 3 с сечением жилы 35 мм², смонтированный на железобетонных опорах СВ-10,5.

Далее провода линии необходимо проверить по допустимой потере напряжения в тяжелом послеаварийном режиме. Нужно убедиться, что при самой тяжелой аварии, а при петлевой схеме построения сети таковой является, как правило, отключение и вывод из работы одного из головных участков, напряжение в наиболее удаленной точке будет оставаться на

допустимом уровне. Отклонение его более чем на 5 % от номинального не допустимо.

Расчет потерь напряжения в распределительной сети 10 кВ представлен в приложении Б. Рассчитанные данные сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери напряжения в распределительной сети 10 кВ

Линия	Потеря напряжения ΔU , %
РП - ТП №1	0,269
РП - ТП №3	0,258
ТП №1–ТП №2	0,106
ТП №2–ТП №3	0,2
РП - ТП №4	0,345
РП - ТП №8	0,082
РП - ТП №7	0,411
ТП №7-ТП №6	0,099
ТП №6–ТП №5	0,2
РП - ТП №5	0,132
РП - ТП №7(При отключенном головном участке РП-ТП №5)	0,656
РП - ТП №1(При отключенном головном участке РП–ТП №3)	0,403

Отклонение напряжения на шинах самой удаленной подстанции в послеаварийном режиме не превышает допустимую величину 5%. Сечение проводов воздушных линий выбрано верно.

5.6 Определение потерь мощности в сетях 10 кВ

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется по формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_l^2 \cdot r_0 + Q_l^2 \cdot r_0)}{U_{ном}^2} \cdot l ; \quad (39)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_l^2 \cdot x_0 + Q_l^2 \cdot x_0)}{U_{ном}^2} \cdot l, \quad (40)$$

где P_l и Q_l - расчетная активная и реактивная нагрузки линии, кВт и квар;

r_0 и x_0 - активное и реактивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Подробный расчёт потерь в распределительных линиях 10 кВ произведён в программе Mathcad 15, приложение Б.

Результаты расчета потерь мощности в линиях 10 кВ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Линия	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP , кВт	ΔQ , квар
РП-ТП №1	0,7	1,01	0,064	3,033	0,192
ТП №1-ТП №2	0,5	1,01	0,064	0,27	0,017
РП-ТП №3	1,2	1,01	0,064	0,665	0,042
РП-ТП №5	0,38	1,01	0,064	0,316	0,02
РП-ТП №7	1,4	1,01	0,064	4,282	0,271
ТП №6-ТП №7	0,6	1,01	0,064	0,852	0,061
ТП №5-ТП №6	0,75	1,01	0,064	0,353	0,022
РП-ТП №8	0,4	1,01	0,064	0,203	0,013
РП-ТП №4	1,7	1,01	0,064	1,336	0,085

Требуется пересчитать расчетную нагрузку на шинах РП, учитывая потери в линиях:

$$P_{РП} = P_{РП(ТП)} + \Delta P_{\Sigma} ; \quad (41)$$

$$Q_{РП} = Q_{РП(ТП)} + \Delta Q_{\Sigma} , \quad (42)$$

где $P_{РП(ТП)}$ и $Q_{РП(ТП)}$ - активная и реактивная нагрузка на РП, учитывающая только нагрузку ТП, кВт и квар;

ΔP_{Σ} и ΔQ_{Σ} - суммарные потери в линиях 10 кВ, кВт и квар;

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 3,033 + 0,27 + 0,665 + 0,316 + 4,282 + \\ + 0,852 + 0,353 + 0,203 + 1,336 \end{array} \right) = 11,31 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 0,192 + 0,017 + 0,042 + 0,02 + 0,271 + 0,022 + \\ 0,013 + 0,085 \end{array} \right) = 0,723 \text{ квар};$$

$$P_{РП} = 1097 + 11,31 = 1108,31 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП} = 706,836 + 0,723 = 707,559 \text{ квар};$$

$$S_{РП} = \sqrt{(1108,31^2 + 707,559^2)} = 1,315 \text{ МВА}.$$

5.7 Выбор и проверка сечений питающих линий 10 кВ

Распределительный пункт, питающий нагрузку села, будет запитан от ПС «Саскаль» 35/10 кВ двумя воздушными линиями. В настоящее время существующие трансформаторы питаются от воздушных линий 10 кВ с маркой провода СИП – 3 сечением 50 мм².

Рассчитывать сечение провода будем методом, применяем и для расчета распределительной сети 10 кВ. Нагрузка на шинах РП равна 1,305 МВА, а длина трассы от ПС «Саскаль» до проектируемого РП – 40,7 км.

$$I_{p.ПС-РП} = \frac{1305}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 37,66 \text{ А}.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение 35 мм². Проверка на допустимый нагрев в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p.ПС-РП} = \frac{1305}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,43 \text{ А}.$$

Длительный допустимый ток для провода 35 мм² равен 200 А:

$$200 \geq 73,45$$

Условие выполняется, следовательно, сечение выбрано верно.

Проверим на допустимые потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{(1097 \cdot 1,01 + 706,84 \cdot 0,064)}{10} \cdot 40,8 = 228,75 \text{ В}.$$

$$\delta U = \frac{228,75}{10000} \cdot 100\% = 2,29\%.$$

Потери не превышают 5%, следовательно, сечение провода выбрано верно.

К установке принимаем два провода СИП – 3 сечением 35 мм² с алюминиевыми жилами сплава марки AlMgSi в стальной оплетке и с изоляцией из светостабилизированного полиэтилена.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании и реконструкции систем электроснабжения важен расчет токов короткого замыкания, которые необходимы для выбора электрооборудования, для проверки проводов по термической стойкости к токам КЗ, а также для выбора уставок релейной защиты и автоматики.

6.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

При расчете токов короткого в сетях 10 кВ необходимо определить токи в нескольких точках, таких как: шины РП, шины наиболее удаленной ТП и шины расчетных ТП.

В соответствии с ПУЭ, в электроустановках выше 1 кВ за расчетные сопротивления принимаются индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление учитывается для ВЛ с малыми сечениями и стальными проводами.

При расчет токов КЗ будем использовать метод относительных единиц. Расчетная схема замещения представлена на рисунке 4.

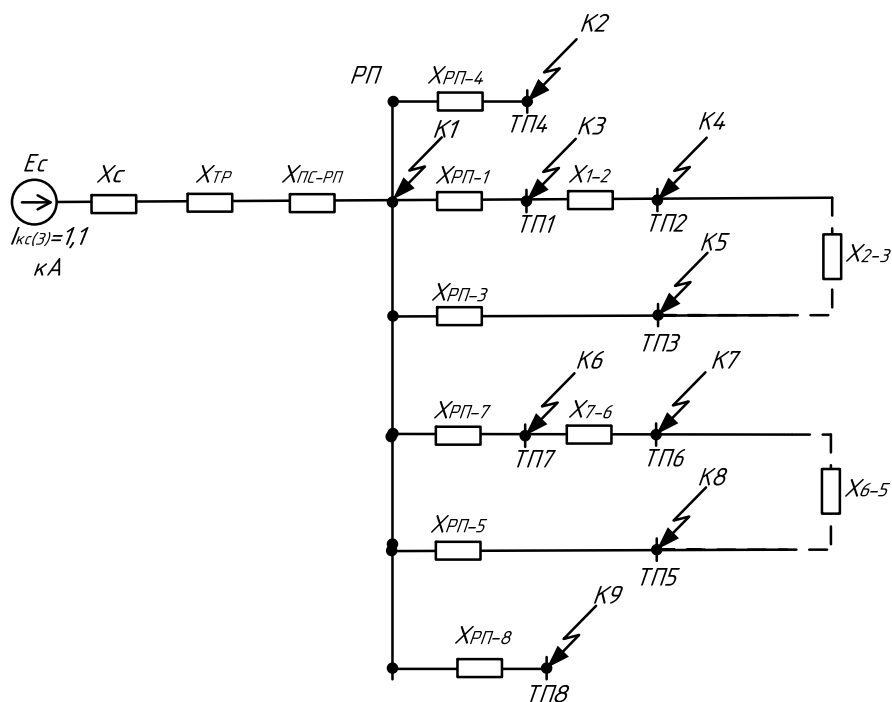


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ 10 кВ

Сопровитления элементов схемы замещения находятся по формулам ГОСТ Р 52735-2007. «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» [6]:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}}, \quad (43)$$

где X_c - сопротивление системы, о.е;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ - значение тока трехфазного КЗ системы, кА;

$U_{\text{ср.ном}}$ - среднее номинальное напряжения сети, кВ, соответствующее ступени напряжения, в узле которой известно значение $I_{\text{кз}}^{(3)}$, кВ.

S_{σ} - базисная мощность, МВА.

Базисную мощность принимаем равной 100 МВА.

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (44)$$

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (45)$$

где $R_{\text{л}}$ и $X_{\text{л}}$ - активное и индуктивное сопротивления линии, Ом;

r_0 и x_0 - активное и индуктивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ТРном}}}. \quad (46)$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_{\text{с}}}{Z_{\text{кз}}} \cdot I_{\text{б1}}, \quad (47)$$

где $Z_{\text{кз}}$ - полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

E_C - ЭДС системы, кВ;

$I_{\delta 1}$ - базисный ток, кА.

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} . \quad (48)$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum X_{Л} + X_C + X_{ТР})^2 + (\sum R_{Л})^2} . \quad (49)$$

Расчет ударного тока:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} , \quad (50)$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент;

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} , \quad (51)$$

где T_a - постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} . \quad (52)$$

Ток двухфазного КЗ можно найти по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} . \quad (53)$$

Для примера рассмотрим расчет токов КЗ для точки К1

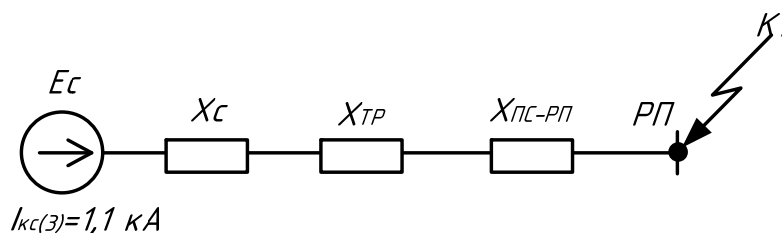


Рисунок 5 – Расчет токов КЗ на шинах РП

Ток трехфазного КЗ на шинах 35 кВ питающей подстанции «Саскаль» 35/10, равен 1,1 кА. Рассчитаем сопротивления элементов схемы замещения.

На ПС установлены два трансформатора: ТДН-16000. Рассчитаем

сопротивление трансформаторов:

$$X_{TP1} = X_{TP2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 6,56 \text{ о.е.}$$

$$X_{TPэкв} = \frac{1}{\frac{1}{6,56} + \frac{1}{6,56}} = 3,281 \text{ о.е.}$$

$$Z = \sqrt{(1,128 + 1,419 + 3,281)^2 + (1,916)^2} = 6,134 \text{ о.е.}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{6,134} \cdot 5,5 = 0,896 \text{ кА};$$

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,896 = 0,776 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{0,773}{314 \cdot 0,103} = 0,01 ;$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,368 ;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,368 \cdot 0,896 = 1,734 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания остальных точек КЗ произведен в программе Mathcad 15 и представлен в приложении Б.

Результаты расчетов токов КЗ остальных точек сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Расчетная точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(2)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	0,896	0,776	1,734
К2	0,801	0,693	1,549
К3	0,859	0,744	1,662
К4	0,83	0,719	1,606
К5	0,19	0,71	1595
К6	0,818	0,709	1,583
К7	0,783	0,678	1,514
К8	0,861	0,745	1,665
К9	0,876	0,758	1,694

6.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

При расчете токов короткого в сетях 0,4 кВ необходимо определить токи в нескольких точках, таких как: шины 0,4 кВ расчетной ТП и в конце каждой отходящей линии

Специфика расчетов токов КЗ до 1 кВ заключается в том, что следует учитывать и активные и индуктивные сопротивления элементов цепи до места КЗ. Затухание периодической составляющей тока КЗ при питании от энергосистемы не берется во внимание. Расчет токов КЗ будем производить методом именованных единиц.

Согласно ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» при расчетах КЗ в сетях 0,4 кВ необходимо учитывать сопротивления трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, сопротивления различных контактов и контактных сопротивлений. Также рекомендуется учитывать сопротивление электрической дуги в месте КЗ [7].

В качестве примера рассмотрим расчет токов КЗ на низкой стороне ТП №2, на которой установлены трансформаторы мощностью 250 кВА, с числом отходящих линий – 5.

Сопротивления элементов схемы замещения находятся по формулам ГОСТ 28249-93 [8].

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 6.

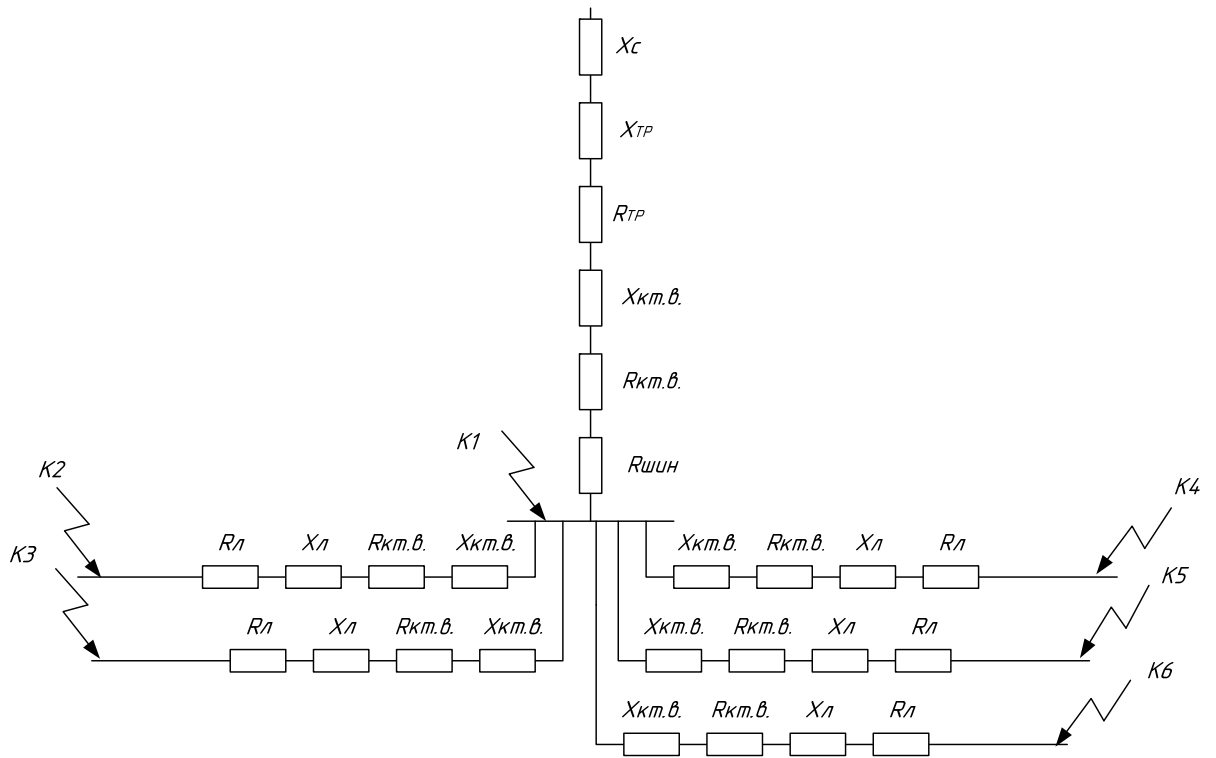


Рисунок 6 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

В первую очередь необходимо рассчитать параметры схемы замещения, найдем сопротивления элементов схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3, \quad (54)$$

где $U_{срнн}$ и $U_{срвн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенное к обмотке низшего и высшего напряжения соответственно, В;

$I_{КЗ}$ - действующее значение трехфазного тока у выводов обмотки высшего напряжения, кА.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 10500} = 0,026 \text{ мОм.}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_T = \sqrt{(u_{\kappa})^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{\kappa}}{S_{T.ном}} \right)^2} \frac{U_{НН.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4; \quad (55)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6, \quad (56)$$

где $S_{T.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{HH.ном}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$$X_T = \sqrt{(4,5)^2 - \left(\frac{100 \cdot 3,5}{250}\right)^2} \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^4 = 27,33 \text{ мОм};$$

$$R_T = \frac{3,5 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 8,96 \text{ мОм}.$$

Сопротивление проводов:

$$X_{л} = x_0 \cdot l; \quad (57)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot l. \quad (58)$$

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Параметры кабеля с алюминиевыми жилами

Сечение провода, мм ²	r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м
3x16	2,4	0,078
3x25	1,54	0,062
3x95	0,405	0,057
3x120	0,32	0,057
3x70	0,549	0,059

$$X_{ТП1-1} = 0,078 \cdot 1500 = 117 \text{ мОм};$$

$$R_{ТП1-1} = 2,4 \cdot 1500 = 3600 \text{ мОм};$$

$$X_{ТП1-2} = 0,062 \cdot 60 = 3,72 \text{ мОм};$$

$$R_{ТП1-2} = 1,54 \cdot 60 = 92,4 \text{ мОм};$$

$$X_{ТП1-3} = 0,057 \cdot 70 = 3,99 \text{ мОм};$$

$$R_{ТП1-3} = 0,405 \cdot 70 = 28,35 \text{ мОм};$$

$$X_{ТП1-4} = 0,057 \cdot 70 = 3,99 \text{ мОм};$$

$$R_{ТП1-4} = 0,32 \cdot 70 = 22,4 \text{ мОм};$$

$$X_{ТП1-5} = 0,059 \cdot 1100 = 64,9 \text{ мОм};$$

$$R_{ТП1-5} = 0,549 \cdot 1100 = 603,9 \text{ мОм}.$$

Активные сопротивления контактов и контактных соединений:

Приближенно можно принять $R_k = 0,1 \text{ мОм}$ – для контактных соединений кабелей, $R_k = 1,0 \text{ мОм}$ – для коммутационных аппаратов [7].

Сопротивления трансформаторов тока необходимо учитывать только на токи до 500 А.

Сопротивление катушек контактных выключателей принимаем $R_{кв} = 0,14 \text{ мОм}$, $X_{кв} = 0,08 \text{ мОм}$, $R_{кв.конт} = 0,15 \text{ мОм}$.

Сопротивление от выводов силового трансформатора до шин 0,4 кВ КТП: $R_{шин} = 0,1 \text{ мОм}$, $X_{шин} = 0,06 \text{ мОм}$.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$R_{I\Sigma} = R_{TP} + R_{шин} + R_{кв} + R_k + R_{пер}; \quad (59)$$

$$R_{I\Sigma} = 8,96 + 0,1 + 0,14 + 0,15 + 0,1 = 9,45 \text{ мОм};$$

$$X_{I\Sigma} = X_C + X_{TP} + X_{кв} + X_{шин}; \quad (60)$$

$$X_{I\Sigma} = 0,026 + 27,33 + 0,08 + 0,06 = 27,49 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в т. К1:

$$I_{ПО1}^{(3)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{к1}^2 + X_{к1}^2}}; \quad (61)$$

$$I_{ПО1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,45^2 + 27,49^2}} = 7,954 \text{ кА}.$$

Ударный ток в т. К1 по формуле:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 7,954 \cdot 1,368 = 15,39 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного КЗ рассчитаем так же, как и для сети 10 кВ

$$I_{ПО1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,954 = 6,89 \text{ кА}.$$

При нахождении однофазного КЗ требуется учитывать прямую, обратную и нулевую последовательности

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (62)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности Ом;

$R_{2\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления обратной последовательности Ом;

$R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности Ом.

Схема замещения обратной последовательности состоит из элементов схемы прямой последовательности, не считая ЭДС, а сопротивления элементов обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности.

$$R_{2\Sigma} = R_{\text{ТР}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{кв}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пер}}; \quad (63)$$

$$X_{2\Sigma} = X_{\text{ТР}} + X_{\text{кв}} + X_{\text{шин}}. \quad (64)$$

Сопротивление нулевой последовательности по аналогии будет равняться сопротивлению прямой последовательности для данной цепи.

$$R_{0\Sigma} = R_{\text{ТР}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{кв}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пер}}; \quad (65)$$

$$X_{0\Sigma} = X_{\text{С}} + X_{\text{ТР}} + X_{\text{кв}} + X_{\text{шин}}. \quad (66)$$

Следовательно однофазный ток для точки К1 будет равен:

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{(3R_{\text{ТР}} + 3R_{\text{шин}} + 3R_{\text{кв}} + 3R_{\text{к}} + 3R_{\text{пер}})^2 + (2X_{\text{С}} + 3X_{\text{ТР}} + 3X_{\text{кв}} + 3X_{\text{шин}})^2}} \quad (67)$$

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{\sqrt{11,388^2 + 44,238^2}} = 9,67 \text{ кА.}$$

Расчет токов для остальных точек выполнен в программе Mathcad 15

Приложение Б.

7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Выбранный провод должен быть устойчив к термическому действию токов КЗ. Для этого расчетная температура провода при протекании тока КЗ не должна превысить допустимую температуру для материала изоляции провода.

Проверка проводов на термическое действие тока КЗ осуществляется по тепловому импульсу:

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (68)$$

где $I_{н.о}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{откл}$ - время отключения тока КЗ, с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_{в} + t_{рз}, \quad (69)$$

где $t_{в}$ - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов, с;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты, с.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C_m}, \quad (70)$$

где C_m - коэффициент, зависящий от материала проводника и допустимой температуры нагрева, для алюминиевых жил проводов 10 кВ принимается $C_m = 100$.

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}. \quad (71)$$

Проверку провода на термическое действие тока КЗ проведем на примере линии РП-ТП №4. Параметры воздушной линии: действующее значение периодической составляющей тока КЗ - $I_{н.о} = 0,801$ кА и постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ - $T_a = 0,01$ с.

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульс:

$$B_{кз} = 0,801^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 0,103$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{min.РП-ТП№4} = \frac{\sqrt{0,103}}{100} = 0,003 \text{ мм}^2.$$

Сечением выбранного провода: $F_{выбр} = 35 \text{ мм}^2$.

Сравнивая выбранное сечение и полученное минимально допустимое сечения $21,023 \leq 35$ получаем, что условие выполняется, а значит сечение провода выбрано верно. Результаты проверки остальных проводов СИП представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Линия	$I_{н.о}$, кА	$B_{кз}$	$F_{min.}$	$F_{выбр}$	Условие выполнения
РП – ТП №4	0,801	0,103	0,003	35	Выполняется
РП – ТП №1	0,859	0,344	0,006	35	Выполняется
ТП №1–ТП №2	0,83	0,11	0,003	35	Выполняется
ТП №2–ТП №3	0,19	0,005	0,00076	35	Выполняется
РП – ТП №3	0,19	0,005	0,00076	35	Выполняется
РП – ТП №7	0,818	0,107	0,003	35	Выполняется
ТП №6–ТП №7	0,783	0,098	0,003	35	Выполняется
ТП №6–ТП №5	0,861	0,119	0,004	35	Выполняется
РП – ТП №5	0,861	0,119	0,004	35	Выполняется
РП – ТП №8	0,876	0,123	0,004	35	Выполняется

По данным результатов проверки сечения по длительно допустимому току все сечения были выбраны верно.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В выпускной квалификационной работе для реконструируемой схемы электроснабжения села Ушаково необходимо произвести выбор электрических аппаратов для надежной работы электрической схемы.

Выбор и проверка электрических аппаратов проводится для того чтобы обеспечить распределительный пункт и комплектные трансформаторные подстанции надежным для работы и безопасным в обслуживании оборудованием.

К электрическим аппаратам относятся такие электротехнические устройства, за счет которых можно производить включение и отключение электрических цепей, а также воспроизводить функции контроля состояния цепей, управления, измерения и защиты электрических и неэлектрических объектов.

Электрические аппараты в зависимости от выполняемых функций делятся на:

- коммутационные аппараты (автоматические выключатели, предохранители и др.);
- защитные аппараты;
- контролирующие аппараты (реле и датчики);
- измерительные аппараты (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);
- регулирующие аппараты (регулирование заданного параметра электрической цепи).

Также следует произвести выбор и проверку сборных шин и ячейки распределительного устройства.

8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель относится к коммутационным аппаратам, которые предназначены для включения и отключения тока в электрической цепи в

нормальном режиме, а также для автоматического отключения поврежденного участка сети при авариях.

По методу гашения дуги высоковольтные выключатели разделяются на воздушные, элегазовые, масляные, вакуумные и др.

Выключатели должны надежно и быстро отключать любые токи, обладать взрыво- и пожаробезопасностью, а также должны быть удобны в эксплуатации.

Установка высоковольтных выключателей производится со стороны питания, а именно в начале линии.

На РП принимаем к установке выключатели на вводах, на всех отходящих линиях, а также осуществим выключателем между секциями шин секционную связь.

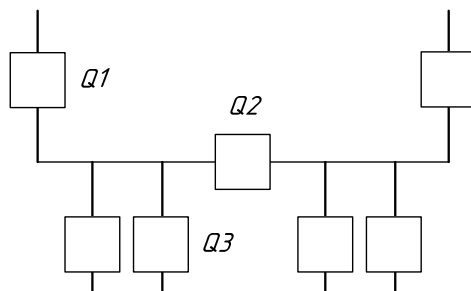


Рисунок 7 – Место установки выключателей в РП

Условие для выбора выключателей:

- при выборе выключателей номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (72)$$

где $U_{уст}$ - номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

- максимальный рабочий ток электрической цепи не должен превышать номинальный ток (каталожные данные):

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (73)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток, кА;

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (74)$$

- ток отключения должен превышать или равняться периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл.ном}} \cdot \quad (75)$$

Для того чтобы проверить выключатель на термическую стойкость к токам КЗ нужно рассчитать максимальную температуру нагрева электрических аппаратов от токов КЗ, а для этого необходимо знать длительность протекания короткого замыкания, время срабатывания заиты и время отключения выключателя. Также посчитать тепловой импульс и сравнить его с тепловым импульсом короткого замыкания:

$$B_{\text{к.в}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (76)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ, с.

На примере отходящей линии к ТП №4 проведем выбор и проверку выключателя. Устанавливаем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630-УЗ. На рисунке 8 представлен внешний вид выключателя



Рисунок 8 – Выключатель вакуумный типа ВВ/TEL-10-20/630-У3

Такие выключатели на подобии ВВ/TEL от производителя «Таврида Электрик» владеют рядом превосходств по сравнению с другими типами коммутационной аппаратуры:

- маленькие габариты и вес;
- на протяжении всего срока службы не требуют ремонта;
- могут устанавливаться на различных видах КРУ;
- размашистый спектр рабочих температур;
- дешевая стоимость.

Расчетные и каталожные данные выключателя представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление расчетных и каталожных данных для выбора выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб.мах} = 9,25 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.0} = 0,896 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п.0} = 0,896 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{уд} = 1,734 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$B_{к} = 140,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранные выключатели удовлетворяет условиям проверки. На оставшихся ячейках были установлены выключатели типа ВВ/TEL-10. Тип и марка всех выбранных выключателей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор высоковольтных выключателей

Место установки	Марка
РП-ТП №4	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2
РП-ТП №1	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2
РП-ТП №3	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2
РП-ТП №7	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2
РП-ТП №5	ВВ/TEL-10-12,5/630-У2

8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока используются для сокращения первичного тока до значений более комфортных для включения измерительных устройств и реле.

Выбор производят по номинальному напряжению, номинальному первичному току, по классу точности и по допустимой нагрузке вторичной цепи, а проверку проводят по термической и электродинамической стойкости к токам КЗ.

Класс точности для ТТ 0,5, так как подключены счетчики электрической энергии.

Если первичный ток ТТ не превышает 4000 А, то номинальный вторичный ток ТТ равен 1 А. В случае превышения – 5 А.

Условие для выбора трансформатора тока:

- при выборе ТТ номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению ТТ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (77)$$

- номинальный первичный ток ТТ должен быть по возможности ближе к значению максимального рабочего тока в цепи, для того чтобы не было недопустимых погрешностей измерений из за недогрузки первичной обмотки:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}; \quad (78)$$

- расчетная вторичная нагрузка приборов, подключаемых к трансформатору тока должна быть меньше (или равна) номинальной допустимой нагрузке трансформатора для выбранного класса точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (79)$$

Нагрузка вторичной цепи представляет из себя сопротивления приборов $Z_{приб}$, соединительных проводов и сопротивление контактов:

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}} \quad (80)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (81)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов, ВА;

I_2 - их вторичный номинальный ток, А.

$$Z_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{пров}}}, \quad (82)$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление провода, Ом·м;

l - длина провода, м.

$S_{\text{пров}}$ - сечение провода, мм².

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов принимаем для КРУ 6-10 кВ приблизительно равной 3-5 м.

Условие для проверки ТТ:

- проверка на термическое действие тока КЗ:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_m, \quad (83)$$

где K_m – кратность термической стойкости;

t_m – время термической стойкости, с.

- проверка на динамическую стойкость проводится:

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (84)$$

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

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока А.

К установке в ячейках РП примем ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара», представленный на рисунке 9.



Рисунок 9- Трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10

Электроизмерительные приборы устанавливаем цифровые, серии 3021 с более высокой точностью измерений, широким диапазоном значений и быстродействием.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к ТТ, они измеряют действующее значение тока, напряжения, активную и реактивную мощности, частоту сети. Кроме этого приборы данной серии контролируют минимальные и максимальные значения измеряемого параметра. В случае если значение параметра вышло за границу допустимого, на приборе начинает мигать соответствующий индикатор, срабатывает реле.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	5	0	
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	0	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		17,6	0	17,6

Для того чтобы погрешности у трансформаторов не увеличивались и это никак не влияло на измерения необходимо, чтобы номинальная нагрузка приборов, подключенных к ТТ не превысила допустимые значения для трансформатора данного класса точности.

Допустимую нагрузку определим по формуле

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (85)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А;

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{25}{5^2} = 1 \#$$

Общее сопротивление приборов:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{17,6}{5^2} = 0,704 \#$$

Сопротивление проводов определяется:

Сопротивление контактов принимаем: $Z_k = 0,01$ Ом.

Вторичная нагрузка z_2 :

$$Z_2 = 0,704 + 0,07 + 0,01 = 0,784 \text{ Ом.}$$

Проверку на термическую стойкость к токам КЗ производим по формуле (62):

$$B_k \leq (5 \cdot 16) 20,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе ТТ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5-25-300/5-У2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 206,61 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hр} = 0,784 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{кр} = 140,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 12,99 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения, класс точности которых равен 0,5, предназначены для питания: обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

К установке примем трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ, у которых обязательным является заземление нулевой точки и схема соединения – «открытый треугольник». Они будут применяться в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) для измерения напряжения и контроля изоляции фаз относительно земли.

Трансформаторы напряжения выбираются исходя из напряжения установки, конструкции и схемы соединения, класса точности, а главное по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (86)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения указана в таблице 20.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ3021	3	1	1	5
Ваттметр	СР3021	4	2	2	16
Варметр	СТ3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Измерительные приборы за счет цифровых интерфейсов и телеметрических параметров выполняют еще и роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Примем к установке трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УХЛ2. Внешний вид трансформатора представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 - Внешний вид трансформатора напряжения типа НАМИ-10-95 УХЛ2

Каталожные и расчетные данные приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_p$

8.4 Выбор и проверка сборных шин

В основном в РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнять жесткими шинами из алюминиевого сплава.

Выбираются сечения шин по нагреву (по допустимому току), учитывая как нормальный режим, так и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительному допустимому току, для этого рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах РП:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (87)$$

$$I_{н/а} = \frac{1305}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,43 \text{ А.}$$

К установке принимаем шины АД31Т сечением 60 мм², с длительным допустимым током 215 А [8].

Проверка шины на термическую стойкость производится по данным для точки КЗ (точка К1) на шинах РП:

$$I_{ПО}^{(3)} = 0,896 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 1,734 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ находится по формуле:

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (88)$$

$$B_k = 0,896^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 0,063 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}; \quad (89)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0,063 \cdot 10^3}}{82} = 0,097 \text{ мм}^2,$$

где $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{min} < q ,$$

$$0,097 < 60 \text{ мм}^2.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости не превышает расчетное сечение, а значит шины термически устойчивы.

Необходимо провести проверку сборных шин на механическую прочность.

Частота собственных колебаний алюминиевых полосовых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц} , \quad (90)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (91)$$

q - поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0.2 \cdot 3 = 0.6 \text{ см}^2$).

$$J = \frac{0.2 \cdot 3^3}{12} = 0,45 \text{ см}^4 ;$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,45}{0,6}} = 104 \text{ Гц}$$

Механический резонанс не будет присутствовать, так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц.

Определим наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (92)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1734^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 0,65 \text{ Н/м}$$

Изгибающий момент, создаваемый равномерно распределенной силой f равен:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}. \quad (93)$$

$$M = \frac{0,65 \cdot 1,2^2}{10} = 0,1 \text{ Н/м}$$

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

Напряжение, в материале шин появляющееся при действии изгибающего момента определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (94)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин. Для однополосных шин равен $1,8 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{расч} = \frac{0,1}{1,8} = 0,06 \text{ МПа}$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику составляет [8]:

$$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}.$$

Условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ выполняется, а значит выбранные шины механически прочны и все условия выполняются.

Сравнение расчетных и паспортных данных выбранных шин сведено в таблицу 22.

Таблица 22 – Сравнение расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$I_{max} = 75,43 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 215 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$
$q_{min} = 0,097 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 0,06 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$

Жесткие шины будем крепить на опорных изоляторах, для этого нужно произвести их выбор. Условия для выбора опорных изоляторов следующие[8]:

1. номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению изолятора:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (95)$$

2. выбор зависит от места установки;

3. допустимая нагрузка должна быть больше (или равняться) силе, действующей на изолятор:

$$F_{расч} \leq F_{дон}; \quad (96)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора определяется по формуле:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (97)$$

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

В соответствии с ПУЭ, не допустимо чтобы расчетная нагрузка превышала разрушающую нагрузку на изолятор (указывается в паспортных данных изолятора), а именно 60 % от разрушающей нагрузки.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (98)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета между изоляторами, м.

К установке будут применяться изоляторы типа ИО-10-3,75 с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр} = 3750$ Н.

Допустимая нагрузка изолятора:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{1734^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 3,901 \text{ Н.}$$

Проверка по формуле (46):

$$3,901 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Проверка показала, что данный изолятор может быть принят к установке и он обладает большим запасом прочности.

8.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ принимаем к установке КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12Р производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6(10) кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор или резистор нейтралью [19].

КРУ «Классика» серии D-12Р комплектуется из отдельных шкафов. В каждом из шкафов размещается аппаратура для одного подключения к сборным шинам.

На рисунке 11 показан внешний вид шкафа КРУ «Классика» серии D-12Р.

Корпус шкафа представляет собой сборную объемную самонесущую конструкцию, произведенную на сверхточном оборудовании способом холодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием нейтралью [19].

Для обеспечения безопасности в случае возникновения электрической дуги все шкафы с выдвигаемыми элементами разделяются на 4 отсека с металлическими перегородками. Отсеки: сборных шин, выдвигаемых элементов, присоединений и ТТ и вспомогательных цепей.



Рисунок 11- Внешний вид шкафа КРУ «Классика» серии D-12P.

Выдвижные элементы с электрическими аппаратами (выключатели, разъединители и др.) позволяют легко обслуживать и ремонтировать эти аппараты в процессе эксплуатации.

За счет высокой стойкости ячейки КРУ к дуговым воздействиям при их возникновении внутри шкафа минимизируется ущерб и защищается обслуживающий персонал от влияния электрической дуги.

Проверка КРУ проводится таким же образом как и для выключателя.

8.6 Выбор и проверка предохранителей

Защита распределительных линий 0,4 кВ выполняется предохранителем. Выбор осуществляется по расчетному току, а установка осуществляется на каждой ТП.

Условие выбора по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (99)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя, А.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S / 2}{\sqrt{3} \cdot U_H} ,$$

(100)

где S – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование (с учётом аварийных ситуаций), кВА.

Проведем проверку предохранителя для линии ТП2-4:

$$I_{расч} = \frac{157,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 239,622 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель марки ПН2-400 с плавкой вставкой на номинальный ток 400 А.

Предохранители проверяют по следующим параметрам:

1. согласование предохранителя с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} ; \quad (101)$$

$400 \leq 3 \cdot 335$ - условие выполняется.

2. по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B ; \quad (102)$$

$9067 \geq 1200$ – условие выполняется.

8.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На двухтрансформаторных ТП автоматические выключатели устанавливаются на вводах низкого напряжения, а также ими осуществляется секционная связь. При проектировании применяются автоматы серии ВА, поскольку они обладают повышенной коммутационной способностью.

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p , \quad (103)$$

где $I_{ном. расц}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

I_p – максимальный рабочий ток (в послеаварийном режиме), А.

Выбирается автоматический выключатель для ТП №8:

$$I_{расч} = \frac{224,15}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 341,5 \text{ А.}$$

Выбирается выключатель ВА53-41 с номинальным током 400 А.

На рисунке 12 представлен внешний вид выключателя.

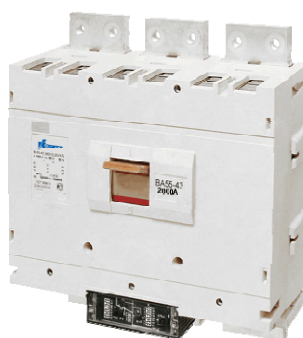


Рисунок 12 - Автоматический выключатель ВА53-41

Результаты расчета автоматических выключателей сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты расчета автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	188,038	286,03	400	ВА53-41
2	231,33	351,88	400	ВА53-41
3	234,25	356,33	400	ВА53-41
4	278,98	424,4	630	ВА53-41
5	216,03	328,57	400	ВА53-41
6	127,01	193,2	250	ВА53-41
7	207,59	315,77	400	ВА53-41
8	224,15	341,5	400	ВА53-41

Проверка автоматических выключателей производится как и для предохранителей, но добавляется проверка по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (104)$$

Но так как наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей составляет 135 кА и явно превышает максимальный ток трехфазного КЗ, следовательно проверку проводить не обязательно.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

В выпускной квалификационной работе необходимо рассмотреть два важных вопроса:

1. мероприятия по защите электроустановок от поражения прямыми ударами молнии;
2. заземление устанавливаемых КТП для избежания поражения электрическим током.

9.1 Заземление КТП 10/0,4

Заземление – это комплекс мероприятий проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

- рабочее - необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок;
- защитное - служит для предотвращения поражения людей электрическим током.

Защитное заземление за счет стекания потенциала в землю снижает напряжение прикосновения до безопасных значений.

Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В.

Каким будет заземление зависит от нескольких факторов

При проектировании системы заземления учитывают множество факторов такие как: вид электроустановки, режим работы нейтрали, номинальное напряжение электроустановки, размеры защищаемого объекта, сопротивление грунта где установлено оборудование и величина токов замыкания на землю и др.

В данной работе для новой КТП необходимо подобрать размеры и форму заземлителя и провести расчет его сопротивление.

В соответствии с ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на

глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [9]».

Осуществляется это соединением горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой вбитых на определенной глубине в земле, а далее это все соединяется проводником с корпусом электрооборудования.

Как выглядит план заземляющее устройство КТП показано на рисунке 13.

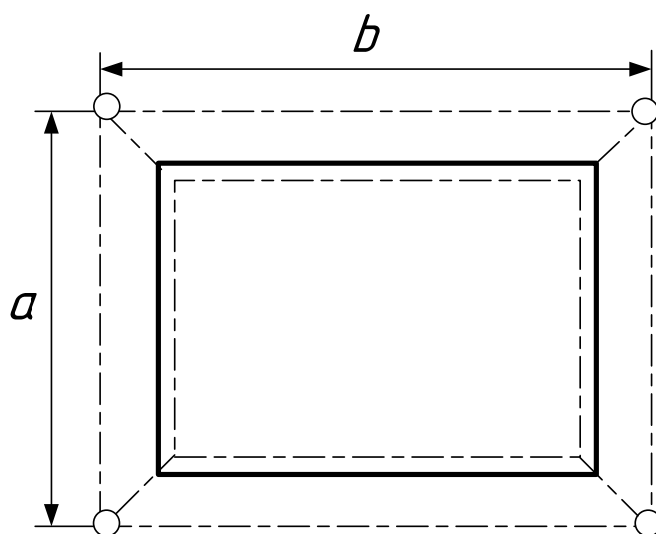


Рисунок 13– План заземляющего устройства КТП

Сопротивление заземлителя это значимая величина для работы заземляющего устройства. Эффективность его работы зависит от сопротивления. Чем оно меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Заземляющее устройство в КТП будет защищать сеть выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, в соответствии с ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (при условии, что удельное сопротивление земли не больше 100 Ом*м) [9].

Контур расположи в земле на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей будет использоваться угловая сталь с размерами 50*50 и длиной 3 м.

Для горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4*40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (105)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L - длина заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d - диаметр принимаемого заземлителя, м.

При использовании угловой стали в качестве заземлителя вместо круглой диаметр определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (106)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}}, \quad (107)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м.}$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя составит:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (108)$$

где b - ширина полосы, м;

$t_{\text{зоп}}$ - глубина заложения, м;

$L_{гор}$ - длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя прямо пропорциональна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (109)$$

где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП, м. Согласно проекту завода-изготовителя: $a=4,92$ м, $b=4,97$ м.

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м};$$

$$R_{гор} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{верт}}{R_3 \cdot k_e}, \quad (110)$$

где R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_e - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$R_{гор.пол.} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}}; \quad (111)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4 \text{ Ом.}$$

Необходимо произвести уточняющий расчет сопротивления вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор} \cdot R_3)}{(R_{гор} - R_3)}; \quad (112)$$

$$R'_{верт} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9 \text{ Ом.}$$

После этого пересчитываем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 3,6$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{R_{\text{верт}}}{n' \cdot k_{\epsilon}}; \quad (113)$$

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{8,6}{2,6 \cdot 0,65} = 5,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{\text{з.}\delta} = \frac{R_{\text{верт.}\delta} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.}\delta} + R_{\text{гор.пол}}}; \quad (114)$$

$$R_{\text{з.}\delta} = \frac{5,1 \cdot 9,4}{5,1 + 9,4} = 3,3 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление всего заземляющего контура не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{\text{з.}\delta} \leq R_{\text{з}}$$

Для оставшихся КТП и РП расчет сопротивления заземлителя ведется аналогично.

Кроме наружного контура заземления в РП и КТП еще производится внутренний контур, к которому подключают все металлические части электроустановок не оказавшиеся под напряжением в нормальном режиме работы. Полоса внутреннего контура обязана крепиться вдоль стен на высоте минимум 0,4 м от пола.

9.2 Молниезащита РП и КТП

В соответствии с ПУЭ «здания закрытых РУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20» [9].

Молниезащита РП или КТП, имеет возможность быть исполнена

довольно элементарно, в случае если на крыше или же стенках присутствует железная кровля. Установка специальных молниеприемников и молниеотводов в таком случаи не понадобится. Довольно лишь только объединить металлическую кровлю с наружным контуром заземления. Удобнее всего исполнять связь в точках ввода заземлителя в само здание РП (или КТП).

В случае если кровля здания исполнена неметаллической, то нужно спроектировать молниеприемник на крыше строения.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Без релейной защиты и автоматики нельзя представить нормальную и надежную работу энергетических систем. Она предназначена для защиты энергосистем и ее элементов от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита производит автоматическую ликвидацию аварии (при возникновении ненормальных режимов) или ее локализацию (отключение поврежденного элемента). Релейная защита неразрывна связана и с электрической автоматикой, которая используется для предотвращения развития аварий и восстановления нормального режима работы энергосистемы и электроснабжения.

По этой причине к устройствам релейной защиты предъявляют список требований:

- селективность (или избирательность), заключается в способности точно определять и отключать только поврежденный элемент сети;
- быстродействие;
- чувствительность, заключается в безошибочном реагирование на минимальные токи КЗ не только в своей зоне действия, но и на смежных участках, но уже с определенной выдержкой времени.
- надежность, т.е. защита должна надежно выполнять свои функции.

Из требований для релейной защиты вытекает, что релейная защита делится на основную и резервную. Основная защита будет реагировать на повреждения на всем защищаемом участке, и должна иметь время срабатывания меньше, чем у других защит. Все остальные защиты, устанавливаемые на этом участке будут относиться к резервным.

В данном разделе требуется выбрать, какие устройства релейной защиты необходимо установить на линиях 10 кВ и на трансформаторах КТП, а также определиться с целесообразностью установки устройств автоматики в сети.

10.1 Защита линий 10 кВ

Для линий 10 кВ нужно учесть защиту от многофазных и однофазных замыканий на землю.

Защита от многофазных замыканий в сетях 10 кВ, обычно, производится двухступенчатой. Другими словами содержит в себе максимальную токовую защиту (МТЗ) и токовую отсечку без выдержки времени (ТО).

Токовая защита производится в двухфазном выполнении, при этом она включается в одни и те же фазы для всех линий этого напряжения. Кроме того, токовая защита может выполняться с использованием одного, двух или трех реле для обеспечения большой надежности и чувствительности.

Произведем расчет защиты для линии РП-ТП №8:

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (115)$$

где $I_{раб}$ - максимальный рабочий ток линии, А;

k_H - коэффициент надежности микропроцессорной защиты, принимается равным 1,05;

$k_{с/з}$ - коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимается равным 1;

k_{θ} - коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 12,958 = 14,322 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты:

$$I_{с.п} = I_{с.з} \cdot \left(\frac{k_{сх}}{k_{Т.Т}} \right), \quad (116)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы трансформатора тока ($k_{Т.Т}=1$, если вторичная обмотка соединена в звезду и $\sqrt{3}$, если в треугольник);

$k_{T.T}$ - установленный коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для того, чтобы определить $k_{T.T}$, необходимо сначала определить расчетный коэффициент трансформации:

$$n_{TAp} = \frac{k_{cx} \cdot I_{ном}}{5}; \quad (117)$$

$$n_{TAp} = \frac{1 \cdot 6,479}{5}.$$

Принимаем установленный коэффициент трансформации равным 150/5.

$$I_{c.p} = 14,3 \cdot \frac{I}{150 / 5} = 0,47 \text{ A}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (118)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ, кА.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,758}{0,47} = 1,64.$$

Коэффициент чувствительности указывает, во сколько раз минимальный ток короткого замыкания превосходит величину тока уставки релейной защиты. Коэффициент чувствительности должен быть не меньше приемлимого значения для этого вида защиты (1,5 для МТЗ [5]):

$$1,64 \geq 1,5 - \text{данное условие выполняется.}$$

К установке принимается максимальная токовая защита типа «Сириус».

Из за того что максимальная токовая защита имеет выдержку времени и она не может обеспечить мгновенное оключение линии при токах КЗ для

этого устанавливают еще токовую отсечку без выдержки времени.

Принцип действия для токовой отсечки представлен на рисунке 14.

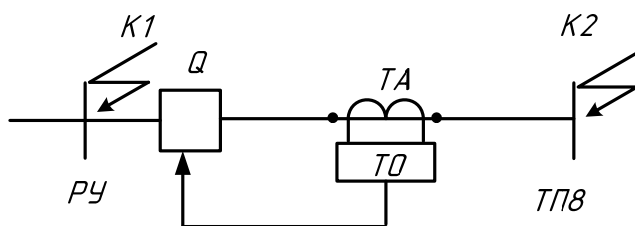


Рисунок 14 – Расчетная схема

Выбирается ток срабатывания отсечки по большему току короткого замыкания в конце защищаемого участка, другими словами по трехфазному току КЗ по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (119)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты принимается равным 1,1;

Коэффициент надежность или отстройки необходим для повышения надежности защиты, а также он учитывает погрешности при расчете токов КЗ.

$I_{кmax}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ, протекающий по линии.

Находим ток срабатывания отсечки:

$$I_{с.з.}^{TO} = 1,1 \cdot 898 = 987,8 \text{ А}$$

Ток срабатывания отсечки следует отстроить от бросков токов намагничивания силовых трансформаторов.

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (120)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент намагничивания равный 3-5;

$\Sigma I_{т.ном}$ - номинальный ток силового трансформатора или, как в нашем случае, нескольких трансформаторов, питаемых по цепи, который можно рассчитать по формуле:

$$\Sigma I_{m.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (121)$$

$$\Sigma I_{m.ном} = \frac{198,4 + 242,81 + 248,66 + 232,1 + 224,5 + 117,06 + 232,68 + 240,35}{\sqrt{3} \cdot 10} = 100,4 \text{ А};$$

$$I_{с.з}^{TO} \geq 5 \cdot 100,4;$$

$$I_{с.з}^{TO} \geq 502.$$

Для токовой отсечки из рассчитанных уставок выбирается большая, то есть принимаем ток уставки 988 А .

Зону действия отсечек можно найти и графически, как точки пересечения прямой, которая соответствует току срабатывания с кривыми изменениями токов КЗ. Если зона действия отсечки обхватывает не меньше 20 - 25 % длины линии, то ее действие считается эффективным.

От однофазных замыканий на землю защита выполняется в следующих видах:

- селективная защита (которая устанавливает поврежденное направление), действующая на сигнал;
- селективная защита (которая устанавливает поврежденное направление), действующая на отключение необходимое по требованиям безопасности; такая защита устанавливается на питающих элементах электрически связанной сети;
- устройство контроля изоляции; поврежденные элементы находятся специальными устройствами, при этом допускается нахождение поврежденного элемента сети поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Такая защита первым делом должна срабатывать на установившиеся замыкания на землю; здесь также допускается использование устройств, регистрирующих кратковременные замыкания без выполнения повторности действия.

10.2 Защита трансформаторов

Защиты трансформаторы зависят от мощности самого трансформатора, его назначения, от режима работы, места установки трансформатора и от схемы его включения.

У трансформаторов (небольшой и средней мощности), предназначенных для электроснабжения сельских распределительных сетей, защита выполняется следующим образом:

- предохранителем типа ПК установленным на стороне 10 кВ от внутренних и межфазных КЗ на выводах;
- автоматическим выключателем с максимальным расцепителем, установленным на стороне НН от однофазных замыканий на землю;
- газовой защитой с действием на сигнал или отключение от витковых замыканий.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением с расширителем для масла. Она является больше всего чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. В соответствии с ПУЭ газовую защиту целесообразно устанавливать на трансформаторах с мощностью более 6,3 МВА. Для трансформаторов, установленных в ТП с мощностью ниже 1000 МВА, она не является обязательной.

10.3 Автоматика

В сетях 0,4 и 10 кВ предустановлены следующие типы автоматики:

- автоматический ввод резерва (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Разберем детальнее назначения, принцип действия и требования, которые предъявляются к перечисленным выше средствам автоматики.

Автоматический ввод резерва – это автоматическое устройство созданное для переключения питания защищаемого элемента при аварии на резервный источник питания. Наличие запасного источника питания

является принципиальным условием при построении распределительных сетей для потребителей I и II категории для соблюдения требуемого уровня надежности.

Есть схемы с явным и неявным резервированием. Схемы с неявным резервом при нормальном режиме функционируют с выключенным секционным выключателем, таким образом секции питаются от разных вводов, но с резервированием друг друга.

При фиксации исчезновения напряжения на секции шин происходит пуск АВР. Возникновение исчезновения сигнала напряжения может быть по ряду причин, например, короткие замыкания или переключения в вышестоящей сети, КЗ на секции шин или обрыв цепи трансформатора напряжения до блока АВР.

Устройство АВР должно проанализировать схему и срабатывать только в случае КЗ в вышестоящей сети, поэтому в системе устройства АВР присутствуют условия блокировки, которые необходимы для того, чтобы АВР не включал секционный выключатель на КЗ.

Далее АВР контролирует встречное напряжения, за счет которого АВР получает сигнал от трансформатора напряжения резервной системы шин о наличии на ней напряжения. При другом варианте нет никакого смысла включать секционный выключатель.

Последний этап это срабатывание с выдержкой времени, после которой АВР подаст сигнал на отключение выключателя первого ввода и включение секционного выключателя.

В данной случаи устройство АВР принимаем к установке на шинах низкого напряжени КТП и на РП.

Также к установке принимается автоматически повторное включение, которе срабатывает при отключении питающей линии устройствами релейной защиты и восстанавливает подачу электрической энергии в ситуации, если короткое замыкание либо иной вид аварии окажутся неустойчивыми.

Есть ряд условий предъявляемых к АПВ:

- если выключатель отключается рабочим персоналом через ключ управления, то АПВ не должно срабатывать;
- устройству АПВ следует срабатывать с заданной кратностью действия;
- автоматическое возвращение в состояние готовности к новому действию;
- АПВ следует осуществлять с небольшой выдержкой времени.

Устанавливаться устройство АПВ будет на выключателях линий 10 кВ.

В качестве противоаварийной автоматики в сети 10 кВ применяют автоматическую частотную разгрузку, которая отключает часть меньше всего важных потребителей (чаще всего это потребители третьей категории) в целях снижения дефицита активной мощности, которые могут появиться в результате аварии на генерирующих источниках. Главная функция АЧР это сохранение электроснабжения для наиболее важных потребителей I категории.

Виды автоматической частотной разгрузки:

- 1) АЧР-1 – быстродействующая, срабатывает при резком снижении частоты в сети;
- 2) АЧР-2 - срабатывает при медленном снижении частоты;
- 3) ЧАПВ (частотное автоматическое повторное включение) – возобновляет электрическое питание отключенных потребителей после ликвидации аварии.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данная выпускная квалификационная работа предусматривает реконструкцию системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанция Саскаль напряжением 35/10 кВ.

Все электрическое оборудование является источниками повышенной опасности, как для персонала, так и для окружающей среды. Поэтому необходимо рассмотреть два важных вопроса, таких как безопасность и охрана труда, и защита окружающей среды.

11.1 Безопасность

Для того чтобы не пострадало здоровье персонала, обслуживающего электрооборудование, необходимо соблюдать безопасность условий труда. Безопасность может обеспечиваться соблюдением научно обоснованных правил и норм, которые применяются при проектировании, монтаже и эксплуатации электрооборудования. Такие правила изложены в нормативном документе «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Требования Правил распространяются на работодателей - юридических и физических лиц независимо от их организационно-правовых форм и работников из числа электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнического персонала организаций занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, а также осуществляющих управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей [10].

Квалификация всех лиц, эксплуатирующих и ремонтирующих электроустановки напряжением выше 1000 В должна быть V группа допуска, и до 1000 В соответственно IV.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные

мероприятия:

- назначение лиц ответственных за организацию работ;
- выполнение наряда (распоряжения) на производство работ;
- осуществление допуска на производство работ;
- надзор во время работ;
- оформление начала и окончания работы, перерывов в работе,

перевод на новое рабочее место [10].

Ответственные за безопасное проведение работ в электроустановках:

- выдающий наряд, дающий распоряжение;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады [10].

К работе в электроустановках должны допускаться лица прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, а также проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии занимаемой должности применительно выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификации группе по технике безопасности не имеющих медицинских противопоказаний.

В правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок строго прописаны действия электротехнического и электротехнологического персонала при различных видах работ.

11.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП

Для обеспечения нормальных условий труда при эксплуатации и обслуживании электроустановок персонал пользуется защитными средствами.

Основные электрозщитные средства в электроустановках выше 1000 В относятся [11]:

- изолирующие штанги;

- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- указатели напряжения для фазировки.

Дополнительные электрозащитные средства в электроустановках выше 1000 В относятся [11]:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты; диэлектрические коврики;
- индивидуальные экранирующие комплекты;
- изолирующие подставки и накладки; диэлектрические колпаки; переносные заземления;
- оградительные устройства; плакаты и знаки безопасности.

Для того чтобы производить работы по осмотру и ремонту в КТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В должно выполняться условие, что работу можно производить стоя на площадке и с соблюдением расстояний до токоведущих частей, которые находятся под напряжением. Допустимые расстояния представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением [10]

Напряжение ЭУ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1 кВ	0,6	1,0
Остальные ЭУ до 1 кВ	не нормируются (без прикосновения)	1,0
1-35 кВ	0,6	1,0
110 кВ	1,0	1,5

Если расстояние до токоведущих частей меньше допустимых, то перед выполнением работ необходимо отключить и заземлить токоведущие части.

Допуск к работам на комплектных трансформаторных подстанциях должен быть произведен в следующем порядке:

- 1) отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В;
- 2) затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В;
- 3) наложением заземлителя на токоведущие части подстанции.

В случае если не отключена подача напряжения с низкой стороны, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположенной питающей стороны, так же необходимо принять меры, которые исключат ошибочное или самопроизвольное включение, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления [10].

11.1.2 Охрана труда при выполнении работ на ВЛ

Строительные, монтажные и наладочные работы должны производиться в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок [10].

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, выполняются только с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением линий с двух сторон участка работ [10].

Работы выполняются по наряду бригадой (не менее двух работников) и квалификация всех лиц производящих работу должна быть IV группы допуска.

При выполнении работ на ВЛ без снятия напряжения безопасность персонала обеспечивается по одной из двух схем:

- первая схема (провод под напряжением - изоляция - человек – земля);
- вторая схема (провод под напряжением - человек - изоляция – земля).

Для первой схемы есть два способа реализации:

- 1) работа в контакте, когда основным защитным средством являются диэлектрические перчатки и изолированный инструмент (для работы на ВЛ

напряжением до 1000 В);

2) работа на расстоянии, которая выполняется с применением основных (изолирующие штанги, клещи) и дополнительных (диэлектрические перчатки, боты, накладки) электрозащитных средств (применяется на ВЛ напряжением выше 1000 В) [10].

Работы по второй схеме допускаются при изоляции работающего от земли специальными устройствами соответствующего напряжения, применением экранирующего комплекта и выравниванием потенциалов экранирующего комплекта, рабочей площадки и провода специальной штангой для переноса потенциала.

Расстояние от работника до заземленных частей и элементов оборудования при работах должно быть не менее расстояния, указанного в таблице № 24.

11.2 Экологичность

В данной выпускной квалификационной работе производится реконструкция системы внешнего электроснабжения с. Ушаково Шимановского района с установкой РП для питания ТП села. Поэтому необходимо произвести оценку воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и население.

Электроустановки проявляют следующие негативные воздействия на окружающую среду:

- шумы;
- электромагнитные поля;
- отходы.

В соответствии СНиП 2.07.01-89* «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» при расположении отдельно стоящих РП и трансформаторных подстанций, у которых напряжение 6-20 кВ и число трансформаторов не более двух с мощностью каждого до 1000 кВА и выполнении мер по шумозащите расстояние от них до окон жилых и общественных зданий следует принимать не менее 10 м [12].

Электромагнитное поле может оказывать отрицательное воздействие на организм человека несколькими путями:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле (эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем);

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), образующихся при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками (тока стекания) [13].

В пределах действия охранной зоны линии запрещено строительство жилых районов. Охранная зона вдоль ВЛ – это воздушное пространство над землей, ограничивается параллельными вертикальными плоскостями, которые отходят в обе стороны от линии на расстояние от крайних проводов до горизонтали. Для линии до 20 кВ охранная зона принимается 10 м [9].

В ходе производственной деятельности проектируемого объекта образуются следующие виды отходов:

- лом и отходы медных сплавов, алюминиевого провода с изоляционным покрытием;

- отработанное трансформаторное масло;

- ветошь промасленная;

- смёт с территории;

- отработанные люминесцентные лампы;

- отработанные кислотные аккумуляторы со слитым электролитом.

Отработанные люминесцентные лампы (1 класс опасности),

отработанные кислотные аккумуляторы со слитым электролитом (2 класс опасности) передаются для утилизации в г. Благовещенск предприятию, имеющему лицензию на право обращения с данными отходами.

Лом цветных и черных металлов (5 класс опасности) передаются по договорам перерабатывающим предприятиям.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение установка трансформаторов типа ТМГ в герметичном исполнении.

11.3 Пожарная безопасность

Особенность тушения пожара в распределительных устройствах составляет то, что электрооборудование находится под напряжением. Поэтому приступать к тушению пожара можно только после снятия напряжения. Если напряжение быстро снять невозможно, а пожар быстро развивается, то допускается тушение пожара электрооборудования находящегося под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности. Тушение пожара электроустановок, не находящихся под напряжением, допускается любыми гасящими средствами.

РУ должно быть укомплектовано пожарным щитом, в который входит лом, багор, топор, лопатка, покрашенная в красный цвет. Здесь же необходимо иметь ящик с песком, окрашенный в ярко красный цвет с контрастной надписью.#

В «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» указан порядок действий при возникновении пожаров в трансформаторе:

1. трансформатор должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты;
2. заземлен;
3. персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии);

4. вызвать пожарную охрану, дальнейшие действия осуществлять по оперативному плану пожаротушения [14].

Запрещено сливать масло из корпуса при при пожаре, такие действия могут привести к дальнейшему распространению огня на обмотки, что затруднит тушение пожара.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Сравнение будем производить между существующим и проектируемым вариантом системы электроснабжения.

Технико-экономическое сравнение сводится к расчету минимума приведенных затрат, которые показывают экономическую эффективность вложенных в строительство средств.

Приведенные затраты состоят из:

1. капиталовложений в покупку трансформаторов и стоимости строительных работ;
2. издержек на амортизационные отчисления, ремонт, обслуживание и передача электроэнергии.

Капиталовложения представляют собой денежные средства, вкладываемые в строительство новых объектов. Для сравниваемых вариантов сети капиталовложения находятся по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{СМР} + K_{ПР} , \quad (122)$$

где K_{TP} - это стоимость трансформаторов;

$K_{СМР}$ - капиталовложения в строительные работы (50%);

$K_{ПР}$ - прочие затраты, 5% от общих капиталовложений.

В затраты на строительные расходы входит оплата труда рабочим, стоимость доставки всех нужных элементов, затраты на установку оборудования и на подготовку площадки к установке оборудования и д.р.

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 26.

Таблица 26 – Средняя стоимость КТП 10/0,4

2 КТП-630 10/0,4	2 КТП-400 10/0,4	2 КТП-250 10/0,4	2 КТП-160 10/0,4	2 КТП-100 10/0,4	2 КТП-40 10/0,4
438000 руб.	390000 руб.	364900 руб.	320700 руб.	290500 руб.	150000 руб.

Произведем расчет капиталовложения для вариантов сети:

$$K_{TP1} = 3 \cdot 438000 + 4 \cdot 388000 + 1 \cdot 364900 + 1 \cdot 150000 = 3380900 \text{ руб};$$

$$K_{TP2} = 4 \cdot 364900 + 3 \cdot 320700 + 1 \cdot 290500 = 2712200 \text{ руб};$$

$$K_{\Sigma TP1} = 3380900 + 0,5 \cdot 3380900 + 0,05 \cdot 3380900 = 5240395 \text{ руб};$$

$$K_{\Sigma TP2} = 2712200 + 0,5 \cdot 2712200 + 0,05 \cdot 2712200 = 4203910 \text{ руб}.$$

Затраты определенные расходом различными видами экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции называются издержками.

В данном случае издержки включают в себя затраты на ремонт и техническое обслуживание объектов.

Часть стоимости основных фондов, переводимых ежегодно для возмещения их износа, определяется по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{ам} \quad (123)$$

где $K_{\Sigma TP}$ – это суммарные капитальные вложения, руб;

$\alpha_{ам}$ - нормы амортизационных отчислений (о.е.).

Амортизационные отчисления определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}. \quad (124)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание рассчитываются по формуле:

$$I_{экс} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{экс} \quad (125)$$

где $\alpha_{экс}$ – нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е.

Произведем расчет издержек для двух вариантов сети:

$$I_{ам1} = \frac{5240395}{20} = 262019,75 \text{ руб};$$

$$I_{ам2} = \frac{4203910}{20} = 210195,5 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экс1}} = 262019,75 \cdot 0,037 = 9694,7 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = 210195,5 \cdot 0,037 = 7777,2 \text{ руб.}$$

Необходимо рассчитать затраты на потерю электроэнергии, которые включают в себя величину потерь и их стоимость.

Потери электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}{U_H^2} \cdot R_{TP} \cdot T_G, \quad (126)$$

где T_G – количество часов в году (8760 ч);

$P_{ТП}$ и $Q_{ТП}$ - активная и реактивная нагрузка ТП, кВт, кВА;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора.

Потери для трансформатора мощностью 250 кВт составят:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{203,47^2 + 110,1^2}{10^2} \cdot 2,8 \right) \cdot 8760 = 13,12 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Расчет потерь для остальных трансформаторов выполнен в программе Mathcad 15 Приложение Б.

Определим стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W} \quad (127)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии, руб (1,6 руб./кВт·ч)

$$I_{\Delta W-1} = 324367 \cdot 1,6 = 518987,4 \text{ руб.};$$

$$I_{\Delta W-2} = 114327 \cdot 1,6 = 182923,2 \text{ руб.}$$

Расчет потерь и издержек в трансформаторе представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет потерь и издержек в трансформаторе

Схема	ΔW_{TP} , МВт*ч	$I_{\Delta W-1}$, руб
Существующая	324,4	518987,4
Проектируемая	114,3	182923,2

Рассчитываем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W}; \quad (128)$$

$$I_1 = 262019,75 + 9694,7 + 518987,4 = 790701,85 \text{ руб.};$$

$$I_2 = 210195,5 + 7777,2 + 182923,2 = 400895,9 \text{ руб.}$$

Определяем приведенные затраты на сооружение вариантов сети:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (129)$$

где E – норматив дисконтирования (принимается равным $E = 0,1$);

$$Z_1 = 0,1 \cdot 5240395 + 790701,85 = 1314741,4 \text{ руб.};$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 4203910 + 400895,9 = 821286,9 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу:

$$\delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100 \%, \quad (130)$$

$$\delta = \frac{821286,9 - 1314741,4}{821286,9} \cdot 100 \% = 60,1\%$$

Разница между затратами составляет 60 %. По расчету видно, что проектируемая система электроснабжения имеет минимум приведенных затрат и реконструкция системы электроснабжения села Ушаково экономически оправдана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанция Саскаль 35/10 кВ, были выполнены все поставленные задачи.

Произведен расчет электрических нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей села. Произведены расчеты по выбору количества и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ. Была спроектирована система электроснабжения села по всем требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения сельскохозяйственных районов.

В связи с потребностью реконструкции сети 10 кВ, было принято решение об установке на территории села нового РП 10 кВ, который стал центром питания для всех трансформаторных подстанций села. В ходе расчетов были выбраны и проверены на воздействие токов КЗ все кабельные линии, основное оборудование для установки на РП и новых КТП 10/0,4.

Выбранные устройства релейной защиты и автоматики для защиты силовых трансформаторов и линий 10 кВ обеспечивают требуемую надежность и безопасность эксплуатации. Для обеспечения безопасности при эксплуатации КТП и РП был спроектирован комплекс заземления и молниезащиты надежно защищающий от прямых ударов молнии и повреждений электрическим током.

Методом технико-экономического сравнения была доказана экономическая целесообразность реконструкции села.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

Все проведенные расчеты выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками, применяемыми на практике, и подкреплялись выдержками из нормативно-технической документации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения

2 Лещинская, Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства./ Т. Б. Лещинская, И. В. Наумов — М.: Бибком—Транслог , 2015 — 455 с

3 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова— М.: Энергоатомиздат, 1987 — 368 с.

4 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. — 2-е изд. — М.: «высшая школа», 1990. — 383 с.

5 Наумов, И.В. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов/ И.В. Наумов, Т. Б. Лещинская — И: ИрГСХА, 2011- 327 с.

6 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. — 2008-07-01 — М.: Стандартинформ, 2007.

7 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Введ. — 1995-01-01 — М.: Издательство стандартов, 1994.

8 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.

9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. — Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. — 465 с.

10 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24

июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

11 СО 153-34.03.603-2003 « Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» приказ Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 261.

12 СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 1990-01-01.

13 П.А., Долин. Основы техники безопасности в электроустановках. 1984, г. М. :Энергоатомиздат, 1984.-305 с.

14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

15 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 608 с.

16 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко / Учебное пособие. Изд.: АмГУ, 1999, - 238с.

17 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-17/65.html> (дата обращения: 28.05.2018).

18 Стоимость КТП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.promentrans.ru/tseny/> (дата обращения: 06.05.2018).

19 Руководство по эксплуатации КРУ [Электронный ресурс]. URL: <http://tavrida.uplab.info/upload/iblock/> (дата обращени: 07.06.2018)

Приложение А

Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

№ ТП	Объект	$P_{расч}$, кВт	n	$K_{св}$	$P_{расч}$, кВт	$K_{д}$	$K_{св}$	$P_{д}$, кВт	$P_{св}$, кВт	$K_{о}$	$P_{р}$, кВт	$\cos\phi$	$S_{р}$, кВт		
ТП №1	Дом культуры	10	1	1,2	12	1	0,6	12	7,2	0,8	22,08	0,82	198,4		
	Библиотека	8	1	1,2	9,6	1	0,6	9,6	5,76						
	Магазин	5	1	1,2	6	1	0,6	6	3,6						
	Частные дома	6	16	1,2	115,2	0,6	1	69,12	115,2	0,47	148,89				
	Жилый дом	6	28	1,2	201,6	0,6	1,0	120,96	201,6						
	Итого													162,69	
ТП №2	Водонапорная башня	15	1	1,3	19,5	1	0,6	19,5	11,7	0,65	153,53	0,83	242,81		
	Гараж	5	1	1,3	6,5	1	0,6	6,5	3,9						
	Котельная	13	1	1,3	16,9	1	0,6	16	10,14						
	Баня	10	1	1,3	13	1	0,6	13	7,8						
	Детский сад	30	1	1,2	36	1	0,6	36	21,6						
	Школа	55	1	1,2	66	1	0,6	66	39,6						
	Сельсовет	10	1	1,2	12	1	0,6	12	7,2						
	Столовая	40	1	1,2	48	1	0,6	48	28,8						
	Отделение связи	10	1	1,2	12	1	0,6	12	7,2						
	Фельдшерский пункт	6	1	1,2	7,2	1	0,6	7,2	4,32						
	Жилый дом	6	28	1,2	201,6	0,6	1	120,96	201,6					0,3	69,12
	Частный дом	6	4	1,2	28,8	0,6	1	17,28	28,8						
	Итого														
ТП №3	Жилый дом	6	118	1,2	849,6	0,6	1,0	509,7	849,6	0,24	203,9	0,82	248,66		

ТП №4	Ферма	6	1	1,3	7,8	1	0,6	7,8	4,68	0,85	20,9	0,8	232,1
	Котельная	13	1	1,3	16,9	1	0,6	16,9	10,14				
	Административное здание	40	1	1,2	48	1	0,6	48	28,8	0,75	172,5		
	Гаражи	35	3	1,3	136,5	1	0,6	136,5	81,9				
	Пилорама	35	1	1,3	45,5	1	0,6	45,5	27,3				
	Итого										185,6	0,8	232,1
ТП №5	Магазин	5	1	1,2	6	1	0,6	6	3,6	1	6	0,83	224,5
	Частные дома	6	46	1,2	331,2	0,6	1	198,72	331,2	0,47	182,74		
	Жилой дом	6	8	1,2	57,6	0,6	1	34,56	57,6				
	Итого										186,34		
ТП №6	Пилорама	35	1	1,3	45,5	1	0,6	45,5	27,3	1	45,5	0,83	117,06
	Частные дома	6	31	1,2	223,2	0,6	1	133,92	223,2	0,3	66,96		
	Итого										97,16		
	Водонапорная башня	15	1	1,3	19,5	1	0,6	19,5	11,7	1	19,5		
	Частные дома	6	46	1,2	331,2	0,6	1	198,72	331,2	0,47	155,66		
	Итого										168,16	0,83	202,61
ТП №8	Частные дома	6	51	1,2	367,2	0,6	1	220,32	367,2	0,47	172,58	0,82	210,47
ТП №9	Частные дома	6	27	1,2	194,4	0,6	1	116,64	194,4	0,3	58,32	0,82	71,12

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет КРМ

Кз := 0.7	P _{p1} := 162.69	tgφ ₁ := 0.48
N _T := 2	P _{p2} := 201.53	tgφ ₂ := 0.48
С _{ТНОМ} := 160	P _{p3} := 203.9	
С _{ТНОМ2} := 250	P _{p4} := 185.6	tgφ ₃ := 0.48
С _{ТНОМ3} := 250	P _{p5} := 186.34	tgφ ₄ := 1.02
С _{ТНОМ4} := 160	P _{p6} := 97.16	
С _{ТНОМ5} := 160		tgφ ₅ := 0.48
С _{ТНОМ6} := 100		
С _{ТНОМ7} := 160	P _{p7} := 178.16	tgφ ₆ := 0.75
С _{ТНОМ8} := 160		tgφ ₇ := 0.48
С _{ТНОМ9} := 63	P _{p8} := 192.58	
Q _{p1} := P _{p1} · tgφ ₁ = 78.091		tgφ ₈ := 0.48
Q _{p2} := P _{p2} · tgφ ₂ = 96.734		
Q _{p3} := P _{p3} · tgφ ₃ = 97.872		
Q _{p4} := P _{p4} · tgφ ₄ = 189.312		
Q _{p5} := P _{p5} · tgφ ₅ = 89.443		
Q _{p6} := P _{p6} · tgφ ₆ = 72.87		
Q _{p7} := P _{p7} · tgφ ₇ = 85.517		
Q _{p8} := P _{p8} · tgφ ₈ = 92.438		

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_{T1} := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot C_{ТНОМ})^2 - P_{p1}^2} = 153.974$$

$$Q_{T2} := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot C_{ТНОМ2})^2 - P_{p2}^2} = 286.157$$

$$Q_{T3} := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot C_{ТНОМ3})^2 - P_{p3}^2} = 284.473$$

$$Q_{T4} := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot C_{ТНОМ4})^2 - P_{p4}^2} = 125.414$$

$$Q_{T5} := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot C_{ТНОМ5})^2 - P_{p5}^2} = 124.312$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{T6} := \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{Tном6})^2 - P_{p6}^2} = 100.796$$

$$Q_{T7} := \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{Tном7})^2 - P_{p7}^2} = 135.776$$

$$Q_{T8} := \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{Tном8})^2 - P_{p8}^2} = 114.407$$

Определяется суммарная мощность НКУ

$$Q_{НКУ1} := (Q_{p1} - Q_{T1}) = -75.883$$

$$Q_{НКУ2} := (Q_{p2} - Q_{T2}) = -189.422$$

$$Q_{НКУ3} := (Q_{p3} - Q_{T3}) = -186.601$$

$$Q_{НКУ4} := (Q_{p4} - Q_{T4}) = 63.898$$

$$Q_{НКУ5} := (Q_{p5} - Q_{T5}) = -34.869$$

$$Q_{НКУ6} := (Q_{p6} - Q_{T6}) = -27.926$$

$$Q_{НКУ7} := (Q_{p7} - Q_{T7}) = -50.259$$

$$Q_{НКУ8} := (Q_{p8} - Q_{T8}) = -21.969$$

Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

ТП№1

$$k_p := 1.2 \quad U_H := 0.38$$

$$P_{уст_дом} := 7.2 \quad \text{кВт} \quad n_1 := 6 \quad n_2 := 5 \quad k_o := 0.45 \quad n_3 := 19$$

$$P_{1уст} := P_{уст_дом} \cdot n_1 = 43.2 \quad \text{кВт} \quad P_{3уст} := P_{уст_дом} \cdot n_3 = 1 \text{ кВт} \cdot 3$$

$$P_{2уст} := P_{уст_дом} \cdot n_2 = 36 \quad \text{кВт} \quad \cos\varphi := 0.85$$

$$P_{уст_маг} := 6 \quad \text{кВт} \quad k_o := 0.34$$

$$P_{уст_биб} := 9.6 \quad P_{уст_д.к} := 12$$

$$P_{1расч.ТП1} := P_{1уст} \cdot k_o \cdot k_p = 23.328$$

$$P_{3расч.ТП1} := P_{3уст} \cdot k_o \cdot k_p = 17.626$$

$$P_{2расч.ТП1} := \left(P_{2уст} \dots \right. \\ \left. + P_{уст_маг} + P_{уст_биб} \dots \right. \\ \left. + P_{уст_д.к} \right) k_o \cdot k_p = 34.344$$

$$S_{1расч.ТП1} := \frac{P_{1расч.ТП1}}{\cos\varphi} = 27.445$$

$$S_{2расч.ТП1} := \frac{P_{2расч.ТП1}}{\cos\varphi} = 40.405$$

$$S_{3расч.ТП1} := \frac{P_{3расч.ТП1}}{\cos\varphi} = 20.736$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{p1\text{ТПП1}} := \frac{S_{1\text{расч}}\text{ТПП1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 41.698 \quad \text{А}$$

$$I_{p2\text{ТПП1}} := \frac{S_{2\text{расч}}\text{ТПП1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 61.389 \quad \text{А}$$

$$I_{p3\text{ТПП1}} := \frac{S_{3\text{расч}}\text{ТПП1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 31.505 \quad \text{А}$$

СИП 1А 3*16+1*25

$$r_{o1} := 2.24$$

$$x_{o1} := 0.065$$

$$\cos\varphi_1 := 0.85$$

$$\sin\varphi_1 := 0.03$$

$$L1 := 0.4$$

$$\Delta U1 := \frac{S_{1\text{расч}}\text{ТПП1} \cdot L1 \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 3.292 \quad \delta U1 := \frac{\Delta U1 \cdot 100}{380} = 866.295 \times 10^{-3}$$

$$L2 := 1.1$$

Потери мощности:

$$\Delta P := 3 \cdot I_{p1\text{ТПП1}} \cdot r_{o1} \cdot L1 = 112.084$$

$$\Delta U2 := \frac{S_{2\text{расч}}\text{ТПП1} \cdot L2 \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 13.328$$

$$\delta U2 := \frac{\Delta U2 \cdot 100}{380} = 3.507$$

$$L3 := 1.3$$

$$0.53$$

$$\Delta U3 := \frac{S_{3\text{расч}}\text{ТПП1} \cdot L3 \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 8.083$$

$$\delta U3 := \frac{\Delta U3 \cdot 100}{380} = 2.127$$

ТПП№2

$$n_1 := 26 \quad k_{o1} := 0.34 \quad n_3 := 4$$

$$P_{1\text{уст}} := P_{\text{уст}}\text{дом} \cdot n_1 = 43.2 \quad \text{кВт}$$

$$P_{3\text{уст}} := P_{\text{уст}}\text{дом} \cdot n_3 = 28.8 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{уст}}\text{сел} := 12 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{уст}}\text{фел} := 7.2 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{уст}}\text{стл} := 48 \quad P_{\text{уст}}\text{поч} := 12$$

$$P_{\text{уст}}\text{гар} := 6.5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{уст}}\text{сад} := 36 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{уст}}\text{баш} := 19.5 \quad P_{\text{уст}}\text{кот} := 16$$

$$P_{\text{уст}}\text{бан} := 13 \quad P_{\text{уст}}\text{шк} := 66$$

$$P_{1\text{расч.ТПП2}} := P_{1\text{уст}} k_{o1} \cdot k_p = 17.626$$

$$P_{2\text{расч.ТПП2}} := (P_{\text{уст}}\text{гар} + P_{\text{уст}}\text{баш} + P_{\text{уст}}\text{кот}) \cdot 0.8 \cdot k_p = 40.32$$

$$P_{3\text{расч.ТПП2}} := P_{3\text{уст}} \cdot 0.64 \cdot k_p = 105.062$$

$$P_{4\text{расч.ТПП2}} := (P_{\text{уст}}\text{сад} + P_{\text{уст}}\text{бан} + P_{\text{уст}}\text{шк}) \cdot 0.8 \cdot k_p = 110.4$$

$$P_{5\text{расч.ТПП2}} := (P_{\text{уст}}\text{сел} + P_{\text{уст}}\text{стл} + P_{\text{уст}}\text{поч} + P_{\text{уст}}\text{фел}) \cdot 0.8 \cdot k_p = 76.032$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{1\text{расч.ТП2}} := \frac{P_{1\text{расч.ТП2}}}{\cos\varphi} = 20.736$$

$$S_{3\text{расч.ТП2}} := \frac{P_{3\text{расч.ТП2}}}{\cos\varphi} = 123.603$$

$$S_{2\text{расч.ТП2}} := \frac{P_{2\text{расч.ТП2}}}{0.7} = 57.6$$

$$S_{4\text{расч.ТП2}} := \frac{P_{4\text{расч.ТП2}}}{0.7} = 157.714$$

$$S_{5\text{расч.ТП2}} := \frac{P_{5\text{расч.ТП2}}}{0.7} = 108.617$$

$$I_{p1\text{ТП2}} := \frac{S_{1\text{расч.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 31.505 \quad \text{A}$$

$$I_{p3\text{ТП2}} := \frac{S_{3\text{расч.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 187.795 \quad \text{A}$$

$$I_{p2\text{ТП2}} := \frac{S_{2\text{расч.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 87.514 \quad \text{A}$$

$$I_{p4\text{ТП2}} := \frac{S_{4\text{расч.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 239.622 \quad \text{A}$$

$$I_{p5\text{ТП2}} := \frac{S_{5\text{расч.ТП2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 165.027 \quad \text{A}$$

1 1x16+1x25

- L1ТП2 := 1.5

$$\Delta U_{1\text{ТП2}} := \frac{S_{1\text{расч.ТП2}} \cdot L_{1\text{ТП2}} \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 9.327$$

$$\delta U_{1\text{ТП2}} := \frac{\Delta U_{1\text{ТП2}} \cdot 100}{380} = 2.455$$

2 3*25+1*35

L2ТП2 := 0.6

r_{o2} := 1.41

x_{o2} := 0.066

$$\Delta U_{2\text{ТП2}} := \frac{S_{2\text{расч.ТП2}} \cdot L_{2\text{ТП2}} \cdot (r_{o2} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o2} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 6.592$$

$$\delta U_{2\text{ТП2}} := \frac{\Delta U_{2\text{ТП2}} \cdot 100}{380} = 1.735$$

3 3x95+1x70

- L3ТП2 := 0.7

r_{o3} := 0.41

x_{o3} := 0.06

$$\Delta U_{3\text{ТП2}} := \frac{S_{3\text{расч.ТП2}} \cdot L_{3\text{ТП2}} \cdot (r_{o3} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o3} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 5.077$$

$$\delta U_{3\text{ТП2}} := \frac{\Delta U_{3\text{ТП2}} \cdot 100}{380} = 1.336$$

4 3x120+1x9

- L4ТП2 := 0.7

r_{o4} := 0.31

x_{o4} := 0.06

$$\Delta U_{4\text{ТП2}} := \frac{S_{4\text{расч.ТП2}} \cdot L_{4\text{ТП2}} \cdot (r_{o4} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o4} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 5.026$$

$$\delta U_{4\text{ТП2}} := \frac{\Delta U_{4\text{ТП2}} \cdot 100}{380} = 1.323$$

5 3x70+1x7

- L5ТП2 := 1.1

r_{o5} := 0.31

x_{o5} := 0.06

$$\Delta U_{5\text{ТП2}} := \frac{S_{5\text{расч.ТП2}} \cdot L_{5\text{ТП2}} \cdot (r_{o5} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o5} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 7.012$$

$$\delta U_{5\text{ТП2}} := \frac{\Delta U_{5\text{ТП2}} \cdot 100}{380} = 1.845$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

ТП №3

$$P_{1уст1} := P_{уст_дом} \cdot 32 = 230.4 \text{ кВт}$$

$$P_{3уст3} := P_{уст_дом} \cdot 32 = 230.4 \text{ кВт}$$

$$P_{2уст2} := P_{уст_дом} \cdot 52 = 374.4 \text{ кВт}$$

$$P_{1расч.ТП3} := P_{1уст1} \cdot 0.3 \cdot k_p = 82.944$$

$$P_{3расч.ТП3} := P_{3уст3} \cdot 0.3 \cdot k_p = 82.944$$

$$P_{2расч.ТП3} := P_{2уст2} \cdot 0.27 \cdot k_p = 121.306$$

$$S_{1расч.ТП3} := \frac{P_{1расч.ТП3}}{\cos\varphi} = 97.581$$

$$S_{3расч.ТП3} := \frac{P_{3расч.ТП3}}{\cos\varphi} = 97.581$$

$$S_{2расч.ТП3} := \frac{P_{2расч.ТП3}}{\cos\varphi} = 142.712$$

$$I_{p1ТП3} := \frac{S_{1расч.ТП3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 148.259 \text{ А}$$

$$I_{p3ТП3} := \frac{S_{3расч.ТП3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 148.259 \text{ А}$$

$$I_{p2ТП3} := \frac{S_{2расч.ТП3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 216.829 \text{ А}$$

1 - 3*70+1*70

$$L_{1ТП3} := 1.5 \quad r_{o1ТП3} := 0.42 \quad x_{o1ТП3} := 0.061$$

$$\Delta U_{1ТП3} := \frac{S_{1расч.ТП3} \cdot L_{1ТП3} \cdot (r_{o1ТП3} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1ТП3} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 8.794$$

$$\delta U_{1ТП3} := \frac{\Delta U_{1ТП3} \cdot 100}{380} = 2.314$$

2 - 3*95+1*7

$$L_{2ТП3} := 1.8$$

$$\Delta U_{2ТП3} := \frac{S_{2расч.ТП3} \cdot L_{2ТП3} \cdot (r_{o3} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o3} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 15.075$$

$$\delta U_{2ТП3} := \frac{\Delta U_{2ТП3} \cdot 100}{380} = 3.967$$

3 - 3*70+1*70

$$L_{3ТП3} := 1.6$$

$$\Delta U_{3ТП3} := \frac{S_{3расч.ТП3} \cdot L_{3ТП3} \cdot (r_{o5} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o5} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 7.108$$

$$\delta U_{3ТП3} := \frac{\Delta U_{3ТП3} \cdot 100}{380} = 1.871$$

ТП №4

$$P_{уст_пил} := 7.8 \text{ кВт}$$

$$P_{уст_фер} := 7.8 \text{ кВт}$$

$$P_{уст_кот.} := 16.9 \quad P_{уст_гаражи} := 136.5$$

$$P_{уст_ад} := 48$$

$$P_{1расч.ТП4} := (P_{уст_пил} + P_{уст_кот.} + P_{уст_гаражи} + P_{уст_баш}) \cdot 0.72 \cdot k_p = 156.125$$

$$P_{2расч.ТП4} := (P_{уст_ад} + P_{уст_фер}) \cdot 0.85 \cdot k_p = 56.916$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{1\text{расч_ТП4}} := \frac{P_{1\text{расч_ТП4}}}{0.7} = 223.035$$

$$S_{2\text{расч_ТП4}} := \frac{P_{2\text{расч_ТП4}}}{0.7} = 81.309$$

$$I_{p1\text{ТП4}} := \frac{S_{1\text{расч_ТП4}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 247.896 \quad \text{A} \quad I_{p2\text{ТП4}} := \frac{S_{2\text{расч_ТП3}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 216.829 \quad \text{A}$$

1 -3x120+1x95

$$L_{1\text{ТП4}} := 1$$

$$\Delta U_{1\text{ТП4}} := \frac{S_{1\text{расч_ТП4}} \cdot L_{1\text{ТП4}} \cdot (r_{o4} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o4} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 10.154$$

$$\delta U_{1\text{ТП4}} := \frac{\Delta U_{1\text{ТП4}} \cdot 100}{380} = 2.672$$

2 - 3*95+1*70

$$L_{2\text{ТП4}} := 0.7$$

$$\Delta U_{2\text{ТП4}} := \frac{S_{2\text{расч_ТП4}} \cdot L_{2\text{ТП4}} \cdot (r_{o3} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o3} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 3.34$$

$$\delta U_{2\text{ТП4}} := \frac{\Delta U_{2\text{ТП4}} \cdot 100}{380} = 878.966 \times 10^{-3}$$

ТП №5

$$P_{1\text{уст5}} := P_{\text{уст_дом}} \cdot 7 = 50.4 \quad \text{кВт}$$

$$P_{3\text{уст5}} := P_{\text{уст_дом}} \cdot 18 = 129.6 \quad \text{кВт}$$

$$P_{2\text{уст5}} := P_{\text{уст_дом}} \cdot 18 = 129.6 \quad \text{кВт}$$

$$P_{1\text{расч_ТП5}} := P_{1\text{уст5}} \cdot 0.47 \cdot k_p = 28.426$$

$$P_{3\text{расч_ТП5}} := P_{3\text{уст5}} \cdot 0.34 \cdot k_p = 52.877$$

$$P_{2\text{расч_ТП5}} := (P_{2\text{уст5}} + P_{\text{уст_маг}}) \cdot 0.34 \cdot k_p = 55.325$$

$$S_{1\text{расч_ТП5}} := \frac{P_{1\text{расч_ТП5}}}{\cos\varphi} = 33.442$$

$$S_{3\text{расч_ТП5}} := \frac{P_{3\text{расч_ТП5}}}{\cos\varphi} = 62.208$$

$$S_{2\text{расч_ТП5}} := \frac{P_{2\text{расч_ТП5}}}{\cos\varphi} = 65.088$$

$$I_{p1\text{ТП5}} := \frac{S_{1\text{расч_ТП5}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 50.81 \quad \text{A}$$

$$I_{p3\text{ТП5}} := \frac{S_{3\text{расч_ТП5}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 94.515 \quad \text{A}$$

$$I_{p2\text{ТП5}} := \frac{S_{2\text{расч_ТП5}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 98.891 \quad \text{A}$$

1 1x16+1x25

$$L_{1\text{ТП5}} := 0.6$$

$$\Delta U_{1\text{ТП5}} := \frac{S_{1\text{расч_ТП5}} \cdot L_{1\text{ТП5}} \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 6.017$$

$$\delta U_{1\text{ТП5}} := \frac{\Delta U_{1\text{ТП5}} \cdot 100}{380} = 1.583$$

2 3*35+1*50

$$r_{o6} := 1.01$$

$$x_{o6} := 0.064$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$- L_{2TP5} := 1.6$$

$$\Delta U_{2TP5} := \frac{S_{2расч.ТП5} \cdot L_{2TP5} \cdot (r_{o6} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o6} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 14.366 \quad \delta U_{2TP5} := \frac{\Delta U_{2TP5} \cdot 100}{380} = 3.781$$

$$3 \quad 3*25+1*3$$

$$- L_{3TP5} := 1.4$$

$$\Delta U_{3TP5} := \frac{S_{3расч.ТП5} \cdot L_{3TP5} \cdot (r_{o2} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o2} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 16.612 \quad \delta U_{3TP5} := \frac{\Delta U_{3TP5} \cdot 100}{380} = 4.371$$

ТП №6

$$P_{1уст6} := P_{уст.дом} \cdot 24 = 172.8 \quad \text{кВт} \quad P_{3уст6} := P_{уст.дом} \cdot 20 = 144 \quad \text{кВт}$$

$$P_{2уст6} := P_{уст.дом} \cdot 8 = 57.6 \quad \text{кВт}$$

$$P_{1расч.ТП6} := P_{1уст6} \cdot 0.3 \cdot k_p = 62.208 \quad P_{3расч.ТП6} := P_{3уст6} \cdot 0.34 \cdot k_p = 58.752$$

$$P_{2расч.ТП6} := (P_{2уст6} + P_{уст.пил}) \cdot 0.42 \cdot k_p = 32.962$$

$$S_{1расч.ТП6} := \frac{P_{1расч.ТП6}}{\cos\varphi} = 73.186$$

$$S_{3расч.ТП6} := \frac{P_{3расч.ТП6}}{\cos\varphi} = 69.12$$

$$S_{2расч.ТП6} := \frac{P_{2расч.ТП6}}{\cos\varphi} = 38.778$$

$$I_{p1TP6} := \frac{S_{1расч.ТП6}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 111.194 \quad \text{А}$$

$$I_{p3TP6} := \frac{S_{3расч.ТП6}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 105.017 \quad \text{А}$$

$$I_{p2TP6} := \frac{S_{2расч.ТП6}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 58.918 \quad \text{А}$$

$$1 \quad 3*35+1*50$$

$$L_{1TP6} := 1.7$$

$$\Delta U_{1TP6} := \frac{S_{1расч.ТП6} \cdot L_{1TP6} \cdot (r_{o6} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o6} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 17.163 \quad \delta U_{1TP6} := \frac{\Delta U_{1TP6} \cdot 100}{380} = 4.517$$

$$2 \quad 1x16+1x25$$

$$- L_{2TP6} := 0.7$$

$$\Delta U_{2TP6} := \frac{S_{2расч.ТП6} \cdot L_{2TP6} \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 8.14 \quad \delta U_{2TP6} := \frac{\Delta U_{2TP6} \cdot 100}{380} = 2.142$$

$$3 \quad 3*35+1*50$$

$$- L_{3TP6} := 1.2$$

$$\Delta U_{3TP6} := \frac{S_{3расч.ТП6} \cdot L_{3TP6} \cdot (r_{o6} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o6} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 11.442 \quad \delta U_{3TP6} := \frac{\Delta U_{3TP6} \cdot 100}{380} = 3.011$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчеты в ПВК MathCad 15

ТП №7

$$P_{1уст7} := P_{уст_дом} \cdot 26 = 187.2 \text{ кВт}$$

$$P_{3уст7} := P_{уст_дом} \cdot 22 = 158.4 \text{ кВт}$$

$$P_{2уст7} := P_{уст_дом} \cdot 7 = 50.4 \text{ кВт}$$

$$P_{1расч.ТП7} := (P_{1уст7} + P_{уст\ \sigma_{аш}}) \cdot 0.3 \cdot k_p = 74.412$$

$$P_{3расч.ТП7} := P_{3уст7} \cdot 0.34 \cdot k_p = 64.627$$

$$P_{2расч.ТП7} := (P_{2уст7}) \cdot 0.47 \cdot k_p = 28.426$$

$$S_{1расч.ТП7} := \frac{P_{1расч.ТП7}}{\cos\varphi} = 87.544$$

$$S_{3расч.ТП7} := \frac{P_{3расч.ТП7}}{\cos\varphi} = 76.032$$

$$S_{2расч.ТП7} := \frac{P_{2расч.ТП7}}{\cos\varphi} = 33.442$$

$$I_{p1ТП7} := \frac{S_{1расч.ТП7}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 133.009 \text{ А}$$

$$I_{p3ТП7} := \frac{S_{3расч.ТП7}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 115.519 \text{ А}$$

$$I_{p2ТП7} := \frac{S_{2расч.ТП7}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 50.81 \text{ А}$$

$$1 \quad 3 \cdot 50 + 1 \cdot 50$$

$$L_{1ТП7} := 0.5 \quad r_{o7} := 0.71 \quad x_{o7} := 0.062$$

$$\Delta U_{1ТП7} := \frac{S_{1расч.ТП7} \cdot L_{1ТП7} \cdot (r_{o7} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o7} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 4.303$$

$$\delta U_{1ТП7} := \frac{\Delta U_{1ТП7} \cdot 100}{380} = 1.132$$

$$2 \quad 1 \cdot 16 + 1 \cdot 25$$

$$L_{2ТП7} := 0.5$$

$$\Delta U_{2ТП7} := \frac{S_{2расч.ТП7} \cdot L_{2ТП7} \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 5.014$$

$$\delta U_{2ТП7} := \frac{\Delta U_{2ТП7} \cdot 100}{380} = 1.319$$

$$3 \quad 3 \cdot 50 + 1 \cdot 50$$

$$L_{3ТП7} := 1.9$$

$$\Delta U_{3ТП7} := \frac{S_{3расч.ТП7} \cdot L_{3ТП7} \cdot (r_{o7} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o7} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 14.203$$

$$\delta U_{3ТП7} := \frac{\Delta U_{3ТП7} \cdot 100}{380} = 3.738$$

ТП №8

$$P_{1уст8} := P_{уст_дом} \cdot 17 = 122.4 \text{ кВт}$$

$$P_{3уст8} := P_{уст_дом} \cdot 18 = 129.6 \text{ кВт}$$

$$P_{2уст8} := P_{уст_дом} \cdot 7 = 50.4 \text{ кВт}$$

$$P_{1расч.ТП8} := P_{1уст8} \cdot 0.35 \cdot k_p = 51.408$$

$$P_{3расч.ТП8} := P_{3уст8} \cdot 0.34 \cdot k_p = 52.877$$

$$P_{2расч.ТП8} := (P_{2уст8}) \cdot 0.47 \cdot k_p = 28.426$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{1\text{расч}}_{\text{ТП8}} := \frac{P_{1\text{расч.ТП8}}}{\cos\varphi} = 60.48$$

$$S_{3\text{расч}}_{\text{ТП8}} := \frac{P_{3\text{расч.ТП8}}}{\cos\varphi} = 62.208$$

$$S_{2\text{расч}}_{\text{ТП8}} := \frac{P_{2\text{расч.ТП8}}}{\cos\varphi} = 33.442$$

$$I_{p1\text{ТП8}} := \frac{S_{1\text{расч}}_{\text{ТП8}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = 91.89 \quad \text{A}$$

$$I_{p3\text{ТП8}} := \frac{S_{3\text{расч}}_{\text{ТП8}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = 94.515 \quad \text{A}$$

$$I_{p2\text{ТП8}} := \frac{S_{2\text{расч}}_{\text{ТП8}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = 50.81 \quad \text{A}$$

1 3*25+1*35

- L1ТП8 := 1.3

$$\Delta U_{1\text{ТП8}} := \frac{S_{1\text{расч}}_{\text{ТП8}} \cdot L_{1\text{ТП8}} \cdot (r_{o2} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o2} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 14.996$$

$$\delta U_{1\text{ТП8}} := \frac{\Delta U_{1\text{ТП8}} \cdot 100}{380} = 3.946$$

2 1x16+1x25

- L2ТП8 := 0.5

$$\Delta U_{2\text{ТП8}} := \frac{S_{2\text{расч}}_{\text{ТП8}} \cdot L_{2\text{ТП8}} \cdot (r_{o1} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o1} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 5.014$$

$$\delta U_{2\text{ТП8}} := \frac{\Delta U_{2\text{ТП8}} \cdot 100}{380} = 1.319$$

3 3*25+1*35

- L3ТП8 := 1.4

$$\Delta U_{3\text{ТП8}} := \frac{S_{3\text{расч}}_{\text{ТП8}} \cdot L_{3\text{ТП8}} \cdot (r_{o2} \cdot \cos\varphi_1 + x_{o2} \cdot \sin\varphi_1)}{0.38} = 16.612$$

$$\delta U_{3\text{ТП8}} := \frac{\Delta U_{3\text{ТП8}} \cdot 100}{380} = 4.371$$

Потери в трансформаторе

$$\Delta P_{\text{ХХ1}} := 0.38 \text{ кВт} \quad I_{\text{ХХ1}} := 2 \quad \Delta P_{\text{ХХ2}} := 0.55 \text{ кВт} \quad I_{\text{ХХ2}} := 2$$

$$\Delta P_{\text{КЗ1}} := 2.8 \text{ кВт} \quad U_{\text{КЗ1}} := 4.5 \quad \Delta P_{\text{КЗ2}} := 3.5 \text{ кВт} \quad U_{\text{КЗ2}} := 4.5$$

$$\Delta P_{\text{ХХ3}} := 0.3 \text{ кВт} \quad I_{\text{ХХ3}} := 3$$

$$S_{\text{ТП1}} := 141.7 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{\text{КЗ3}} := 2 \text{ кВт} \quad U_{\text{КЗ3}} := 4.5$$

$$S_{\text{ТП2}} := 173.44 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТНОМ1}} := 160 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП3}} := 177.61 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТНОМ2}} := 250 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП4}} := 165.14 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТНОМ3}} := 100 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП5}} := 160.36 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП6}} := 83.61 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП7}} := 166.2 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП8}} := 171.68 \text{ кВА}$$

ТП №1 ТМГ 160

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta P_{T1} := 2 \cdot \Delta P_{xx1} + 0.5 \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{ТП1}}{S_{T_{НОМ1}}} \right)^2 = 1.858 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T1} := 2 \cdot \frac{U_{K31} \cdot (S_{ТП1})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ1}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{xx1} \cdot S_{T_{НОМ1}}}{100} = 12.894 \quad \text{квар}$$

$$P_{1_BH} := P_{p1} + \Delta P_{T1} = 164.548$$

$$Q_{1_BH} := Q_{p1} + \Delta Q_{T1} = 90.986$$

$$S_{1_BH} := \sqrt{(P_{1_BH})^2 + (Q_{1_BH})^2} = 188.028$$

ТП№2 ТМГ 250

$$\Delta P_{T2} := 2 \cdot \Delta P_{xx2} + 0.5 \cdot \Delta P_{K32} \cdot \left(\frac{S_{ТП2}}{S_{T_{НОМ2}}} \right)^2 = 1.942 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T2} := 2 \cdot \frac{U_{K32} \cdot (S_{ТП2})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ2}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{xx2} \cdot S_{T_{НОМ2}}}{100} = 13.329 \quad \text{квар}$$

$$P_{2_BH} := P_{p2} + \Delta P_{T2} = 203.472$$

$$Q_{2_BH} := Q_{p2} + \Delta Q_{T2} = 110.064$$

$$S_{2_BH} := \sqrt{(P_{2_BH})^2 + (Q_{2_BH})^2} = 231.333$$

ТП№3 ТМГ 250

$$\Delta P_{T3} := 2 \cdot \Delta P_{xx2} + 0.5 \cdot \Delta P_{K32} \cdot \left(\frac{S_{ТП3}}{S_{T_{НОМ2}}} \right)^2 = 1.983 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T3} := 2 \cdot \frac{U_{K32} \cdot (S_{ТП3})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ2}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{xx2} \cdot S_{T_{НОМ2}}}{100} = 13.856 \quad \text{квар}$$

$$P_{3_BH} := P_{p3} + \Delta P_{T3} = 205.883$$

$$Q_{3_BH} := Q_{p3} + \Delta Q_{T3} = 111.728$$

$$S_{3_BH} := \sqrt{(P_{3_BH})^2 + (Q_{3_BH})^2} = 234.246$$

ТП №4 ТМГ 160

$$\Delta P_{T4} := 2 \cdot \Delta P_{xx1} + 0.5 \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{ТП4}}{S_{T_{НОМ1}}} \right)^2 = 2.251 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T4} := 2 \cdot \frac{U_{K31} \cdot (S_{ТП4})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ1}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{xx1} \cdot S_{T_{НОМ1}}}{100} = 16.94 \quad \text{квар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$P_{4_BH} := P_{p4} + \Delta P_{T4} = 187.851$$

$$Q_{4_BH} := Q_{p4} + \Delta Q_{T4} = 206.252$$

$$S_{4_BH} := \sqrt{(P_{4_BH})^2 + (Q_{4_BH})^2} = 278.977$$

ТП №5 ТМГ 160

$$\Delta P_{T5} := 2 \cdot \Delta P_{XX1} + 0.5 \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{ТП5}}{S_{T_{НОМ1}}} \right)^2 = 2.166 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T5} := 2 \cdot \frac{U_{K31} \cdot (S_{ТП5})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ1}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{XX1} \cdot S_{T_{НОМ1}}}{100} = 16.065 \quad \text{квар}$$

$$P_{5_BH} := P_{p5} + \Delta P_{T5} = 188.506$$

$$Q_{5_BH} := Q_{p5} + \Delta Q_{T5} = 105.508$$

$$S_{5_BH} := \sqrt{(P_{5_BH})^2 + (Q_{5_BH})^2} = 216.024$$

ТП №6 ТМГ 100

$$\Delta P_{T6} := 2 \cdot \Delta P_{XX3} + 0.5 \cdot \Delta P_{K33} \cdot \left(\frac{S_{ТП6}}{S_{T_{НОМ3}}} \right)^2 = 1.349 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T6} := 2 \cdot \frac{U_{K33} \cdot (S_{ТП6})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ3}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{XX1} \cdot S_{T_{НОМ3}}}{100} = 7.292 \quad \text{квар}$$

$$P_{6_BH} := P_{p6} + \Delta P_{T6} = 98.509$$

$$Q_{6_BH} := Q_{p6} + \Delta Q_{T6} = 80.162$$

$$S_{6_BH} := \sqrt{(P_{6_BH})^2 + (Q_{6_BH})^2} = 127.004$$

ТП №7 ТМГ 160

$$\Delta P_{T7} := 2 \cdot \Delta P_{XX1} + 0.5 \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{ТП7}}{S_{T_{НОМ1}}} \right)^2 = 2.271 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T7} := 2 \cdot \frac{U_{K31} \cdot (S_{ТП7})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ1}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{XX1} \cdot S_{T_{НОМ1}}}{100} = 17.138 \quad \text{квар}$$

$$P_{7_BH} := P_{p7} + \Delta P_{T7} = 180.431$$

$$Q_{7_BH} := Q_{p7} + \Delta Q_{T7} = 102.654$$

$$S_{7_BH} := \sqrt{(P_{7_BH})^2 + (Q_{7_BH})^2} = 207.589$$

ТП №8 ТМГ 160

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\Delta P_{T8} := 2 \cdot \Delta P_{xx1} + 0.5 \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{Tп8}}{S_{T_{НОМ1}}} \right)^2 = 2.372 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta Q_{T8} := 2 \cdot \frac{U_{K31} \cdot (S_{Tп8})^2}{100 \cdot S_{T_{НОМ1}}} + 0.5 \cdot \frac{I_{xx1} \cdot S_{T_{НОМ1}}}{100} = 18.179 \quad \text{квар}$$

$$P_{8_BH} := P_{p8} + \Delta P_{T8} = 194.952$$

$$Q_{8_BH} := Q_{p8} + \Delta Q_{T8} = 110.618$$

$$S_{8_BH} := \sqrt{(P_{8_BH})^2 + (Q_{8_BH})^2} = 224.148$$

Расчет электрических нагрузок РП:

$$k_{_o} := 0.77$$

$$P_{РП} := k_{_o} \cdot \left(P_{1_BH} + P_{2_BH} + P_{3_BH} + P_{4_BH} \dots \right. \\ \left. + P_{5_BH} + P_{6_BH} + P_{7_BH} + P_{8_BH} \right) = 1.097 \times 10^3$$

$$Q_{РП} := k_{_o} \cdot \left(Q_{1_BH} + Q_{2_BH} + Q_{3_BH} + Q_{4_BH} \dots \right. \\ \left. + Q_{5_BH} + Q_{6_BH} + Q_{7_BH} + Q_{8_BH} \right) = 706.838$$

$$S_{РП} := \sqrt{(P_{РП})^2 + (Q_{РП})^2} = 1.305 \times 10^3$$

Выбор сечений жил кабелей 10 кВ:

Рассмотрим участок РП-ТП1-ТП2-ТП3

Определим потоки мощности на головных участках:

$$L_{10_РП_1} := 0.7 \quad L_{10_3_РП} := 1.2$$

$$L_{10_1_2} := 0.5$$

$$L_{10_2_3} := 0.65$$

$$S_{1_BH} = 188.028$$

$$L_{1_3} := L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_РП} = 3.05$$

$$S_{1_BH} \cdot (L_{10_1_2} + L_{10_2_3} + L_{10_3_РП}) \dots \\ + S_{2_BH} \cdot (L_{10_2_3} + L_{10_3_РП}) \dots \\ + S_{3_BH} \cdot (L_{10_3_РП}) \\ S_{РП_1} := \frac{\quad}{L_{1_3}} = 377.353$$

$$S_{3_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2} + L_{10_2_3}) \dots \\ + S_{2_BH} \cdot (L_{10_РП_1} + L_{10_1_2}) \dots \\ + S_{1_BH} \cdot (L_{10_РП_1}) \\ S_{РП_3} := \frac{\quad}{L_{1_3}} = 276.254$$

$$S_{РП_1} + S_{РП_3} = 653.607$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{1_ВН} + S_{2_ВН} + S_{3_ВН} = 653.607$$

$$S_{1_2} := S_{РП_1} - S_{1_ВН} = 189.325$$

$$S_{2_3} := S_{1_2} - S_{2_ВН} = -42.008$$

$$S_{3_2} := S_{РП_3} - S_{3_ВН} = 42.008$$

$$S_{2_1} := S_{3_2} - S_{2_ВН} = -189.325$$

Точка 2 - точка потококораздела, следовательно, петлевая схема будет разомкнута в нормальном режиме на участке 2-3

ТП№1- ТП№2

$$I_{p10_1_2} := \frac{S_{2_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 6.678 \quad \text{СИП 1x35} \quad r_{35} := 1.01$$

$$\Delta U := \frac{(P_{2_ВН} \cdot r_{35} + Q_{2_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_1_2}}{10} = 10.628 \quad x_{35} := 0.064$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 106.276 \cdot \%0^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот1_2}} := \frac{(P_{2_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_1_2} + Q_{2_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_1_2}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.27$$

$$Q_{\text{пот1_2}} := \frac{(P_{2_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_1_2} + Q_{2_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_1_2}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.017$$

$$S_{\text{пот1_2}} := \sqrt{(P_{\text{пот1_2}})^2 + (Q_{\text{пот1_2}})^2} = 270.793 \times 10^{-3}$$

РП - ТП №1

$$I_{p10_РП_1} := \frac{S_{2_ВН} + S_{1_ВН} + S_{\text{пот1_2}}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 12.114 \quad \text{СИП 1x35}$$

$$\Delta U_{РП} := \frac{\left[(P_{2_ВН} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот1_2}}) \cdot r_{35} + (Q_{2_ВН} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот1_2}}) \cdot x_{35} \right] \cdot L_{10_РП_1}}{10} = 26.939$$

$$\delta U_{РП} := \frac{\Delta U_{РП} \cdot 100}{10000} = 269.389 \cdot \%0^{-3}$$

$$P_{\text{потРП_1}} := \frac{(P_{1_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_РП_1} + Q_{1_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_РП_1}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.25$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Q_{\text{потРП}_1} := \frac{(P_{1_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_РП_1} + Q_{1_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_РП_1}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.016$$

$$S_{\text{потРП}_1} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_1})^2 + (Q_{\text{потРП}_1})^2} = 250.457 \times 10^{-3}$$

РП - ТП №3

$$I_{p10_РП_3} := \frac{S_{3_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 6.762 \quad \text{СИП} \quad L_{10_3_РП} = 1.2$$

1x35

$$\Delta U := \frac{(P_{3_ВН} \cdot r_{35} + Q_{3_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_3_РП}}{10} = 25.811$$

$$\delta U := \frac{\Delta U \cdot 100}{10000} = 258.111 \cdot \%0^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{потРП}_3} := \frac{(P_{3_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_3_РП} + Q_{3_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_3_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.665$$

$$Q_{\text{потРП}_3} := \frac{(P_{3_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_3_РП} + Q_{3_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_3_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.042$$

$$S_{\text{потРП}_3} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_3})^2 + (Q_{\text{потРП}_3})^2} = 666.372 \times 10^{-3}$$

ТП №3 - ТП №2

$$I_{p10_3_2} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{\text{потРП}_3}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 13.459 \quad \text{СИП} \quad L_{10_2_3} = 650 \times 10^{-3}$$

1x35

$$\Delta U_{3_2} := \frac{\left[(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{потРП}_3}) \cdot r_{35} + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{потРП}_3}) \cdot x_{35} \right] \cdot L_{10_2_3}}{10} = 27.999$$

$$\delta U_{\text{РП}_3_2} := \frac{\Delta U_{3_2} \cdot 100}{10000} = 279 \% \times 10^{-3}$$

Проверим выбранный провод по нагреву токами нагрузки в послеаварийном режиме, когда линия РП-ТП3 или линия РП-ТП1-ТП2 будут повреждены на головном участке, тогда оставшаяся в работе линия примет на себя нагрузку

$$P_{\text{пот}_3_2} := \frac{\left[(P_{3_ВН})^2 \cdot r_{35} + (Q_{3_ВН})^2 \cdot r_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_2_3}}{10^2} = 0.36$$

$$Q_{\text{пот}_3_2} := \frac{\left[(P_{3_ВН})^2 \cdot x_{35} + (Q_{3_ВН})^2 \cdot x_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_2_3}}{10^2} = 0.023$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{\text{пот3}_2} := \sqrt{(P_{\text{пот3}_2})^2 + (Q_{\text{пот3}_2})^2} = 360.951 \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{пот2}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{пот3}_2})^2 \cdot r_{35} \dots \\ + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот3}_2})^2 \cdot r_{35} \end{array} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_1_2}}{10^2} = 1.096$$

$$Q_{\text{пот2}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{\text{пот3}_2})^2 \cdot x_{35} \dots \\ + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот3}_2})^2 \cdot x_{35} \end{array} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_1_2}}{10^2} = 0.069$$

$$S_{\text{пот2}_1} := \sqrt{(P_{\text{пот2}_1})^2 + (Q_{\text{пот2}_1})^2} = 1.098$$

$$P_{\text{потРП}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот3}_2} + P_{\text{пот2}_1})^2 \cdot r_{35} \dots \\ + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} + Q_{\text{пот2}_1})^2 \cdot r_{35} \end{array} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_РП_1}}{10^2} = 3.033$$

$$Q_{\text{потРП}_1} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот3}_2} + P_{\text{пот2}_1})^2 \cdot x_{35} \dots \\ + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{1_ВН} + Q_{\text{пот3}_2} + Q_{\text{пот2}_1})^2 \cdot x_{35} \end{array} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_РП_1}}{10^2} = 0.192$$

$$S_{\text{потРП}_1} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_1})^2 + (Q_{\text{потРП}_1})^2} = 3.039$$

$$I_{\text{па10_РП}_1_2_3} := \frac{S_{3_ВН} + S_{2_ВН} + S_{1_ВН} \dots + S_{\text{пот3}_2} + S_{\text{пот2}_1}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 18.91$$

$$I_{\text{па10_РП}_1_2_3} < 200$$

$$\Delta U_{\text{РП}_1} := \frac{(P_{3_ВН} + P_{2_ВН} + P_{1_ВН} + P_{\text{пот3}_2} + P_{\text{пот2}_1}) \cdot L_{10_РП_1}}{10} = 40.275$$

$$\delta U_{\text{РП}_1} := \frac{\Delta U_{\text{РП}_1} \cdot 100}{10000} = 402.752 \times 10^{-3}$$

Рассмотрим участок
РП-ТП7-ТП6-ТП5
Определим потоки мощности на головных участках:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$L_{10_ПП_7} := 1.4 \quad L_{10_5_ПП} := 0.67$$

$$L_{10_7_6} := 0.6$$

$$L_{10_6_5} := 0.75$$

$$L_{7_5} := L_{10_ПП_7} + L_{10_7_6} + L_{10_6_5} + L_{10_5_ПП} = 3.42$$

$$S_{ПП_7} := \frac{S_{7_ВН} \cdot (L_{10_7_6} + L_{10_6_5} + L_{10_5_ПП}) \dots + S_{6_ВН} \cdot (L_{10_6_5} + L_{10_5_ПП}) \dots + S_{5_ВН} \cdot (L_{10_5_ПП})}{L_{7_5}} = 217.664$$

$$S_{ПП_5} := \frac{S_{5_ВН} \cdot (L_{10_ПП_7} + L_{10_7_6} + L_{10_6_5}) \dots + S_{6_ВН} \cdot (L_{10_ПП_7} + L_{10_7_6}) \dots + S_{7_ВН} \cdot (L_{10_ПП_7})}{L_{7_5}} = 332.953$$

$$S_{ПП_7} + S_{ПП_5} = 550.617$$

$$S_{7_ВН} + S_{6_ВН} + S_{5_ВН} = 550.617$$

$$S_{7_6} := S_{ПП_7} - S_{7_ВН} = 10.075$$

$$S_{6_5} := S_{7_6} - S_{6_ВН} = -116.928$$

$$S_{5_6} := S_{ПП_5} - S_{5_ВН} = 116.928$$

$$S_{6_7} := S_{5_6} - S_{6_ВН} = -10.075$$

Точка 6 - точка потококораздела, следовательно, петлевая схема будет разомкнута в нормальном режиме на участке 6-5

ТП№7- ТП№6

$$I_{p10_7_6} := \frac{S_{6_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 3.666 \quad \text{СИП } 1 \times 35$$

$$\Delta U_{7_6} := \frac{(P_{6_ВН} \cdot r_{35} + Q_{6_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_7_6}}{10} = 6.277$$

$$\delta U_{7_6} := \frac{\Delta U_{7_6} \cdot 100}{10000} = 62.775 \times \% \text{ }^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{пот7_6} := \frac{(P_{6_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_7_6} + Q_{6_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_7_6}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.098$$

$$Q_{пот7_6} := \frac{(P_{2_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_1_2} + Q_{2_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_7_6}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.018$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$S_{\text{пот}7_6} := \sqrt{(P_{\text{пот}7_6})^2 + (Q_{\text{пот}7_6})^2} = 99.373 \times 10^{-3}$$

РП - ТП №7

$$I_{\text{p}10_РП_7} := \frac{S_{6_ВН} + S_{7_ВН} + S_{\text{пот}7_6}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 9.662 \quad \text{СИП } 1 \times 35$$

$$\Delta U_{\text{РП}7} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{6_ВН} + P_{7_ВН} + P_{\text{пот}7_6}) \cdot r_{35} \dots \\ + (Q_{6_ВН} + Q_{7_ВН} + Q_{\text{пот}7_6}) \cdot x_{35} \end{array} \right] \cdot L_{10_РП_7}}{10} = 41.094$$

$$\delta U_{\text{РП}7} := \frac{\Delta U_{\text{РП}7} \cdot 100}{10000} = 410.941 \times 10^{-3}$$

РП - ТП №5

$$I_{\text{p}10_РП_5} := \frac{S_{5_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 6.236 \quad \text{СИП } 1 \times 35$$

$$\Delta U_5 := \frac{(P_{5_ВН} \cdot r_{35} + Q_{5_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_5_РП}}{10} = 13.209$$

$$\delta U_5 := \frac{\Delta U_5 \cdot 100}{10000} = 132.08 \% \times 10^{-3}$$

Потери в линии

$$P_{\text{пот}РП_5} := \frac{\left(P_{5_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_5_РП} + Q_{5_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_5_РП} \right) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.316$$

$$Q_{\text{пот}РП_5} := \frac{\left(P_{5_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_5_РП} + Q_{5_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_5_РП} \right) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.02$$

$$S_{\text{пот}РП_5} := \sqrt{(P_{\text{пот}РП_5})^2 + (Q_{\text{пот}РП_5})^2} = 316.426 \times 10^{-3}$$

ТП №5 - ТП №6

$$I_{\text{p}10_5_6} := \frac{S_{5_ВН} + S_{6_ВН} + S_{\text{пот}РП_5}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 9.912 \quad \text{СИП } 1 \times 35$$

$$\Delta U_{5_6} := \frac{\left[\begin{array}{l} (P_{5_ВН} + P_{6_ВН} + P_{\text{пот}РП_5}) \cdot r_{35} \dots \\ + (Q_{5_ВН} + Q_{6_ВН} + Q_{\text{пот}РП_5}) \cdot x_{35} \end{array} \right] \cdot L_{10_6_5}}{10} = 22.657$$

$$\delta U_{\text{РП}5_6} := \frac{\Delta U_{5_6} \cdot 100}{10000} = 226 \% \times 10^{-3}$$

Проверим выбранный провод по нагреву токами нагрузки в послеаварийном режиме, когда линия РП-ТП5 или линия РП-ТП7-ТП6 будут повреждены на головном участке, тогда оставшаяся в работе линия примет на себя нагрузку

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$P_{\text{пот5_6}} := \frac{\left[(P_{5_ВН})^2 \cdot r_{35} + (Q_{5_ВН})^2 \cdot r_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_6_5}}{10^2} = 0.353$$

$$Q_{\text{пот5_6}} := \frac{\left[(P_{5_ВН})^2 \cdot x_{35} + (Q_{5_ВН})^2 \cdot x_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_6_5}}{10^2} = 0.022$$

$$S_{\text{пот5_6}} := \sqrt{(P_{\text{пот5_6}})^2 + (Q_{\text{пот5_6}})^2} = 354.208 \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{пот6_7}} := \frac{\left[(P_{7_ВН} + P_{6_ВН} + P_{\text{пот5_6}})^2 \cdot r_{35} \dots \right. \\ \left. + (Q_{5_ВН} + Q_{6_ВН} + Q_{\text{пот5_6}})^2 \cdot r_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_6_5}}{10^2} = 0.852$$

$$Q_{\text{пот6_7}} := \frac{\left[(P_{6_ВН} + P_{7_ВН} + P_{\text{пот5_6}})^2 \cdot x_{35} \dots \right. \\ \left. + (Q_{3_ВН} + Q_{2_ВН} + Q_{\text{пот3_2}})^2 \cdot x_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_6_5}}{10^2} = 0.061$$

$$P_{\text{потРП_7}} := \frac{\left[\left(P_{5_ВН} + P_{6_ВН} + P_{7_ВН} \dots \right. \right. \\ \left. \left. + P_{\text{пот5_6}} + P_{\text{пот6_7}} \right)^2 \cdot r_{35} \dots \right. \\ \left. + \left(Q_{5_ВН} + Q_{6_ВН} + Q_{7_ВН} \dots \right. \right. \\ \left. \left. + Q_{\text{пот5_6}} + Q_{\text{пот6_7}} \right)^2 \cdot r_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_РП_7}}{10^2} = 4.282$$

$$Q_{\text{потРП_7}} := \frac{\left[\left(P_{5_ВН} + P_{6_ВН} + P_{7_ВН} \dots \right. \right. \\ \left. \left. + P_{\text{пот5_6}} + P_{\text{пот6_7}} \right)^2 \cdot x_{35} \dots \right. \\ \left. + \left(Q_{5_ВН} + Q_{6_ВН} + Q_{7_ВН} \dots \right. \right. \\ \left. \left. + Q_{\text{пот5_6}} + Q_{\text{пот6_7}} \right)^2 \cdot x_{35} \right] \cdot 10^{-3} \cdot L_{10_РП_7}}{10^2} = 0.271$$

$$S_{\text{потРП_7}} := \sqrt{(P_{\text{потРП_7}})^2 + (Q_{\text{потРП_7}})^2} = 4.29$$

$$I_{\text{па10_РП_7_6_5}} := \frac{S_{5_ВН} + S_{6_ВН} + S_{7_ВН} \dots \\ + S_{\text{пот5_6}} + S_{\text{пот6_7}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 15.93$$

$$I_{\text{па10_РП_7_6_5}} < 200$$

$$\Delta U_{\text{РП_7}} := \frac{\left(P_{5_ВН} + P_{6_ВН} + P_{7_ВН} \dots \right. \\ \left. + P_{\text{пот5_6}} + P_{\text{пот6_7}} \right) \cdot L_{10_РП_7}}{10} = 65.611$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\delta U_{\text{РП}_7} := \frac{\Delta U_{\text{РП}_7} \cdot 100}{10000} = 656.112 \times 10^{-3}$$

РП - ТП №4

$$I_{\text{р10_РП}_4} := \frac{S_{4_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 8.053 \quad \text{СИП 1x35} \quad L_{10_4_РП} := 1.7$$

$$L_{10_4_РП} = 1.7$$

$$\Delta U_4 := \frac{(P_{4_ВН} \cdot r_{35} + Q_{4_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_4_РП}}{10} = 34.498$$

$$\delta U_4 := \frac{\Delta U_4 \cdot 100}{10000} = 344.98 \% \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{потРП}_4} := \frac{(P_{4_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_4_РП} + Q_{4_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_4_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 1.336$$

$$Q_{\text{потРП}_4} := \frac{(P_{4_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_4_РП} + Q_{4_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_4_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.085$$

$$S_{\text{потРП}_4} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_4})^2 + (Q_{\text{потРП}_4})^2} = 1.339$$

РП - ТП №8 $S_{8_ВН} = 224.148$ $L_{10_8_РП} := 0.4$

$$I_{\text{р10_РП}_8} := \frac{S_{8_ВН}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 6.471 \quad \text{СИП 1x35}$$

$$\Delta U_8 := \frac{(P_{8_ВН} \cdot r_{35} + Q_{8_ВН} \cdot x_{35}) \cdot L_{10_8_РП}}{10} = 8.159$$

$$\delta U_8 := \frac{\Delta U_8 \cdot 100}{10000} = 81.592 \% \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{потРП}_8} := \frac{(P_{8_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_8_РП} + Q_{8_ВН}^2 \cdot r_{35} \cdot L_{10_8_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.203$$

$$Q_{\text{потРП}_8} := \frac{(P_{8_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_8_РП} + Q_{8_ВН}^2 \cdot x_{35} \cdot L_{10_8_РП}) \cdot 10^{-3}}{10^2} = 0.013$$

$$S_{\text{потРП}_8} := \sqrt{(P_{\text{потРП}_8})^2 + (Q_{\text{потРП}_8})^2} = 203.387 \times 10^{-3}$$

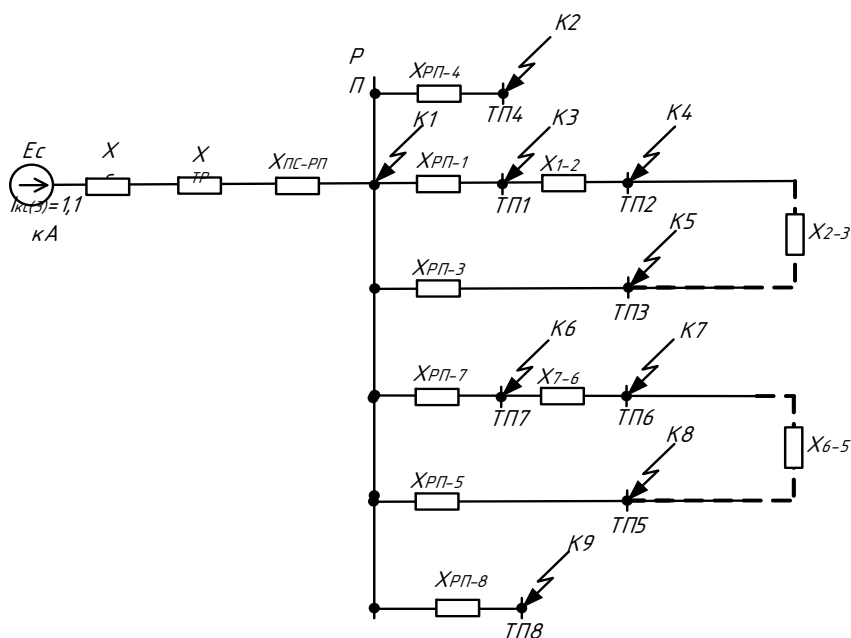
Выбор сечений питающих линий:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\begin{aligned}
 &L_{10_ПС_РП} := 40.7 \\
 &ПС - РП \quad x_{ПС} := 0.064 \quad r_{ПС} := 1.01 \quad S_{РП} = 1.305 \times 10^3 \\
 &I_{p10_ПС_РП} := \frac{S_{РП}}{2 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 37.662 \quad СИП - 3 \times 35 \quad P_{РП} = 1.097 \times 10^3 \\
 &\Delta U_{ПС_РП} := \frac{(P_{РП} \cdot r_{ПС} + Q_{РП} \cdot x_{ПС}) \cdot L_{10_ПС_РП}}{10} = 228.749 \quad Q_{РП} = 706.838
 \end{aligned}$$

$$\delta U_{ПС_РП} := \frac{\Delta U_{ПС_РП} \cdot 100}{10000} = 2.287 \quad \%$$

Расчет токов КЗ:



$$S_6 := 100 \quad U_{осн1} := 37 \quad U_{осн2} := 10.5 \quad u_k := 10.5 \quad E_c := 1$$

$$I_{кзсис} := 1.1$$

$$U_{осн} := 10.5$$

$$X_c := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн1} \cdot I_{кзсис}} = 1.419$$

$$X_{тр1} := \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot 1.6} = 6.563$$

$$X_{тр2} := \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot 1.6} = 6.563$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн1}} = 1.56$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{осн2}} = 5.499$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$X_{\text{тр}\varepsilon_{\text{КВ}}} := \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{\text{тр}1}} + \frac{1}{X_{\text{тр}2}}\right)} = 3.281$$

$$X_{\text{пс_рп}} := \frac{(x_{\text{ПС}} \cdot L_{10_ПС_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 2.363$$

$$R_{\text{пс_рп}} := \frac{(r_{\text{ПС}} \cdot L_{10_ПС_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 369.161 \times 10^{-3}$$

$$Z_{\text{пс_рп}} := \sqrt{(X_{\text{пс_рп}} + X_{\text{с}} + X_{\text{тр}\varepsilon_{\text{КВ}}})^2 + (R_{\text{пс_рп}})^2} = 7.072$$

$$X_{\text{рп_4}} := \frac{(x_{35} \cdot L_{10_4_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 0.099$$

$$X_{\text{рп_8}} := \frac{(x_{35} \cdot L_{10_8_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 0.023$$

$$R_{\text{рп_4}} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_4_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 1.557$$

$$R_{\text{рп_8}} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_8_РП}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 366.44 \times 10^{-3}$$

$$Z_{\text{рп_4}} := \sqrt{(X_{\text{с}} + X_{\text{пс_рп}} + X_{\text{рп_4}} + X_{\text{тр}\varepsilon_{\text{КВ}}})^2 + (R_{\text{пс_рп}} + R_{\text{рп_4}})^2} \dots = 7.416$$

$$Z_{\text{рп_8}} := \sqrt{(X_{\text{с}} + X_{\text{пс_рп}} + X_{\text{рп_8}} + X_{\text{тр}\varepsilon_{\text{КВ}}})^2 + (R_{\text{пс_рп}} + R_{\text{рп_8}})^2} \dots = 7.124$$

$$I_{\text{кз}3_1} := \frac{E_{\text{с}} \cdot I_{62}}{Z_{\text{пс_рп}}} = 777.505 \times 10^{-3}$$

$$I_{\text{кз}2_1} := I_{\text{кз}3_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 673.339 \times 10^{-3}$$

$$i_{\text{уд}1} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{\text{кз}2_1} = 1.504$$

$$I_{\text{кз}3_2} := \frac{E_{\text{с}} \cdot I_{62}}{Z_{\text{рп_4}}} = 741.474 \times 10^{-3}$$

$$I_{\text{кз}2_2} := I_{\text{кз}3_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 642.135 \times 10^{-3}$$

$$i_{\text{уд}2} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{\text{кз}2_2} = 1.434$$

$$X_{\text{рп_1}} := \frac{(x_{35} \cdot L_{10_РП_1}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 40.635 \times 10^{-3}$$

$$R_{\text{рп_1}} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_РП_1}) \cdot S_6}{U_{\text{осн}2}^2} = 641.27 \times 10^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$Z_{рп_1} := \sqrt{(X_c + X_{тр_ЭКВ} + X_{пс_рп} + X_{рп_1})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_1})^2} = 7.175$$

$$I_{кз3_3} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{рп_1}} = 766.397 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_3} := I_{кз3_3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 663.719 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_3} = 1.483$$

$$X_{1_2} := \frac{(x_{35} \cdot L_{l0_1_2}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 29.025 \times 10^{-3}$$

$$R_{1_2} := \frac{(r_{35} \cdot L_{l0_1_2}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 458.05 \times 10^{-3}$$

$$Z_{1_2} := \sqrt{(X_c + X_{тр_ЭКВ} + X_{пс_рп} + X_{рп_1} + X_{1_2})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_1} + R_{1_2})^2} = 7.282$$

$$I_{кз3_4} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{1_2}} = 755.122 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_4} := I_{кз3_4} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 653.955 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_4} = 1.461$$

$$X_{рп_3} := \frac{(x_{35} \cdot L_{l0_3_РП}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 69.66 \times 10^{-3}$$

$$R_{рп_3} := \frac{(r_{35} \cdot L_{l0_3_РП}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 1.099$$

$$Z_{рп_3} := \sqrt{(X_c + X_{тр_ЭКВ} + X_{пс_рп} + X_{рп_3})^2 + (R_{пс_рп} + R_{рп_3})^2} = 7.282$$

$$I_{кз3_5} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{рп_3}} = 755.122 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_5} := I_{кз3_5} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 653.955 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_5} = 1.461$$

$$X_{рп_7} := \frac{(x_{35} \cdot L_{l0_РП_7}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 81.27 \times 10^{-3}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$R_{rp_7} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_ПП_7}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 1.283$$

$$Z_{rp_7} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_rp} + X_{rp_7})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_7})^2} = 7.332$$

$$I_{кз3_6} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{rp_7}} = 749.925 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_6} := I_{кз3_6} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 649.454 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд6} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_6} = 1.451$$

$$X_{7_6} := \frac{(x_{35} \cdot L_{10_7_6}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 34.83 \times 10^{-3}$$

$$R_{7_6} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_7_6}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 549.66 \times 10^{-3}$$

$$Z_{7_6} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_rp} + X_{rp_7} + X_{7_6})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_7} + R_{7_6})^2} = 7.508$$

$$I_{кз3_7} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{7_6}} = 732.315 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_7} := I_{кз3_7} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 634.203 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд7} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_7} = 1.417$$

$$X_{rp_5} := \frac{(x_{35} \cdot L_{10_5_ПП}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 38.893 \times 10^{-3}$$

$$R_{rp_5} := \frac{(r_{35} \cdot L_{10_5_ПП}) \cdot S_6}{U_{очн2}^2} = 613.787 \times 10^{-3}$$

$$Z_{rp_5} := \sqrt{(X_c + X_{тр_{ЭКВ}} + X_{пс_rp} + X_{rp_5})^2 + (R_{пс_rp} + R_{rp_5})^2} = 7.169$$

$$I_{кз3_8} := \frac{E_c \cdot I_62}{Z_{rp_5}} = 766.99 \times 10^{-3}$$

$$I_{кз2_8} := I_{кз3_8} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 664.233 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд8} := \sqrt{2} \cdot 1.368 \cdot I_{кз3_8} = 1.484$$

ЭКОНОМИКА

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчеты в ПВК MathCad 15

$$R_{\text{тр.160}} := 4.5$$

$$T_{\text{Г}} := 8760$$

$$R_{\text{тр.250}} := 2.8$$

$$P_{2_BH} = 203.472$$

$$R_{\text{тр.100}} := 1.3$$

$$Q_{2_BH} = 110.064$$

$$\Delta W_{\text{тр1}} := \frac{P_{1_BH}^2 + Q_{1_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.160}} \cdot T_{\text{Г}} = 13936720.42$$

$$\Delta W_{\text{тр2}} := \frac{P_{2_BH}^2 + Q_{2_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.250}} \cdot T_{\text{Г}} = 13126156.84$$

$$\Delta W_{\text{тр3}} := \frac{P_{3_BH}^2 + Q_{3_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.250}} \cdot T_{\text{Г}} = 13458792.27$$

$$\Delta W_{\text{тр4}} := \frac{P_{4_BH}^2 + Q_{4_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.160}} \cdot T_{\text{Г}} = 30679820.94$$

$$\Delta W_{\text{тр5}} := \frac{P_{5_BH}^2 + Q_{5_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.160}} \cdot T_{\text{Г}} = 18395966.33$$

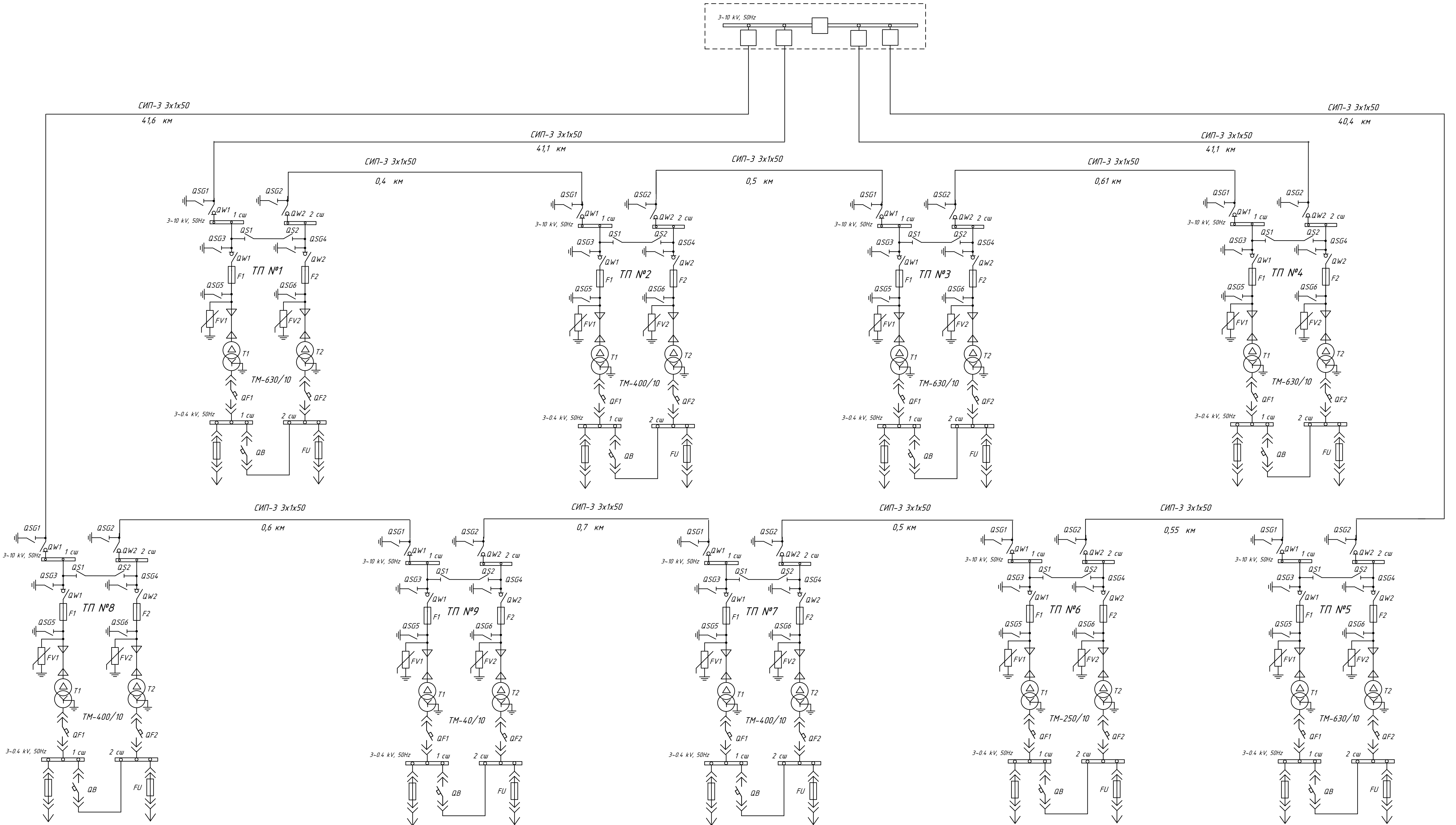
$$\Delta W_{\text{тр6}} := \frac{P_{6_BH}^2 + Q_{6_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.100}} \cdot T_{\text{Г}} = 1836874.45$$

$$\Delta W_{\text{тр7}} := \frac{P_{7_BH}^2 + Q_{7_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.250}} \cdot T_{\text{Г}} = 10569883.58$$

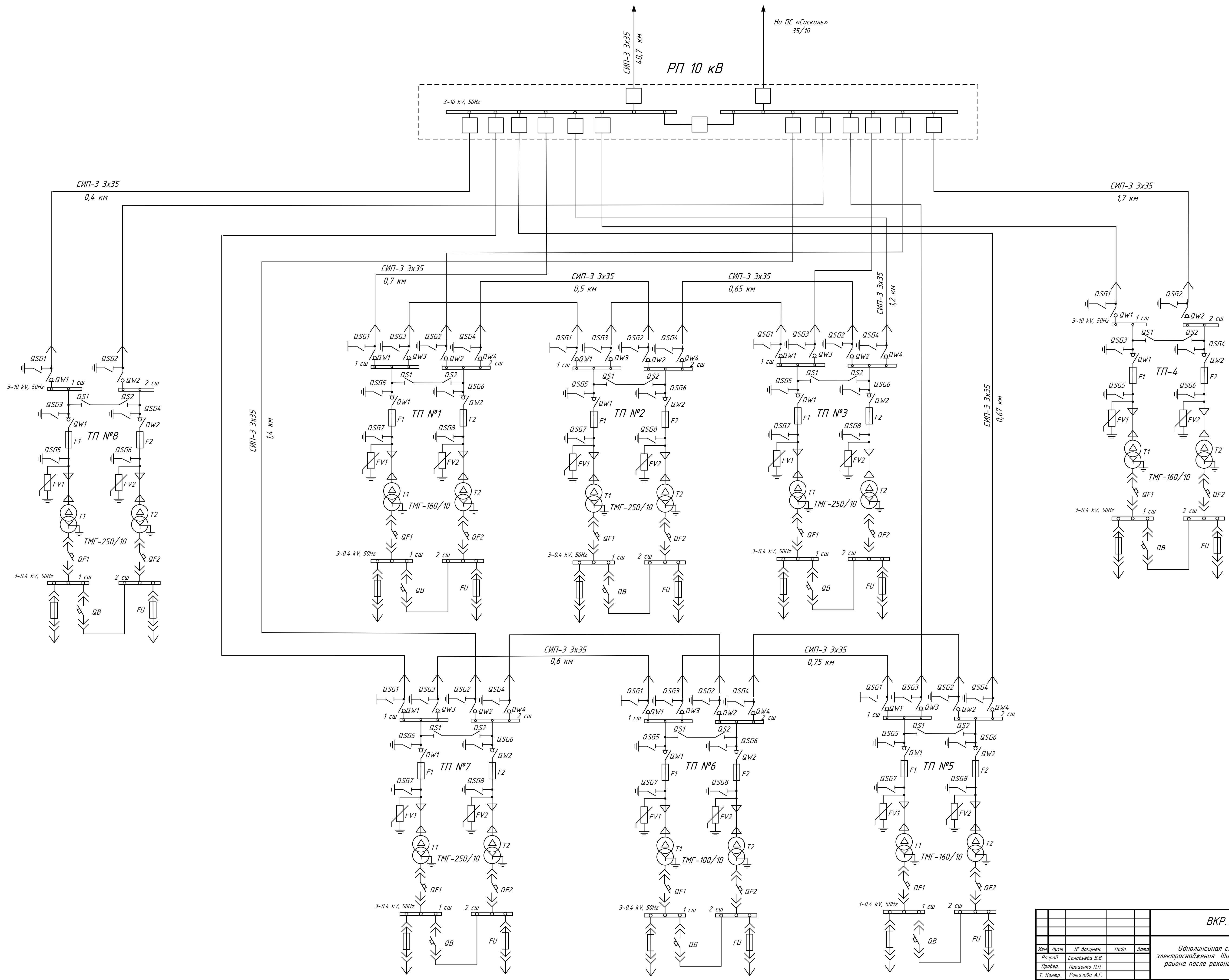
$$\Delta W_{\text{тр8}} := \frac{P_{8_BH}^2 + Q_{8_BH}^2}{10^2} \cdot R_{\text{тр.250}} \cdot T_{\text{Г}} = 12323472.45$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{тр1}} + \Delta W_{\text{тр2}} + \Delta W_{\text{тр3}} + \Delta W_{\text{тр4}} \dots &= 114327687.286 \\ + \Delta W_{\text{тр5}} + \Delta W_{\text{тр6}} + \Delta W_{\text{тр7}} + \Delta W_{\text{тр8}} & \end{aligned}$$

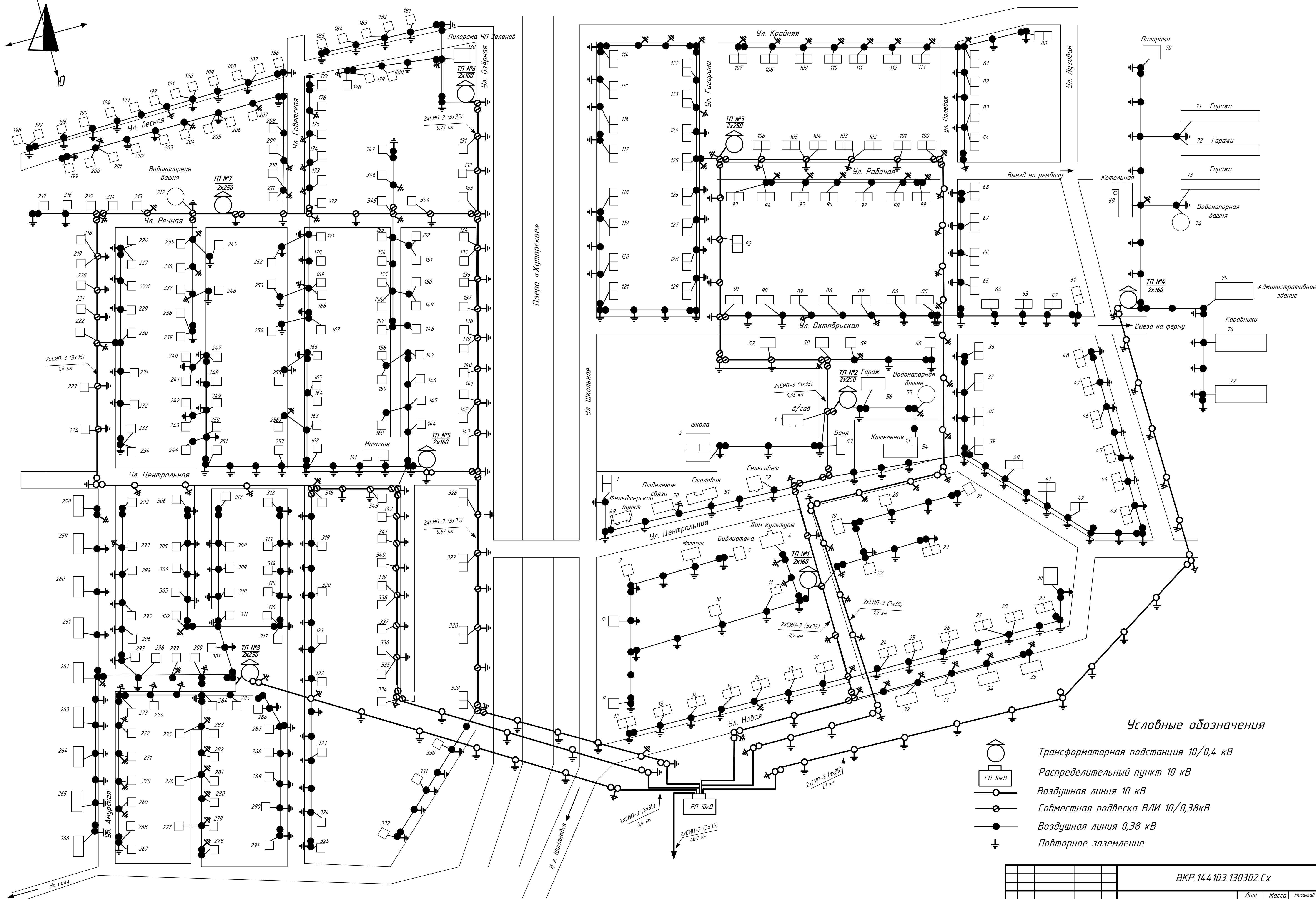
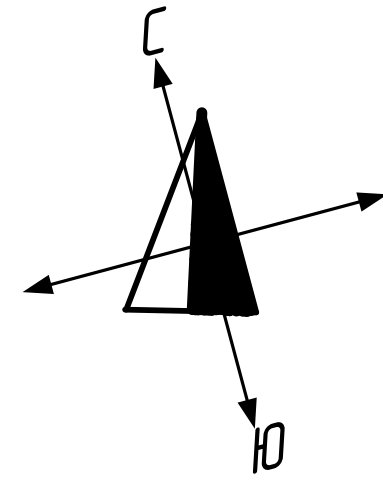
ПС 35/10 «Саскаль»



					БКР.144.103.130302.Сх			
Изм	Лист	№ докумен	Подп	Дата	Однолинейная схема электрообеспечения Шимановского района до реконструкции	Лист	Масса	Масштаб
Разраб	Соловьева В.В.					Д		
Провер	Проценко П.П.					Лист 1	Листов 6	
Т. Констр	Раточева А.Г.				Реконструкция системы электрообеспечения Шимановского района с центром питания подстанции Саскаль напряжением 35/10 кВ			
И. Констр	Раточева А.Г.				АМГУ Кафедра Энергетики			
Утв	Савина Н.В.							



				ВКР.144.103.130302.Сх			
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Однoliniйная схема электроснабжения Шимановского района после реконструкции		
Разраб	Соловьева В.В.						
Провер	Проценко П.П.						
Т. Контр	Ратачева А.Г.						
И. Контр	Ратачева А.Г.				Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанции Саскаль напряжением 35/10 кВ		
Утв	Савина Н.В.						
					Лист	Масса	Масштаб
					Д		
					Лист 2	Листов 6	
					АМГУ Кафедра Энергетики		

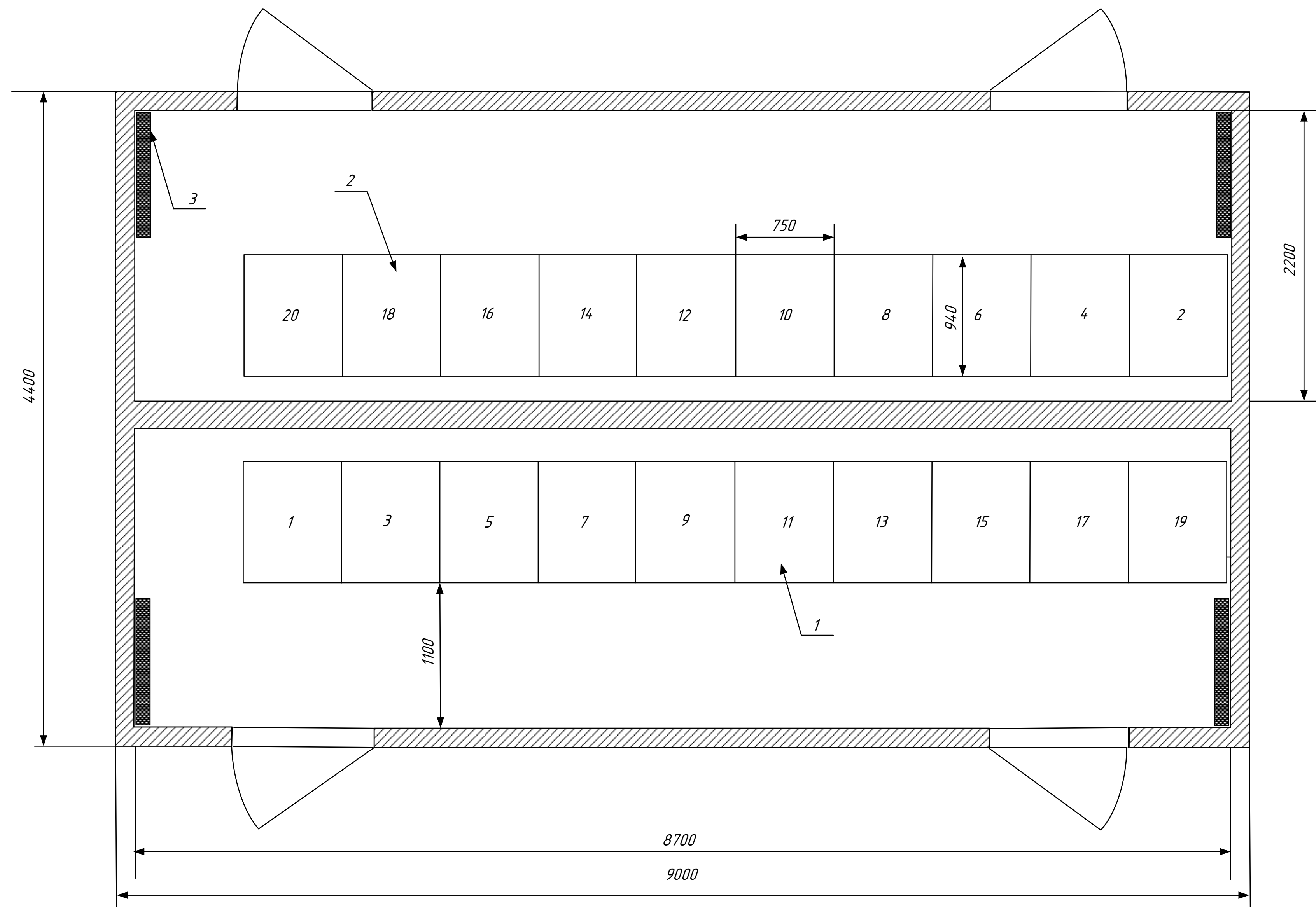
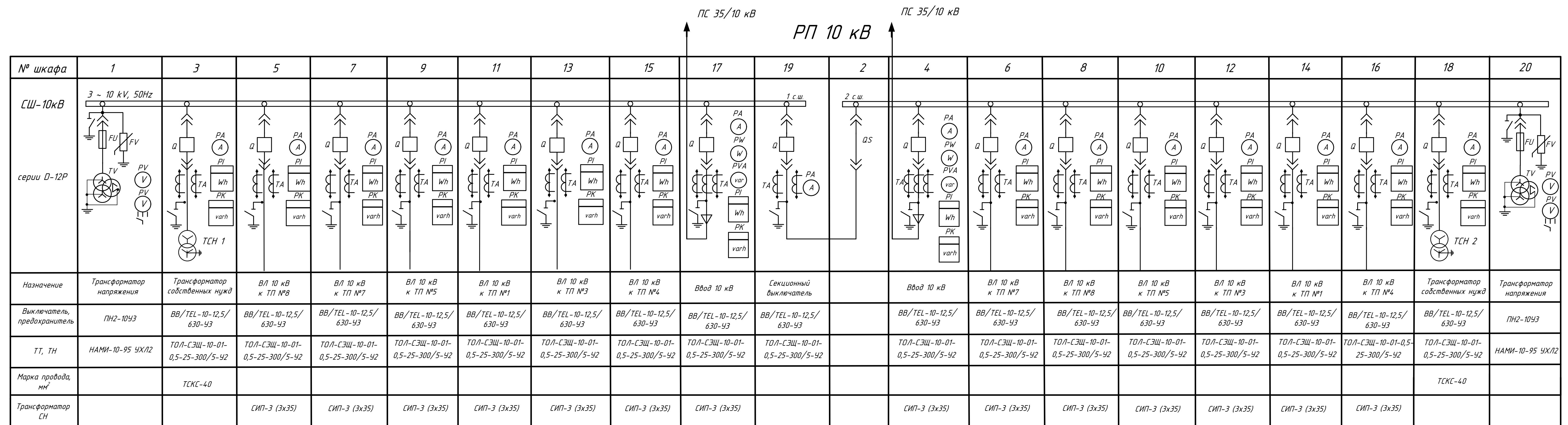


- Условные обозначения**
- Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
 - Распределительный пункт 10 кВ
 - Воздушная линия 10 кВ
 - Совместная подвеска ВЛИ 10/0,38кВ
 - Воздушная линия 0,38 кВ
 - Повторное заземление

				ВКР.14.4.103.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата	Лит	Масса
Разработ	Соловьева В.В.				Д	
Провер	Проценко П.П.					
Т. Констр.	Ратачева А.Г.				Лист 3	Листов 6
И. Констр.	Ратачева А.Г.				АМГУ	
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра Энергетики	

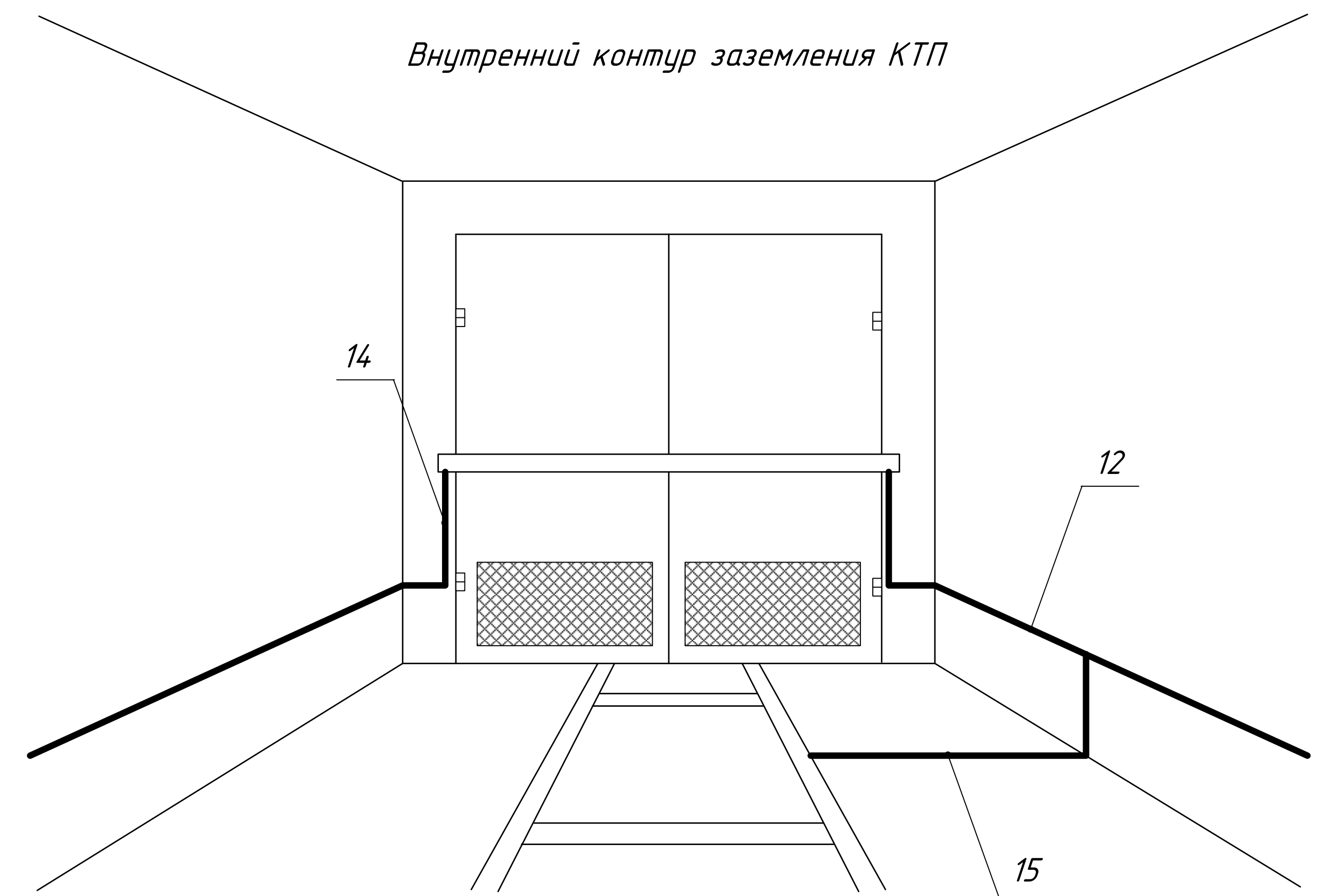
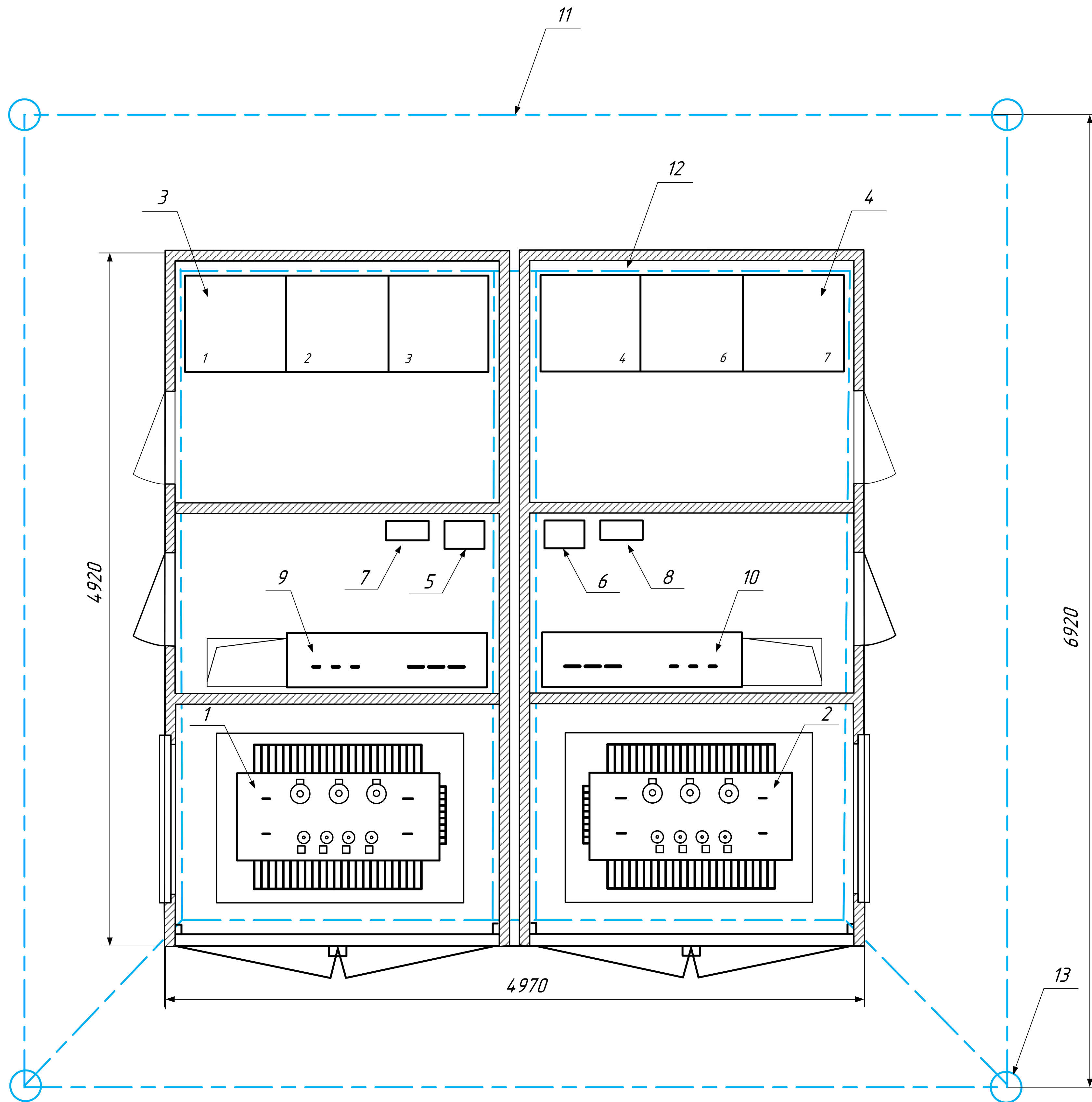
План Шимановского района после реконструкции

Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанцией Саскаль напряжения 35/10 кВ

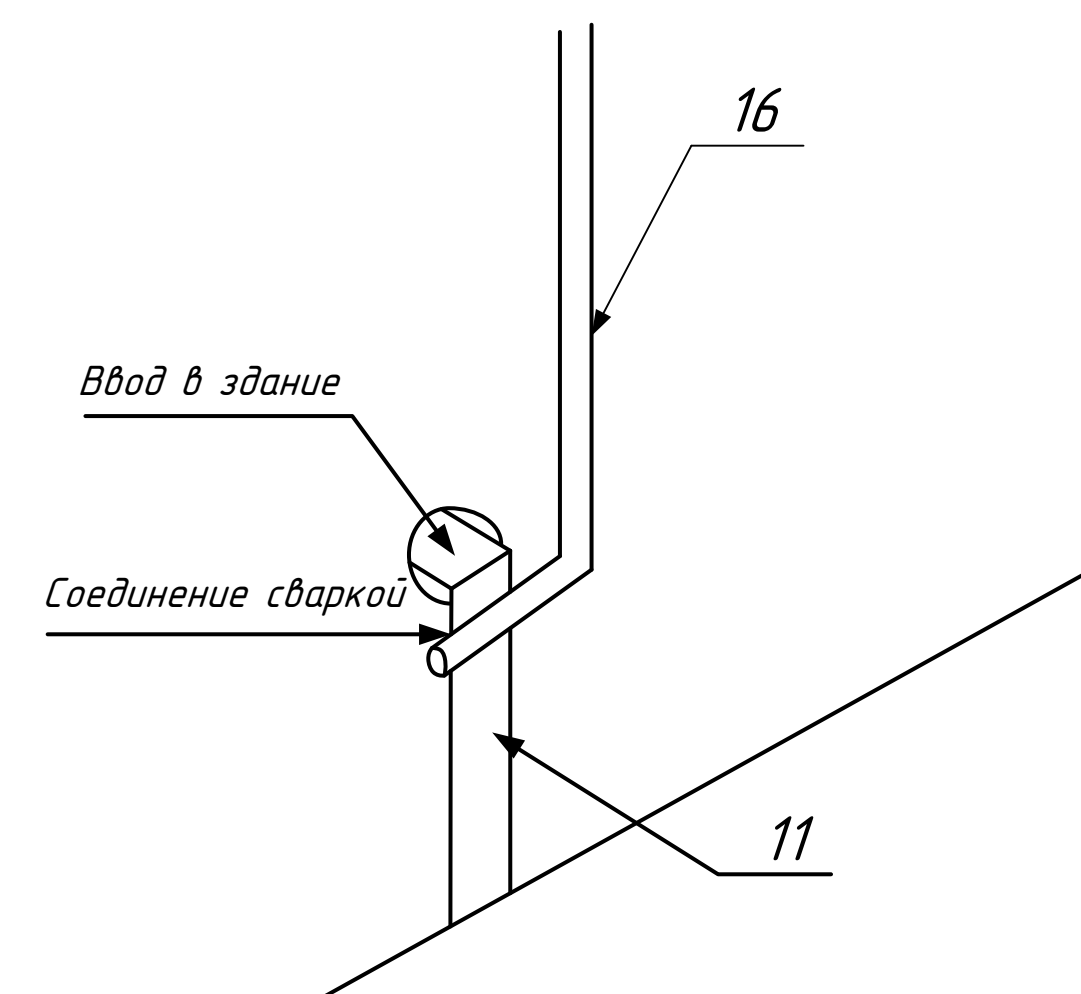


- 1 - Шкаф комплектного распределительного устройства;
- 2 - Шкаф питания собственных нужд;
- 3 - Теплового конвектор

ВКР.144.103.130302.Сх						Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата	Однолинейная схема распределительного пункта 10 кВ	Д		
Разраб.	Соловьева В.В.					Лист 4	Листов 6	
Провер.	Проценко П.П.							
Т. Констр.	Раточева А.Г.							
И. Констр.	Раточева А.Г.				Реконструкция системы электроснабжения Шумновского района с центром питания подстанции Саскаль напряжением 35/10 кВ			АМГУ
Утв.	Савина Н.В.							Кафедра Энергетики



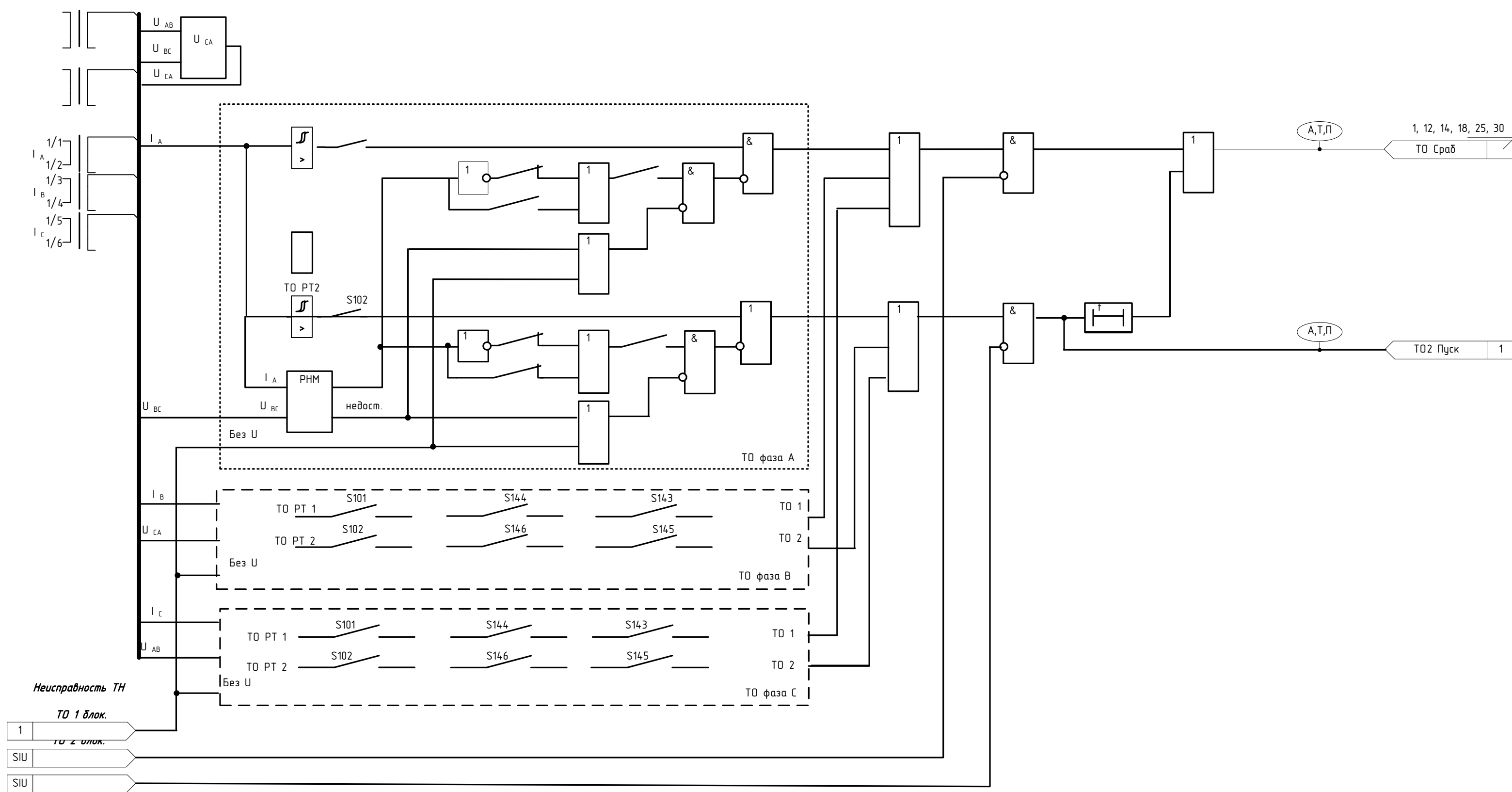
Узел молниезащиты



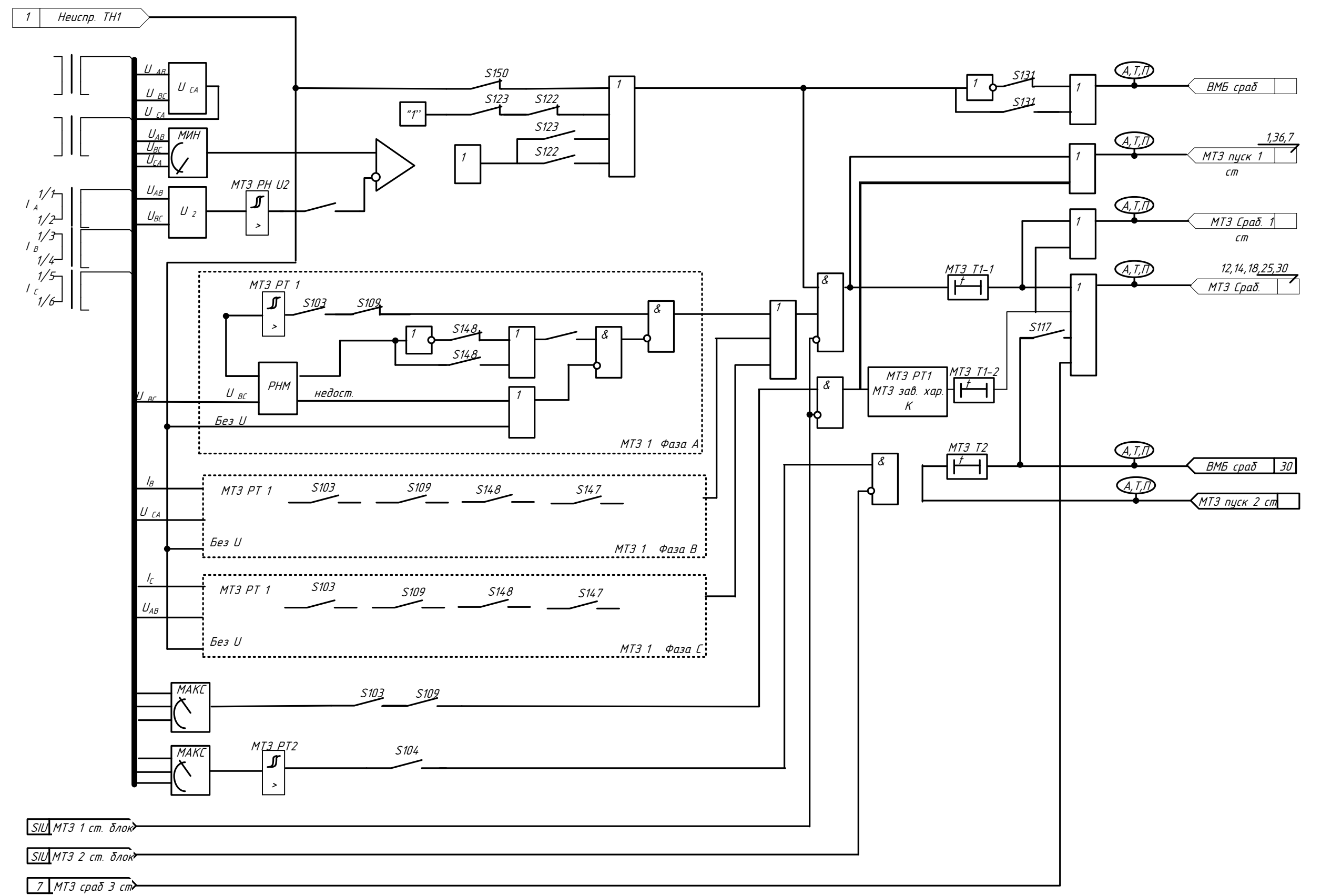
Обозначение	Наименование
1, 2	Силовой трансформатор ТМГ-250/10/0,4 кВ
3, 4	Распределительное устройство 10 кВ
5, 6	Ящик собственных нужд
7, 8	Шкаф учета
9, 10	Шкаф низкого напряжения
11	Горизонтальный заземлитель, сталь полосовая 40x4
12	Внутренний контур заземлителя
13	Вертикальный заземлитель, угловая сталь 50x50
14	Шина заземления ограждающего дбарьера
15	Шина заземления трансформатора
16	Молниезащита кровли

ВКР.144.103.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата
Разраб	Соловьева В.В.			
Провер	Проценко П.П.			
Т. Контр.	Ратачева А.Г.			
И. Контр.	Ратачева А.Г.			
Утв.	Савина Н.В.			
Заземление КТП 10/0,4				Лит
				Масса
				Масштаб
				Д
				Лист 5
				Листов 6
Реконструкция системы электроснабжения Шимановского района с центром питания подстанции Саскаль напряжением 35/10 кВ				АМГУ
				Кафедра Энергетики

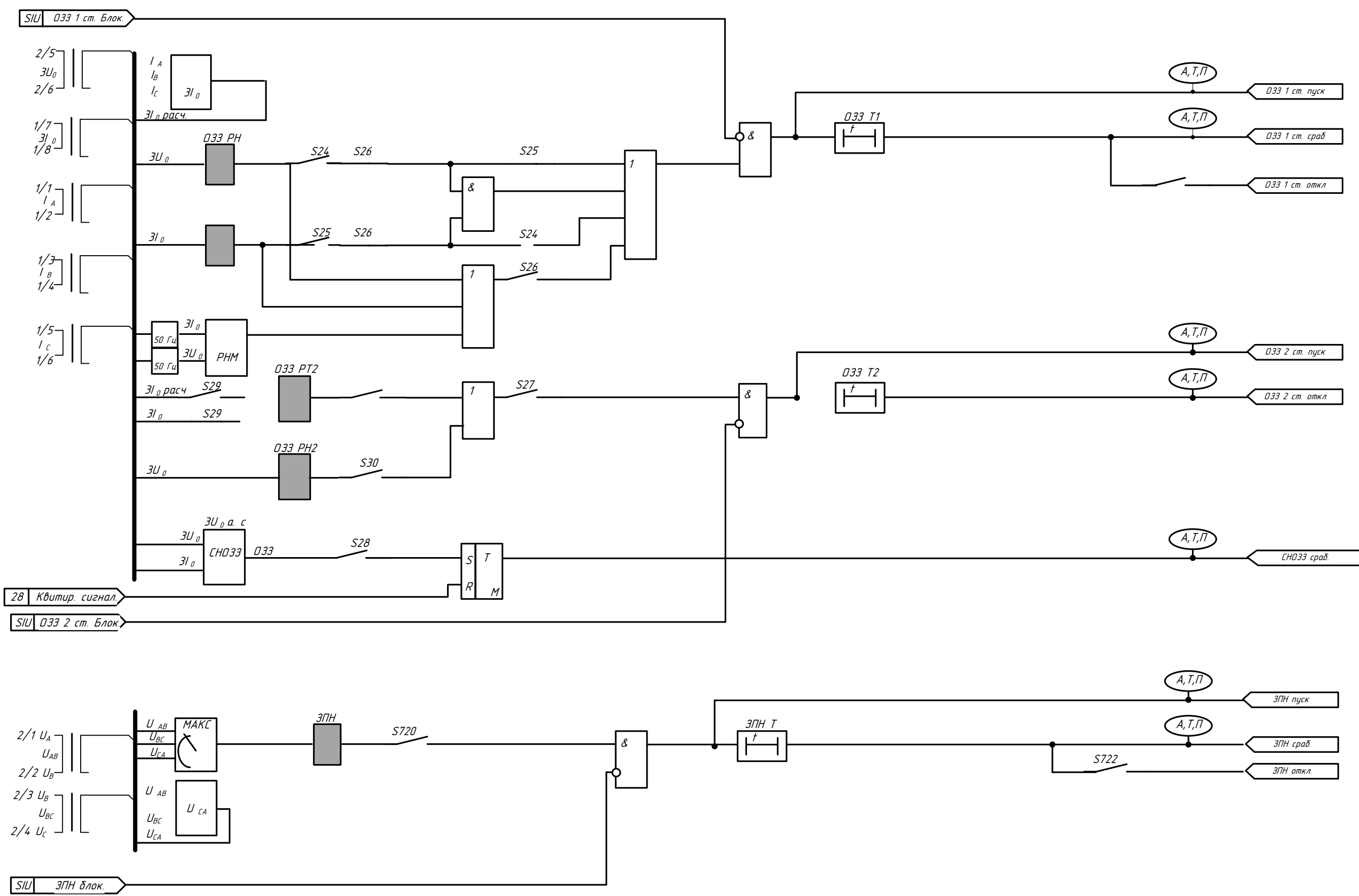
Функциональная схема алгоритма токовой отсечки



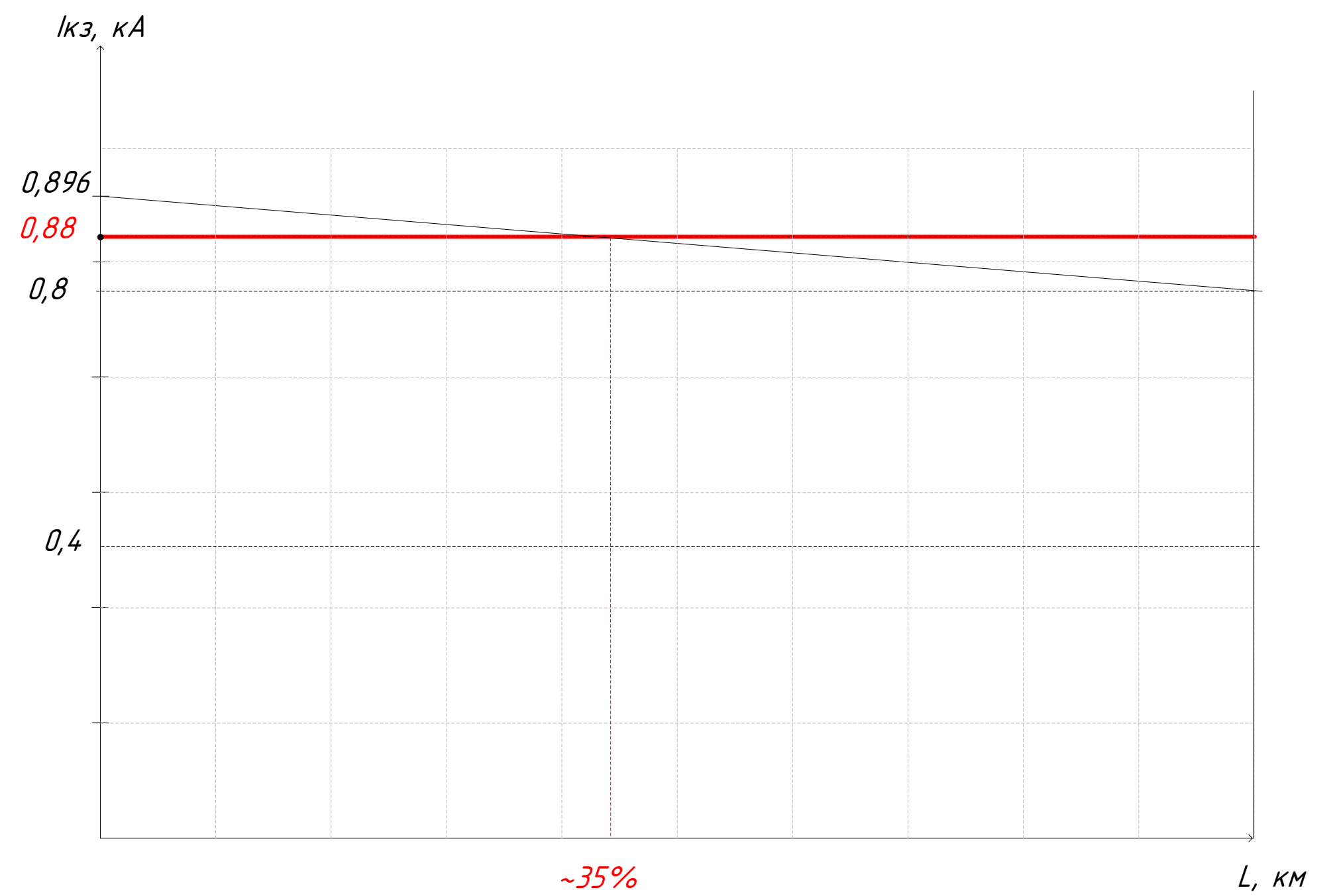
Функциональная схема максимальной токовой защиты



Функциональные схемы алгоритмов защиты от однофазных замыканий на землю и защиты от повышения напряжения



Кривые спадания токов КЗ для определения зоны действия токовой отсечки



				ВКР.144.103.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата	Релейная защита линии 10 кВ	
Разраб.	Соловьева В.В.					
Провер.	Проценко П.П.					
Т. Контр.	Ратачева А.Г.				Лист 6	Листов 6
И. Контр.	Ратачева А.Г.				АМГУ	
Утв.	Сабина Н.В.				Кафедра Энергетики	

Реконструкция системы электроснабжения Шумановского района с центром питания подстанция Саскаль напряжением 35/10 кВ