

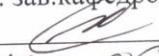
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

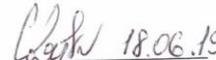
И.о. зав.кафедрой

 Н.В. Савина  
« 18 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

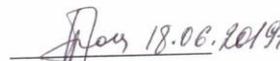
на тему: Модернизация системы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода в связи с увеличением нагрузки

Исполнитель  
студент группы 542-узб

  
18.06.19  
подпись, дата

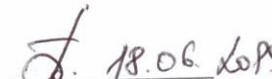
С.Н. Вахмянин

Руководитель  
доцент

  
18.06.2019г.  
подпись, дата

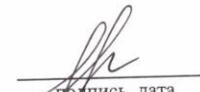
П.П. Проценко

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

  
18.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
профессор,  
канд.техн.наук, доцент

  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 05 » 04 2019 г. Н.В. Савина

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Вахьянина Светослава  
Нургалиевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Модернизация системы внутреннего электроснабжения напряжением  
10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода в связи с увеличением нагрузки.  
(утверждено приказом от 4.04.19 № 959 ч.г.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 4.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результата преддипломной  
практики, генеральной план объекта, нормативно-справочная литература,  
ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке  
вопросов): Характеристика объекта. Проектирование высоковольтного электро-  
снабжения. Расчет токов КЗ. Выбор и проблема оборудования. Релейная  
защита и автоматика. Расчет заземления. Анализ надежности системы  
защита и электроснабжения. Система учета электрической энергии. Безопасность и  
экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План завода с существующей  
схемой электроснабжения. Однолинейная схема электроснабжения. Варианты  
проектируемой сети. Кильная защита. Однолинейная схема ПС.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к  
ним разделов) Безопасность и экологичность - Булаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П.   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 г.   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 106 с, 39 таблиц, 14 рисунков, 31 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТЕРРИТОРИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ, ПЕРСПЕКТИВНАЯ НАГРУЗКА, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СЕЛЕКТИВНОСТЬ ЗАЩИТ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ТРАНШЕЯ.

Актуальность бакалаврской работы состоит в необходимости проектирования электрической сети 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода на период развития завода до 2022 года. Цель работы – спроектировать систему внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода. Для достижения цели бакалаврской работы проведены расчёты и прогнозирование нагрузок, основные параметры силового оборудования, выполнена проверка выбранных аппаратов, обоснована схема внутреннего электроснабжения по критерию минимума приведенных затрат, выбрано оборудование внутреннего электроснабжения завода.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика Амурского маслоэкстракционного завода	8
2. Проектирование высоковольтного электроснабжения завода	11
2.1 Выбор и обработка графиков электрических нагрузок	11
2.2 Выбор номинального напряжения внутреннего электроснабжения	12
2.3 Анализ существующей схемы внутреннего электроснабжения завода	13
2.4 Расчёт нагрузок КТП	14
2.3 Расчет наружного освещения	17
2.3.1 Расчет освещения внутризаводских проездов	17
2.3.2 Расчет охранного освещения	20
2.3.3 Расчёт освещения открытых площадок	21
2.5 Расчёт и построение картограммы электрических нагрузок	23
2.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций и компенсирующих устройств	26
2.7 Расчет потерь мощности, подлежащей компенсации	30
2.8 Определение расчетной нагрузки на шинах 10 кВ трансформаторной подстанции	33
2.9 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	34
2.10 Выбор марки и сечения питающих линий 10 кВ	39
2.11 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	44
2.12 Компенсация реактивной мощности на шинах РП	48
3 Расчет токов короткого замыкания	50
3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 кВ	50
3.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	52
3.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	55
4 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	57

4.1 Выбор ячейки КРУ	57
4.2 Выключатели 10 кВ	58
4.3 Трансформаторы тока 10 кВ	60
4.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ	62
4.5 Шины 10 кВ	62
4.6 Предохранители 10 кВ для ТН	65
4.7 Изоляторы 10 кВ	65
4.8 Выбор ограничителей перенапряжений	66
4.9 Выключатели нагрузки 10 кВ	67
4.10 Предохранители 10 кВ	68
5 Режимы нейтралей сетей	70
6 Релейная защита и автоматика	72
6.1 Токовая отсечка без выдержки времени	73
6.2 Максимальная токовая защита линий	74
6.3 Защита от однофазных замыканий на землю	76
6.4 Устройства автоматического включения резерва	77
7 Заземление КТП	78
8 Анализ надежности предложенного варианта конфигурации сети	82
9 Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии	89
10 Безопасность и экологичность	92
10.1 Безопасность	92
10.2 Экологичность	95
10.3 Чрезвычайные ситуации	100
Заключение	103
Библиографический список	104

## ВВЕДЕНИЕ

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Амурской области, являются: транспорт, в т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт (более 30 %), промышленность (26 %) и население (около 14 %). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9 %), [1].

Среди прочих промышленных потребителей на территории Амурской области следует выделить резидента территории опережающего развития (ТОР) «Белогорск» - ООО «Маслоэкстракционный завод «Амурский» в качестве крупного инвестиционного проекта.

Согласно [2], начиная с 2017 года проводится поэтапная сдача производственных мощностей в эксплуатацию и ведется постоянное наращивание объемов выпускаемой продукции. Объем производства с начала реализации проекта – 290 256 тонн. В 2018 году планируется реализация второго этапа развития завода и начало строительства цеха изолята, цеха розлива и цеха по производству кормов модульного типа. Ориентировочная дата ввода в эксплуатацию второй очереди завода – 2019 год.

Актуальность работы состоит в следующем: введение в эксплуатацию новых и расширение существующих производств на Амурском маслоэкстракционном заводе требует решения проблемы построения рациональной системы внутреннего электроснабжения завода.

Объектом исследования в представленной работе является Амурский маслоэкстракционный завод, размещенный в г. Белогорск, на производственной площадке мукомольного завода «Восточный».

Предметом исследования в представленной работе является – система внутреннего электроснабжения завода 10 кВ.

Основываясь на представленных данных об актуальности выбранной темы, можно определить целевую направленность работы.

Цель бакалаврской работы: спроектировать систему внутреннего электроснабжения завода.

троснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода.

В соответствии с данной целью в бакалаврской работе необходимо решить следующие задачи:

- привести краткую характеристику системы внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода и провести расчет электрических нагрузок;

- рассчитать систему внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода;

- выбрать и проверить основное оборудование системы внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода;

- расчёт величины токов КЗ в системе внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода;

- выбрать средства РЗА в системе внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода;

- оценить надёжность предлагаемой схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода.

В процессе разработки бакалаврской работы использовались методы сбора первичной информации, аналитический и метод систематизации.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office;
- MS Visio.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АМУРСКОГО МАСЛОЭКСТРАКЦИОННОГО ЗАВОДА

Рассматриваемый завод по переработке сои находится в Белогорском районе, поэтому приводится характеристика всего Белогорского района в целом, согласно [3].

Белогорский район расположен в южной части Амурской области, занимает территорию в 2,6 тысяч квадратных километров Зейско–Бурейской равнины. Среди районов Амурской области (по площадям) Белогорский район является одним из крупных сельскохозяйственных районов.

Климат района резко континентальный. Температура воздуха самого холодного месяца колеблется от -17 до -42 градусов в январе, самого теплого до +35градусов в июле. Среднегодовая сумма осадков 727,6 мм. Летом 621,1 мм, зимой покров снега достигает 110 мм.

Основные направления ветра:

- зимой - северный со скоростью 1 м/с;
- весной - юго-восточный со скоростью 2 м/с;
- летом - южный со скоростью 2 м/с.

Характеристика района дана в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика Белогорского района

Предприятия	20 предприятий всех форм собственности
Численность экономически активного населения	18362 человек
Объем произведенной промышленной продукции	77,6 млн. рублей
Объем сельскохозяйственной продукции	310 млн.рублей
Посевные площади под производство сельскохозяйственных культур	5020 га
Протяженность автомобильных дорог	361 км
коммунальный жилой фонд	120,81 тыс.кв.м..

Амурский маслоэкстракционный завод [2] размещён на производственной площадке мукомольного завода производительностью 500

т/сут по пшеничной муке, с полным использованием существующей инфраструктуры предприятия:

- элеватор, объемом хранения 144 тыс. тонн;
- зерноподготовительное отделение, производительностью 500 т/сут (здание мельницы);
- склад готовой продукции, ёмкостью 3 000 тонн;
- существующие инженерные сети (водоснабжение, канализация, электроснабжение, теплоснабжение, пароснабжение);
- котельная;
- здание АБК.

Участок расположения завода относится к IV климатическому подрайону, I-го климатического района, расчётная зимняя температура для расчёта отопления – 37 °С по СП131.13330.2012. Нормативные нагрузки – снеговая 80 кг/м<sup>2</sup>, – ветровая 30 кг/м<sup>2</sup> по СП20.13330.2011. Нормативная глубина промерзания грунтов – 3,2 м. При обследовании верховодки не обнаружено. Площадка относится к потенциально не подтопляемой.

Белогорск находится в перечне населенных пунктов, которые располагаются в районах с сейсмической активностью. Расчетная сейсмическая интенсивность района изысканий составляет 64 балла шкалы MSK, для средних грунтовых условий и трех степеней сейсмической опасности в течении 50 лет по картам А (10%) и В (5%) – 6 баллов, по карте С (1%) – 7 баллов.

Согласно технологии переработки сои, используемой на Амурском МЭЗ, предусматриваются следующие этапы:

- поставка, содержание, фасовка партий для переработки;
- проведение очистки и приготовления сои к переработке;
- переработка (низкотемпературная экстракция).

Приём сырья (сои) осуществляется на существующем элеваторе вместимостью 144 000 тонн, где производится первичная подработка и формирование партий. Очистка и подготовка сои осуществляется в зерноподготовительном отделении мельницы на 500 т/сут (по пшенице).

Основные показатели завода:

Ёмкость единовременного хранения сырья – 330 000 тонн (5 элеваторов);

Мощности по производству шрота кормового -125 000 тн/год;

Мощности по производству шрота пищевого – 30 000 тн/год;

Мощности по производству сои экструдированной – 30 000 тн/год;

Мощности по производству полнорационных комбикормов – 156 000 тн/год;

Выручка – 5 033 млн. рублей;

Проектируемые производственные мощности:

- экстракционное производство – 165 000 тонн сои в год;

- линия рафинации соевого масла – 100 тонн в сутки;

- линия по производству шрота кормового – 66 211 тонн в год;

- линия по производству шрота пищевого - 53 625 тонн в год;

- линия по производству лецитина – 1 057 тонн в год.

## 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

### 2.1 Выбор и обработка графиков электрических нагрузок

Для Амурского маслоэкстракционного завода следует выбрать годовой график нагрузки, основываясь на графике для предприятия пищевой промышленности по продолжительности [4], рисунок 1.

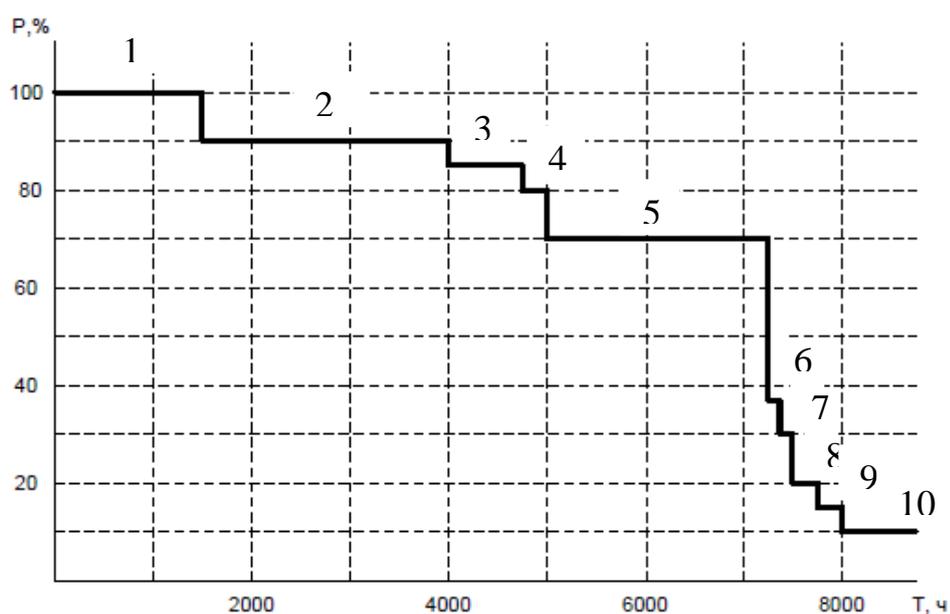


Рисунок 1 – Годовой график по продолжительности

Данные о величине нагрузки и её длительности в часах ступеней годового графика нагрузки для Амурского МЭЗ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные данные для определения  $T_m$

Номер ступени	Нагрузка, %	Время работы на i-ой ступени, час	$T_m$
1	100	1500	150000
2	90	2500	225000
3	85	800	68000
4	80	200	16000
5	70	2100	147000
6	38	150	5700
7	30	150	4500
8	20	300	6000
9	15	300	4500
10	10	760	7600
сумма		8760	634300

Основываясь на графике нагрузки можно рассчитать число часов максимума нагрузки  $-T_M$  и число часов максимальных потерь  $- \tau_{\max}$ .

$$T_M = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i)}{P_{\max}}, \quad (1)$$

$$T_M = \frac{100 \cdot 1500 + 90 \cdot 2500 + 85 \cdot 800 + 80 \cdot 200 + 70 \cdot 2100 + 38 \cdot 150 + 30 \cdot 150 + 20 \cdot 300 + 15 \cdot 300 + 10 \cdot 760}{100} = 6343 \text{ ч},$$

где  $P_i$  - мощность  $i$ -ой ступени графика, отн. един.;

$T_i$  - продолжительность  $i$ -ой ступени графика, ч;

$n$  - число ступеней годового графика;

$P_{\max}$  - суммарная максимальная нагрузка, отн. един.

$$\tau_{\max} = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2)$$

$$\tau_{\max} = \left( 0,124 + \frac{6343}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5037 \text{ ч}.$$

## 2.2 Выбор номинального напряжения внутреннего электроснабжения

Фактически электроснабжение Амурского маслоэкстракционного завода выполнено от шин 10 кВ ПС 35/10 «Промышленная» (удаление от территории завода 0,3 км). В перспективе до 2022 года для покрытия нагрузки Амурского маслоэкстракционного завода на заключительных этапах расширения планируется сооружения ПС «Маслозавод» 110/10 кВ южнее на 0,2 км. Так как в существующем и проектируемом центрах питания вторичное напряжение обмоток НН силовых трансформаторов 10 кВ, то принимается напряжение внутренних сетей завода 10 кВ.

### **2.3 Анализ существующей схемы внутреннего электроснабжения завода**

Существующая схема внутреннего электроснабжения 10 кВ завода включает 6 ТП и один РП-10 кВ Мельницы. По конфигурации сети 10 кВ схема смешанная радиальная, магистральная, часть ТП имеет двухстороннее питание.

Для фактической схемы сети 10 кВ требуется перечислить основные недостатки для дальнейшего оптимального построения схемы сети 10 кВ:

- ТП-2 (Элеватор-1) подключается кабелями 10 кВ от одной секции шин (2 сш) ТП-3 (Элеватор-2). При данной схеме подключения секционный выключатель на ТП-3 10 кВ не осуществляет секционирование схемы сети 10 кВ. Для более рационального использования АВР на секционном выключателе ТП-3 проводится перевод одного из питающих кабелей ТП-2 на сш-1 ТП-3, что делает более эффективной работу АВР на ТП-2 при отсутствии питания на шинах сш-2 ТП-3;

- ТП-5 (Насосная) выполнена с двумя силовыми трансформаторами, по стороне ВН отсутствует секционный разъединитель, что указывает на возможность режима работы, при котором Т-1 подключен к РП Мельницы, Т-2 имеет двухстороннее питание от ТП-6 (Котельная) и РП Мельницы. Такая схема подключения при резервной связи с шинами 10 кВ ПС Промышленная через шины ТП-6 (Котельная) целесообразна на случай работы одного силового трансформатора на ТП-5 (Насосная);

- на РП Мельницы нет секционного выключателя;
- на ТП-2 (Элеватор-1) нет секционного разъединителя.

Оборудование 10 кВ фактической схемы характеризуется следующим:

- в РП Мельницы и на стороне ВН ТП-3 использованы КРУ и масляные выключатели ВМП со сроком эксплуатации более 20 лет без обслуживания, требуется их замена на современные КРУ К-63 с выкатными вакуумными выключателями ВВ/Тел;

- в РП Мельницы не используются ограничители перенапряжения, на ТП-3 необходимо заменить устаревшие вентильные разрядники на нелинейные

ограничители перенапряжения ОПН/Тел-10;

- ТП 10 кВ требуется модернизировать за счёт установки современных силовых трансформаторов 10 кВ серии ТМГ. Нормативный срок службы установленных трансформаторов ТМЗ составляет 25 лет, срок превышен и составляет 33 года. (1983 г.в.);

- кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвВНГ заменяются силовые кабели марки ААШВУ, выработавшие нормативный срок эксплуатации;

- в РП Мельницы и на стороне ВН ТП-3 применяются трансформаторы тока ТПЛ-10, для которых срок поверки превышен. Данные трансформаторы тока требуется заменить на ТОЛ-10-1, что позволит организовать и эксплуатировать автоматизированную информационно-измерительную систему учёта. Также наличие двух вторичных обмоток позволит разделить цепи учета и измерения;

- отходящие от РП Мельницы кабельные линии оборудуются трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗНП.

Использование секционирования на стороне ВН ТП-5 (Насосная) способствует исключению из схемы 10 кВ резервной КЛ-10 кВ РП Мельницы – ТП-5 (Насосная).

#### **2.4 Расчёт нагрузок КТП**

Ввиду отсутствия информации по нагрузке каждого цеха на территории завода в отдельности, используется информация по имеющейся максимальной мощности в замерный день 2018 года на шинах 0,4 кВ КТП 1 – КТП 6.

Нагрузки проектируемых КТП-7, КТП-8, КТП-9 приняты исходя из основных показателей инвестиционного проекта по расширению завода на период до 2022 года [2].

Нагрузка КТП по контрольному замеру представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ на 2018 год

Наименование ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	Кз факт	$S_{\text{факт ТП}}$ , кВА	примечание
КТП-1 (Т-1,2)	1470	761	1655	0,52	1600	Оптимальная нагрузка
КТП-1 (Т-3)	940,5	487	1059	1,68	630	Перегружен
КТП-2	676	350	761	0,60	630	Оптимальная нагрузка
КТП-3	573,2	281,6	649	0,81	400	Перегружен
КТП-4	705	365	794	1,98	400	Перегружен
КТП-5	99	34	105	0,52	100	Оптимальная нагрузка
КТП-6	497	172	526	0,66	400	Оптимальная нагрузка
КТП-7 (на 2020 г)	1551	640				
КТП-8 (на 2021 г)	1963	800				
КТП-9 (на 2022 г)	3622	1456				

Из таблицы 3 видно, что по КТП-1, КТП-3, КТП-4 требуется замена трансформаторов.

Для приведения нагрузок к 2022 году с учетом поэтапного ввода производственных мощностей завода необходимо выполнить расчёт нагрузок с учетом прироста по таблице 4 [1] до 2022 года по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (3)$$

где  $\varepsilon$  – среднегодовой темп прироста мощности нагрузки, таблица 4 [1], %

$t_{\text{прог}}$  – прогнозируемый год, 2022;

$t_{\text{баз}}$  – базовый год, 2019.

Таблица 4 – Среднегодовой темп прироста мощности

Данные	2019	2020	2021	2022
Среднегодовой темп прироста мощности, %	2,7	1,2	1,4	0,5

Расчёт для КТП-1 (Т-1,2):

$$P_{\text{прог}} = 1470 \cdot (1+0.027)^{2020-2019} \cdot (1+0.012)^{2021-2020} \cdot (1+0.014)^{2022-2021} \cdot (1+0.005)^{2023-2022} = 1556,9 \text{ кВт.}$$

Расчёт для КТП-2 – КТП-6 выполняется аналогично, результаты указаны в таблице 5.

Для КТП-7 прогнозирование нагрузки начинается с 2020 года:

$$P_{\text{прог}} = 1551 \cdot (1+0.012)^{2021-2020} \cdot (1+0.014)^{2022-2021} \cdot (1+0.005)^{2023-2022} = 1599,5 \text{ кВт.}$$

Для КТП-8 прогнозирование нагрузки начинается с 2021 года:

$$P_{\text{прог}} = 1963 \cdot (1+0.014)^{2022-2021} \cdot (1+0.005)^{2023-2022} = 2000,4 \text{ кВт.}$$

Для КТП-9 прогнозирование нагрузки начинается с 2022 года:

$$P_{\text{прог}} = 3622 \cdot (1+0.005)^{2023-2022} = 3640 \text{ кВт.}$$

Прогнозные нагрузки КТП на 2022 год представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ на 2022 год

Наименование ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$S_p$ , кВА	Кз факт	$S_{\text{Факт ТП}}$ , кВА	примечание
КТП-1 (Т-1,2)	1557	761	1733	0,54	1600	Оптимальная нагрузка
КТП-1 (Т-3)	996	487	1109	1,76	630	Перегружен
КТП-2	716	350	797	0,63	630	Оптимальная нагрузка
КТП-3	607	281,6	669	0,84	400	Перегружен
КТП-4	747	365	831	2,08	400	Перегружен
КТП-5	105	34	110	0,55	100	Оптимальная нагрузка
КТП-6	526	172	553	0,69	400	Оптимальная нагрузка
КТП-7 (на 2020 г)	1600	640				
КТП-8 (на 2021 г)	2000	800				
КТП-9 (на 2022 г)	3640	1456				

## 2.3 Расчет наружного освещения

### 2.3.1 Расчет освещения внутризаводских проездов

В качестве источников света применяются светодиодные светильники типа РКУ 01–250–011 мощностью 250 Вт. Расположение светильников по одной стороне на опорах вдоль освещаемого проезда шириной 10 м.

По [5], нормативная минимальная освещенность составляет  $E_H = 2$  лк и учитывает интенсивность движения транспорта от 10 до 50 ед./ч при широком светораспределении светильника. Коэффициент запаса светильников  $K_3=1,5$ .

Для светодиодной лампы мощностью 250 Вт световой поток равен 13500 лм, КСС светильника - «Ш», учитываем наименьшую высоту подвеса светильника 9,5 м.

Находим предварительно коэффициент  $\rho^3$  для определения относительной освещенности, для этого рассчитывается отношение  $\frac{x}{h} = \frac{5}{9,5} = 0,53$ , и по [10] определяется  $\rho^3$ .  $\rho^3$  составляет 2,205, основываясь на табличных данных и результатах интерполяции.

Сумма относительных освещенностей:

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2 \cdot \rho^3}{\Phi_\Lambda},$$

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot 2 \cdot 1,5 \cdot 9,5^2 \cdot 2,205}{13500} = 47,76 \text{ лк.}$$

Учитывается, что минимальная освещенность в точке А образуется в результате освещения двумя ближайшими светильниками, имеем  $\sum \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon$ : от-

сюда  $\varepsilon = \frac{\sum \varepsilon}{2} = 21,77 \text{ лк.}$

По графикам условных изолюкс используя величины  $\varepsilon$  и  $\zeta = 0,483$  определяем  $\eta = 1,8$ . По полученному расчетному значению  $\eta = \frac{y}{h}$ , определяем стандартное значение  $\eta$ ,  $\eta = 2,31$ .

Так как  $\eta = \frac{y}{h}$ , отсюда  $y = 2,31 \cdot 9,5 = 21,95$  м, тогда шаг светильника:

$$D = 2 \cdot y,$$

$$D = 2 \cdot 21,95 = 44 \text{ м.}$$

Округляя до ближайшего целого, получаем  $D = 44$  м.

Длина освещаемых дорог  $L = 1000$  м.

Число светильников:  $N = L/D = 1000/44 = 22,7 \approx 23$  шт.

Нагрузка наружного освещения вычисляется по формуле:

$$P_{расч} = P_{л} \cdot N \cdot K_{пра},$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg \varphi,$$

$$P_{расч1} = 0,25 \cdot 23 \cdot 1,1 = 6,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч1} = 6,3 \cdot 1,73 = 10,94 \text{ квар.}$$

где  $K_{пра}$  - коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре, 1,1 для светодиодных светильников, [6];

$tg \varphi$  - коэффициент реактивной мощности для светодиодных ламп, 1,73, [6].

Расчет аналогичен для второстепенных дорог и проездов.

В качестве источников света применяются светодиодные светильники типа РКУ 01–125–011 мощностью 125 Вт. Расположение светильников по одной стороне на опорах вдоль освещаемого проезда шириной 6 м.

По [5], нормативная минимальная освещенность составляет  $E_{н} = 1$  лк и учитывает интенсивность движения транспорта 10 ед./ч при широком светораспределении светильника. Коэффициент запаса светильников  $K_3 = 1,5$ .

Для светодиодной лампы мощностью 250 Вт световой поток равен 5900 лм, КСС светильника - «Ш», учитываем наименьшую высоту подвеса светильника 8,5 м.

Находим предварительно коэффициент  $\rho^3$  для определения относительной освещенности, для этого рассчитывается отношение -  $\frac{x}{h} = \frac{3}{8,5} = 0,35$ , и по [10] определяется  $\rho^3$ .  $\rho^3$  составляет 1,185, основываясь на табличных данных и результатах интерполяции.

Сумма относительных освещенностей:

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 8,5^2 \cdot 1,185}{5900} = 43,53 \text{ лк.}$$

Учитывается, что минимальная освещенность в точке А образуется в результате освещения двумя ближайшими светильниками, имеем  $\sum \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon$ : от-

сюда  $\varepsilon = \frac{\sum \varepsilon}{2} = 21,77 \text{ лк.}$

По графикам условных изолукс используя величины  $\varepsilon$  и  $\xi = -0,015$  определяем  $\eta = 2,1$ . По [2] и по полученному расчетному значению  $\eta = \frac{y}{h}$  определяем стандартное значение  $\eta$ , (в верхней строке соответствующей графы)  $\eta = 2,2$ .

Так как  $\eta = \frac{y}{h}$ , отсюда  $y = 2,2 \cdot 8,5 = 18,7$  м, тогда шаг светильника:

$$D = 2 \cdot 18,7 = 37,4 \text{ м}$$

Округляя до ближайшего целого, получаем  $D = 37$  м.

Длина проездов  $L = 1400$  м.

Количество светильников:  $N = L/D = 1400/37 = 37,8 \approx 38$  шт.

Нагрузка освещения вычисляется по формуле:

$$P_{расч2} = 0,125 \cdot 38 \cdot 1,1 = 5,2 \text{ кВт,}$$

$$Q_{расч2} = 5,2 \cdot 1,73 = 9 \text{ квар.}$$

### 2.3.2 Расчет охранного освещения

В условиях отсутствия специальных технических средств охраны по СНиП 23-05-95 для устройства охранного освещения требуется наличие по периметру территории охранного освещения. Охраняемая территория освещается в рабочее и нерабочее время, освещенность рекомендуется поддерживать на уровне 0,5 лк на поверхности земли в горизонтальной плоскости.

Используются светодиодные светильники типа LCL 24 PM, мощность лампы 24 Вт.

Нормированная минимальная освещенность  $E_H=0,5$ лк при ширине освещаемой зоны 10 м и высоте расположения светильников 6 м.

Коэффициент запаса светильников  $K_3=1,3$ .

Световой поток лампы 2580 лм.

$$\Phi_{л} = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2}{\sum \varepsilon},$$

откуда минимальная освещенность:

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2}{\Phi_{л}},$$
$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,3 \cdot 6^2}{2580} = 9,0 \text{ лк.}$$

Учитывается, что минимальная освещенность в точке А образуется в результате освещения двумя ближайшими светильниками, имеем:

$$\sum \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon \text{ и } \varepsilon = \frac{\sum \varepsilon}{2} = 4,5 \approx 5 \text{ лк.}$$

По [6] определяется отношение  $h/d = 0,37$ , откуда расстояние до освещаемой точки  $d = 16,22$  м, тогда шаг светильника:

$$D = 2 \cdot \sqrt{d^2 - b^2},$$

$$D = 2 \cdot \sqrt{16,22^2 - 10^2} = 25,54 \text{ м}$$

Округляя до ближайшего целого, получаем  $D = 26$  м.

Длина периметра завода:  $L = 3560$  м.

Число светильников:  $N = L/D = 3560/26 = 137$  шт.

Нагрузка охранного освещения вычисляется по формуле:

$$P_{\text{охран}} = P_{\text{л}} \cdot N,$$

$$P_{\text{охран}} = 0,024 \cdot 137 = 3,3 \text{ кВт.}$$

### 2.3.3 Расчёт освещения открытых площадок

Мощность прожекторных установок и их количество для освещения открытых площадок Амурского МЭЗ, например, угольного поля, определяются по удельным мощностям.

Определяется активная мощность, требуемая для освещения данной площадки, по формуле:

$$P_{\text{прож}} = P_{\text{уд}} \cdot F,$$

где  $P_{\text{уд}}$  – удельная мощность, т.е. мощность используемая для освещения одного квадратного метра открытого пространства, для освещения угольного поля достаточная освещенность  $E_{\text{н}} = 2$  лк и лампах ДРЛ в качестве источника света, в таком случае  $P_{\text{уд}} = 0,45 \text{ Вт/м}^2$ ;

$F_{\text{ПЛОЩ}}$  – площадь освещаемой площадки.

Далее выбирается тип прожектора и мощность лампы. Высота мачты определяет используемый тип прожектора, который устанавливается на мачте.

Количество прожекторов выбранного типа находится по формуле:

$$N_l = \frac{P_{\text{прож.}}}{P_l},$$

где  $P_l$  – мощность лампы для выбранного прожектора.

По данным генплана Амурского маслоэкстракционного завода необходимо осветить открытую площадку возле угольного поля. Площадь, которую необходимо осветить составляет 2160 м<sup>2</sup>.

Активная мощность, необходимая для освещения данной площадки:

$$P_{\text{прож}} = 0,45 \cdot 2160 \cdot 10^{-3} = 0,97 \text{ кВт.}$$

Принимается к установке прожекторы с мощностью лампы 700 Вт.

$$N_{\text{расч}} = \frac{0,97}{0,7} = 1,4.$$

По расчёту требуется 2 прожектора:

$$N_l = 2.$$

Активная и реактивная мощность, необходимая для освещения данной площадки:

$$P_{\text{прож}} = 2 \cdot 0,7 = 1,4 \text{ кВт;}$$

$$Q_{\text{прож}} = 1 \cdot 1,4 \cdot 1,73 = 2,4 \text{ квар.}$$

Суммарная нагрузка осветительной сети завода:

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{расч1}} + P_{\text{расч2}} + P_{\text{прож}} + P_{\text{охр}}$$

$$Q_{\text{осв}} = Q_{\text{расч1}} + Q_{\text{расч2}} + Q_{\text{прож}} + Q_{\text{охр}}$$

$$P_{осв} = 6,3+5,2+1,4+3,3=16,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{осв} = 10,9+9+2,4=22,4 \text{ квар}.$$

## 2.5 Расчёт и построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма указывается на плане Амурского МЭЗ в виде окружностей, площадь которых равна в выбранном масштабе расчётным нагрузкам цеха или центра питания. Центры окружностей совмещены с местом расположения цеховых КТП.

Для определения оптимального места расположения РП Мельницы на генеральном плане Амурского МЭЗ указывается картограмма нагрузок  $P_i$ , в виде окружностей, площади которых равны  $\pi R^2$  и в выбранном масштабе  $M$  равны расчетной нагрузке  $P_i$  данных цехов:

$$P_i = \pi R^2 M \quad (4)$$

Тогда радиус окружности равен для КТП-1:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi M}} \text{ м}, \quad (5)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{2553}{\pi \cdot 0,2}} = 63,8 \text{ м},$$

где  $M = 0,2 \text{ кВт/м}^2$ .

В масштабе чертежа:

$$r_i = 63,8 \cdot \frac{1000}{1000} = 63,8 \text{ мм}$$

Все результаты расчетов внесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Данные для построения картограммы электрических нагрузок

Наименование КТП	$P_{MC}$ , кВт	$r_i$ , мм	$D_i$ , мм
КТП-1	2553	63,8	128
КТП-2	716	33,8	68
КТП-3	623	31,5	63
КТП-4	747	34,5	69
КТП-5	105	12,9	26
КТП-6	526	28,9	58
КТП-7	1600	50,5	101
КТП-8	2000	56,4	113
КТП-9	3640	76,1	152

Центром электрических нагрузок является точка с координатами  $X_0$ ,  $Y_0$ , где сосредоточена основная нагрузка:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i P_i)}{\sum_{i=1}^n (P_i)}, \quad (6)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i P_i)}{\sum_{i=1}^n (P_i)}, \quad (7)$$

$$X_0 = 4166212/12511=333 \text{ м,}$$

$$Y_0 = 3992497/12511=319 \text{ м,}$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  - геометрические координаты  $i$ -й КТП;

$P_i$  – активная мощность нагрузки  $i$ -й КТП;

$\Sigma P_i$  – суммарная активная мощность нагрузки всех КТП, кВт.

$n$  – количество цехов.

Результаты расчета ЦЭН приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Определение месторасположения ЦЭН

Наименование цеха	Р <sub>р</sub> , кВт	X, м	Y, м	P*X	P*Y
КТП-1	2553	316	311	806900	794132
КТП-2	716	382	414	273596	296515
КТП-3	623	382	349	237910	217357
КТП-4	747	256	360	191324	269050
КТП-5	105	488	354	51330	37235
КТП-6	526	492	231	258753	121488
КТП-7	1600	276	382	441600	611200
КТП-8	2000	552	244	1104000	488000
КТП-9	3640	220	318	800800	1157520
итого	12511			4166212	3992497

РП Мельницы находится в непосредственной близости к ЦЭН, расположение РП Мельницы оптимальное.

## 2.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций и компенсирующих устройств

В результате анализа мощности, площади и месторасположения цехов, а также в целях минимизации потерь в линиях 0,4 кВ предполагается установка трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1600 кВА, 2500 кВА, 630 кВА, 400 кВА и 1000 кВА.

Выбор мощности силовых трансформаторов выполнен с учётом рекомендаций методики [7] по активной мощности и оптимальному коэффициенту загрузки 0,76, допустимый коэффициент загрузки 0,7-0,8. Дополнительно методикой [7] предусматривается обоснование мощности компенсирующих устройств на стороне НН КТП.

Минимальное число трансформаторов одной мощности пределяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{M\Sigma}}{K_3 \cdot S_{H.T.}} + \Delta N \quad , \quad (8)$$

где  $P_{M\Sigma}$  – суммарная мощность КТП, где установлены трансформаторы одной мощности, кВт;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов, 0,76;

$S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{опт} = N_{\min} + m, \quad (9)$$

где  $m$  – дополнительное число трансформаторов определяется по рисунку П.Д.1 [7].

Число трансформаторов для КТП-1 мощностью 1600 кВ·А:

$$N_{\min} = \frac{2553}{0,76 \cdot 1600} = 2,1 + 0,9,$$

$$N_{опт} = 3 + 0 = 3.$$

Это значение совпадает с предварительным количеством трансформаторов, определенным по таблице 5. На КТП-1 устанавливаются трансформаторы ТМГ 1600/10. При питании от КТП нескольких РУ – 0,4 кВ КТП устанавливается в цехе с наибольшей нагрузкой.

Составляется таблица 8 с указанием предварительного результата выбора мощности трансформаторов КТП. Для КТП-3, КТП-2, КТП-5, КТП-6, КТП-7, КТП-8 выбор большей мощности силового трансформатора 10/0,4 кВ приведёт к недогрузке по активной мощности, поэтому выбранные номинальные мощности силовых трансформаторов в таблице 8 являются оптимальными на данном этапе расчетов.

Нагрузку освещения завода целесообразно подключить к наименее загруженной КТП-3:

$$P_{КТП-3} = 607 + 16,3 = 623,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{КТП-3} = 281,6 + 22,4 = 304 \text{ квар}.$$

Таблица 8 – Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП

№ КТП	Суммарная нагрузка, P, кВт	Суммарная нагрузка, Q, квар	Число тр-ров				S <sub>н тр</sub> , кВА	Кз ном	Кз факт, (0,7-0,8)
			N <sub>min</sub>	ΔN	N <sub>факт</sub> (не более 5)	m			
КТП-1	2553	1248	2,1	0,9	3	0	1600	0,76	0,53
КТП-2	716	350	1,5	0,5	2	0	630	0,76	0,57
КТП-3	623,3	304	1,3	0,7	2	0	630	0,76	0,49
КТП-4	747	365	1,0	0,0	1	0	1000	0,76	0,75
КТП-5	105	34	1,4	0,6	2	0	100	0,76	0,53
КТП-6	526	172	1,7	0,3	2	0	400	0,76	0,66
КТП-7	1600	640	1,3	0,7	2	0	1600	0,76	0,50
КТП-8	2000	800	1,6	0,4	2	0	1600	0,76	0,63
КТП-9	3640	1456	1,9	0,1	2	0	2500	0,76	0,73

Величина реактивной мощности, которую оптимально передавать в сеть напряжением 0,4 кВ через трансформаторы данной номинальной мощности, находим по формуле для КТП-1:

$$Q_{\max.тр} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_z \cdot S_{н.тр})^2 - P_{M\Sigma}^2}, \quad (10)$$

где  $N_{\text{опт}}$ ,  $K_z$ ,  $S_{н.тр}$  - соответственно оптимальное число, коэффициент загрузки трансформаторов единой мощности  $S_{н.тр}$ .

$$Q_{\max.тр} = \sqrt{(3 \cdot 0,76 \cdot 1600)^2 - 2553^2} = 2605 \text{ квар}.$$

Определяется суммарная мощность низковольтных батарей конденсаторов на напряжении 0,4 кВ для данной КТП по формуле:

$$Q_{нк1} = Q_{M\Sigma} - Q_{\max.тр}, \quad (11)$$

где  $Q_{\Sigma}$  - суммарная реактивная мощность всех потребителей цеховой ТП.

$$Q_{нк1} = 1248 - 2605 = -1357 \text{ квар.}$$

Находится дополнительная мощность низковольтных батарей конденсаторов  $Q_{нк2}$  для КТП-1 по формуле:

$$Q_{нк2} = Q_{\Sigma TP} - Q_{нк1} - \gamma N_{отт} \cdot S_{н.тр}, \quad (12)$$

где  $\gamma$  – расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров  $K_{p1}$  и  $K_{p2}$ , и схемы питания цеховой ТП:

- для радиальной и магистральной схемы с тремя и более трансформаторами:

$$\gamma = K_{p1}/30 = 9/30 = 0,3;$$

- для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП 10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности:

$$\gamma = K_{p1}/60 = 9/60 = 0,15;$$

- значение  $K_{p1}$  для Дальнего Востока принимается 9;
- если в расчетах окажется, что  $Q_{нк1}$  или  $Q_{нк2} \leq 0$ , то для данной группы трансформаторов на ТП реактивная мощность  $Q_{нк1}$  или  $Q_{нк2}$  принимается равной нулю.

$$Q_{нк2} = 1248 - 0 - 0,15 \cdot 3 \cdot 1600 = 528 \text{ квар.}$$

Определяем итоговую расчетную реактивную мощность конденсаторных батарей низкого напряжения, устанавливаемых в цеховой сети, по формуле:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} , \quad (13)$$

$$Q_{нк} = 0 + 528 = 528 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей низкого напряжения, подключаемая на один трансформатор, вычисляется по формуле:

$$Q_{ком} = \frac{Q_{нк}}{N_{тр}} , \quad (14)$$

$$Q_{ком} = \frac{528}{3} = 176 \text{ квар.}$$

Выбираем конденсаторную установку типа КРМ 0,4 – 180.

Для остальных КТП расчет аналогичен. Результаты расчета сведены в таблицы 9-10.

Таблица 9 – Реактивная мощность, подлежащая компенсации

№ ТП	Рм, кВт	Qм, квар	Sном.тр., кВА	Nопт	Qmax.т, квар	Qнк1, квар	Схема питания	$\gamma$	Qнк2, квар	Qнк, квар
КТП-1	2553	1248	1600	3	2605	-1357	2-х ступ	0,15	528	528
КТП-2	716	350	630	2	636	-285	2-х ступ	0,15	161	161
КТП-3	623	304	630	2	727	-423	2-х ступ	0,15	115	115
КТП-4	747	365	1000	1	138	227	2-х ступ	0,15	-12	227
КТП-5	105	34	100	2	110	-75	радиальная	0,3	-26	0
КТП-6	526	172	400	2	305	-133	радиальная	0,3	-68	0
КТП-7	1600	640	1600	2	1832	-1192	радиальная	0,3	-320	0
КТП-8	2000	800	1600	2	1384	-584	радиальная	0,3	-160	0
КТП-9	3640	1456	2500	2	1091	365	радиальная	0,3	-409	365

Таблица 10 – Выбор БСК на 0,4 кВ

№ ТП	Q <sub>нк</sub> , квар	N <sub>опт</sub>	Q <sub>ком</sub> , квар	Кол-во и тип БСК	Q <sub>бск</sub> , квар	Q <sub>бск(тп)</sub> , квар
1	528	3	176	КРМ 0,4–180	180	540
2	161	2	81	КРМ 0,4–90	90	180
3	115	2	58	КРМ 0,4–60	60	120
4	227	1	227	КРМ 0,4–225	225	225
5	0	2	0	Не устанавливаются	0	0
6	0	2	0	Не устанавливаются	0	0
7	0	2	0	Не устанавливаются	0	0
8	0	2	0	Не устанавливаются	0	0
9	365	2	182	КРМ 0,4–180	180	360

## 2.7 Расчет потерь мощности, подлежащей компенсации

Паспортные данные трансформаторов в цеховых КТП приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Паспортные данные трансформаторов

Тип	S <sub>НОМ</sub> , кВ·А	U <sub>НОМ</sub> , кВ		ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	u <sub>к</sub> , %	I <sub>х</sub> , %
		ВН	НН				
ТМГ-100/10	100	10	0,4	0,37	2,27	4	2,6
ТМГ-400/10	400	10	0,4	0,95	5,5	4,5	2,1
ТМГ-630/10	630	10	0,4	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМГ-1000/10	1000	10	0,4	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМГ-1600/10	1600	10	0,4	2,65	16,5	6	1
ТМГ-2500/10	2500	10	0,4	3,75	24	6	0,8

После установки низковольтных конденсаторных установок реактивная мощность, проходящая через трансформатор для КТП-1 равна:

$$Q'_{БК} = Q_M - Q_{бск(тп)}, \quad (15)$$

$$Q'_{БК} = 1248 - 540 = 708 \text{ квар.}$$

Максимальная мощность нагрузки этого ТП:

$$S_{M(III)} = \sqrt{P_M^2 + Q_{BK}^2}, \quad (16)$$

$$S_{M(III)} = \sqrt{2553^2 + 708^2} = 2650 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_{M(III)}}{N_{mp} \cdot S_{н.мп}}, \quad (17)$$

$$K_3 = \frac{2650}{3 \cdot 1600} = 0,55.$$

Потери холостого хода в одном трансформаторе КТП-1:

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX} \%}{100} \cdot S, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{XX} = \frac{1}{100} \cdot 1600 = 16 \text{ квар.}$$

Потери короткого замыкания в одном трансформаторе КТП-1:

$$\Delta Q_K = \frac{U_K \%}{100} \cdot S_{н.мп}, \quad (19)$$

$$\Delta Q_K = \frac{6}{100} \cdot 1600 = 96 \text{ квар.}$$

Полные реактивные потери в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta Q'_{III} = N \cdot (\Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}), \quad (20)$$

$$\Delta Q'_{III} = 3 \cdot (16 + 0,55^2 \cdot 96) = 135,8 \text{ квар.}$$

Приведённые потери активной мощности холостого хода и короткого замыкания:

$$\Delta P'_{XX} = \Delta P_{XX} + K_{un} \cdot \Delta Q_{XX} , \quad (21)$$

$$\Delta P'_{XX} = 16,5 + 0,07 \cdot 16 = 17,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + K_{un} \cdot \Delta Q_K \quad (22)$$

$$\Delta P'_K = 2,7 + 0,07 \cdot 96 = 9,4 \text{ кВт},$$

где  $K_{un}$  – коэффициент изменения потерь, который для КТП равен 0,07кВт/квар, [7].

Полные активные потери в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta P'_{ТП} = N \cdot (\Delta P'_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta P'_K), \quad (23)$$

$$\Delta P'_{ТП} = 3 \cdot (17,6 + 0,55^2 \cdot 9,4) = 61,4 \text{ кВт}.$$

Расчёт потерь мощности в трансформаторах остальных КТП аналогичен.

Результаты расчёта приведены в таблицах 12-13.

Таблица 12 – Расчёт активных потерь мощности в цеховых трансформаторных подстанциях

№ ТП	$P_M$ , кВт	$K_3$	$\Delta P'_{XX}$ , кВт	$\Delta P'_{K3}$ , кВт	$\Delta P'_{ТП}$ , кВт	$\Delta P_{K3}$ , кВт	$\Delta P_{XX}$ , кВт
КТП-1	2553	0,55	17,6	9,4	61,4	2,7	16,5
КТП-2	716	0,58	8,4	3,7	19,3	1,3	7,6
КТП-3	623	0,52	8,4	3,7	18,8	1,3	7,6
КТП-4	747	0,76	11,6	5,8	15,0	1,9	10,8
КТП-5	105	0,55	2,5	0,7	5,3	0,4	2,3
КТП-6	526	0,69	6,1	2,2	14,3	1,0	5,5
КТП-7	1600	0,54	17,6	9,4	40,7	2,7	16,5
КТП-8	2000	0,67	17,6	9,4	43,7	2,7	16,5
КТП-9	3640	0,76	25,4	14,3	67,3	3,8	24,0

Таблица 13 – Расчёт реактивных потерь мощности в цеховых трансформаторных подстанциях

№ ТП	Q <sub>М</sub> , квар	Q <sub>бск(ТП)</sub> квар	Q <sub>вк</sub> , квар	Кз	ΔQ <sub>хх</sub> , квар	ΔQ <sub>кз</sub> , квар	ΔQ <sub>ТП</sub> квар
КТП-1	1248	540	708	0,55	16,0	96,0	135,8
КТП-2	350	180	170	0,58	11,3	34,7	46,3
КТП-3	304	120	184	0,52	11,3	34,7	41,1
КТП-4	365	225	140	0,76	12,0	55,0	43,8
КТП-5	34	0	34	0,55	2,6	4,0	7,6
КТП-6	172	0	172	0,69	8,4	18,0	34,0
КТП-7	640	0	640	0,54	16,0	96,0	87,7
КТП-8	800	0	800	0,67	16,0	96,0	119,0
КТП-9	1456	360	1096	0,76	20,0	150,0	213,4

## 2.8 Определение расчетной нагрузки на шинах 10 кВ трансформаторной подстанции

На шинах 10 кВ находится активная мощность нагрузки с учетом потерь в трансформаторах КТП по формуле:

$$P'_{M(ТП)} = P_M + \Delta P'_{ТП}, \quad (24)$$

$$P'_{M(ТП)} = 2553 + 61,4 = 2614,9 \text{ кВт.}$$

На шинах 10 кВ находится реактивная мощность нагрузки с учетом потерь в трансформаторах КТП по формуле:

$$Q_{BK} = Q'_{BK} + \Delta Q'_{ТП}, \quad (25)$$

$$Q_{BK} = 708 + 135,8 = 844,1 \text{ квар.}$$

На шинах 10 кВ находится полная мощность нагрузки с учетом потерь в трансформаторах КТП по формуле:

$$S_M = \sqrt{P_{M(ТП)}^2 + Q_{БК}^2}, \quad (26)$$

$$S_M = \sqrt{2614,9^2 + 844,1^2} = 2747,8 \text{ кВА.}$$

Выбор сечения кабельных линий распределительной и питающей сетей внутризаводского электроснабжения Амурского МЭЗ проводится по итогу расчётов нагрузки на стороне 10 кВ КТП.

Наиболее крупным потребителем в перспективе на 2022 год является КТП-9, на которой применён наибольших типоразмер силовых трансформаторов ТМГ-2500/10.

Расчет для остальных цехов аналогичен. Результаты сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчетная мощность нагрузки на шинах 10 кВ КТП

№ КТП	$P_{M(ТП)}$ , кВт	$Q_{БКТП}$ , квар	$S_M$ , кВА
1	2614,9	844,1	2747,8
2	735,6	216,5	766,8
3	641,6	225,6	680,1
4	762,3	184,2	784,3
5	110,5	42,0	118,2
6	540,2	205,6	578,0
7	1640,7	727,7	1794,8
8	2043,7	919,0	2240,8

## 2.9 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

На территории Амурского МЭЗ распределительные сети выполняют кабельными линиями. Прокладка КЛ осуществляется в траншеях, туннелях, блоках, открыто по стенам или под перекрытиями зданий, по галереям и эстакадам.

В работе разрабатывается 2 варианта схемы электроснабжения завода 10 кВ:

1 – подключение КТП-5 – КТП-9 по резервированной магистральной схеме к ПС Маслозавод, РП Мельницы подключается по резервированной радиальной схеме. Данный вариант предусматривает использование 6 линейных

ячеек на ПС Маслозавод и 8 линейных ячеек на РП Мельницы (подключение КТП-1 – КТП-4). РП Мельницы в таком случае разгружается на величину потребления нагрузки КТП-6 – КТП-9 как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;

2 – подключение КТП-5 – КТП-9 по петлевой схеме к ПС Маслозавод и РП Мельницы таким образом, что в нормальном режиме электроснабжение осуществляется от ПС Маслозавод, в послеаварийном режиме используются резервные связи от РП Мельницы. РП Мельницы подключается по резервированной радиальной схеме. Данный вариант предусматривает использование 4 линейных ячеек на ПС Маслозавод и 10 линейных ячеек на РП Мельницы. РП Мельницы в послеаварийном режиме догружается на величину потребления нагрузки КТП-6 – КТП-9. 2 линейные ячейка на ПС Маслозавод не используются, что может снизить затраты на аренду данных ячеек по сравнению с 1 вариантом. В то же время, кабель питания ПС – РП Мельницы будет большего сечения по сравнению с 1 вариантом, что увеличит затраты на сооружение сети.

На рисунках 2 – 3 представлены варианты подключения к ПС Маслозавод. На рисунках 4 – 5 представлены варианты выполнения внутризаводской сети 10 кВ.

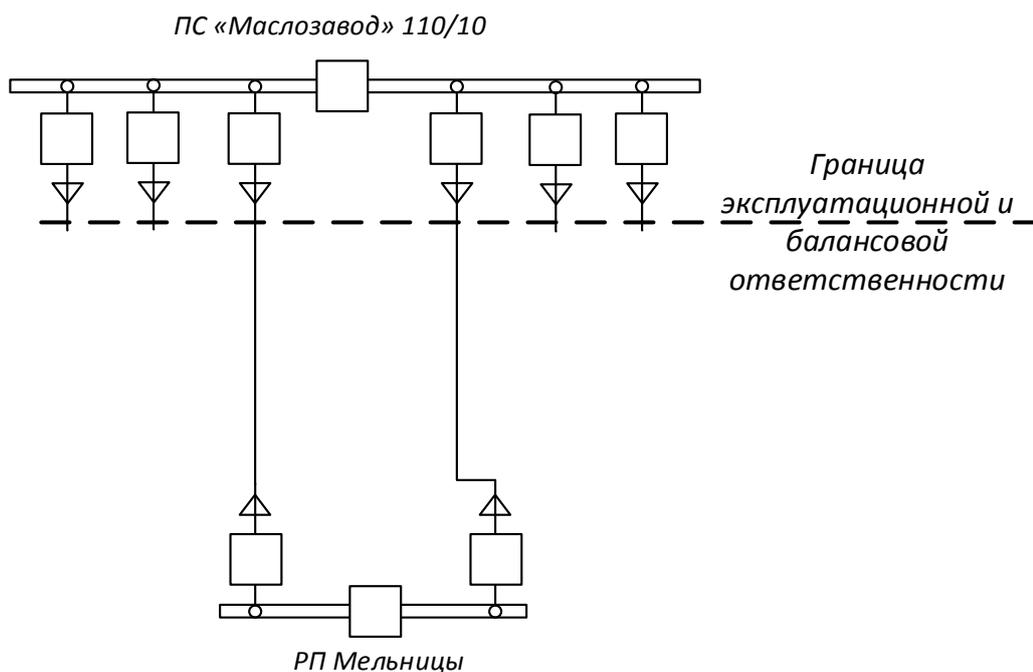


Рисунок 2 – Подключение к ПС Маслозавод вариант 1

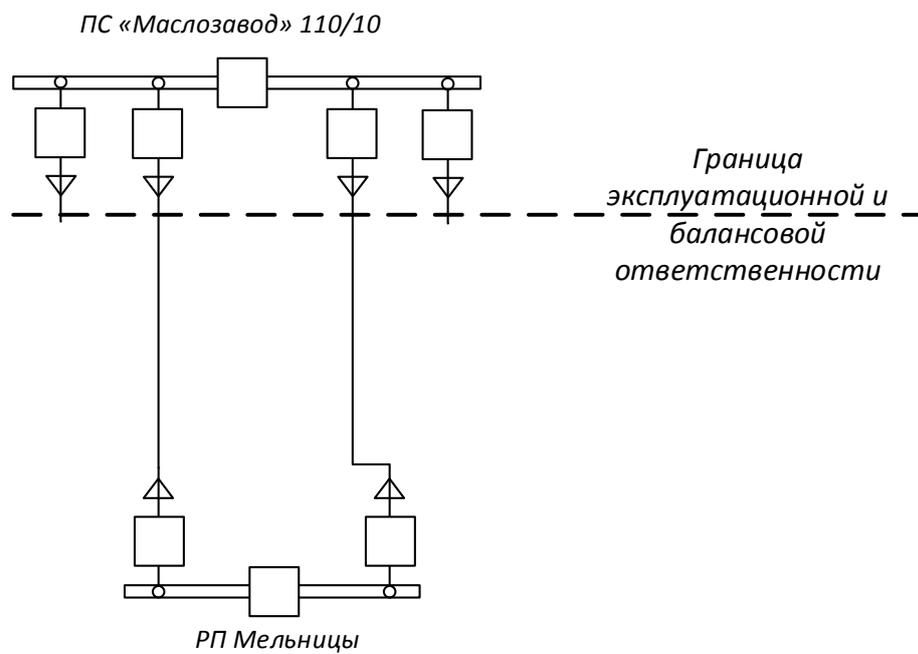


Рисунок 3 – Подключение к ПС Маслозавод вариант 2

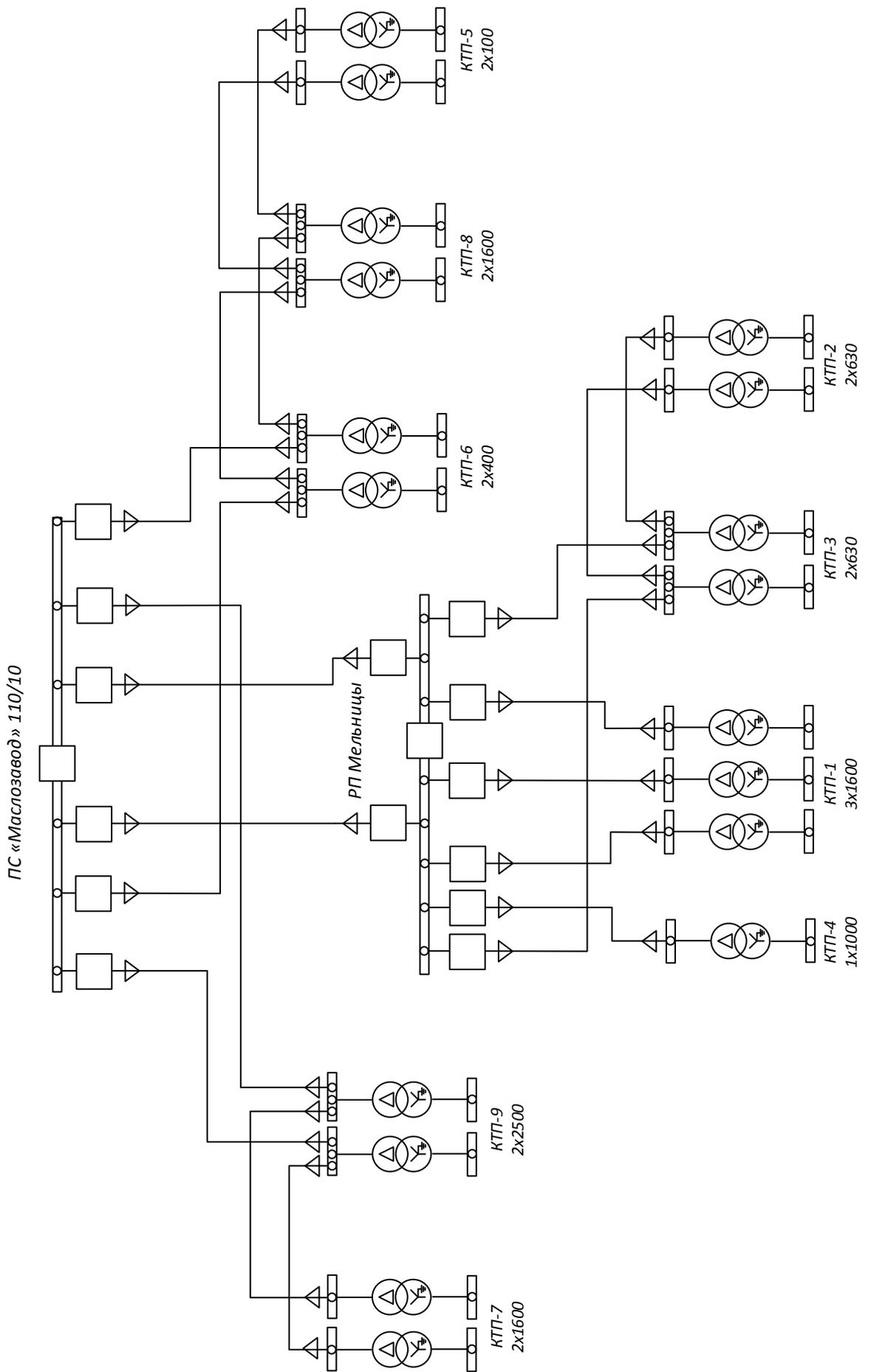


Рисунок 4 – Внутризаводские сети вариант 1

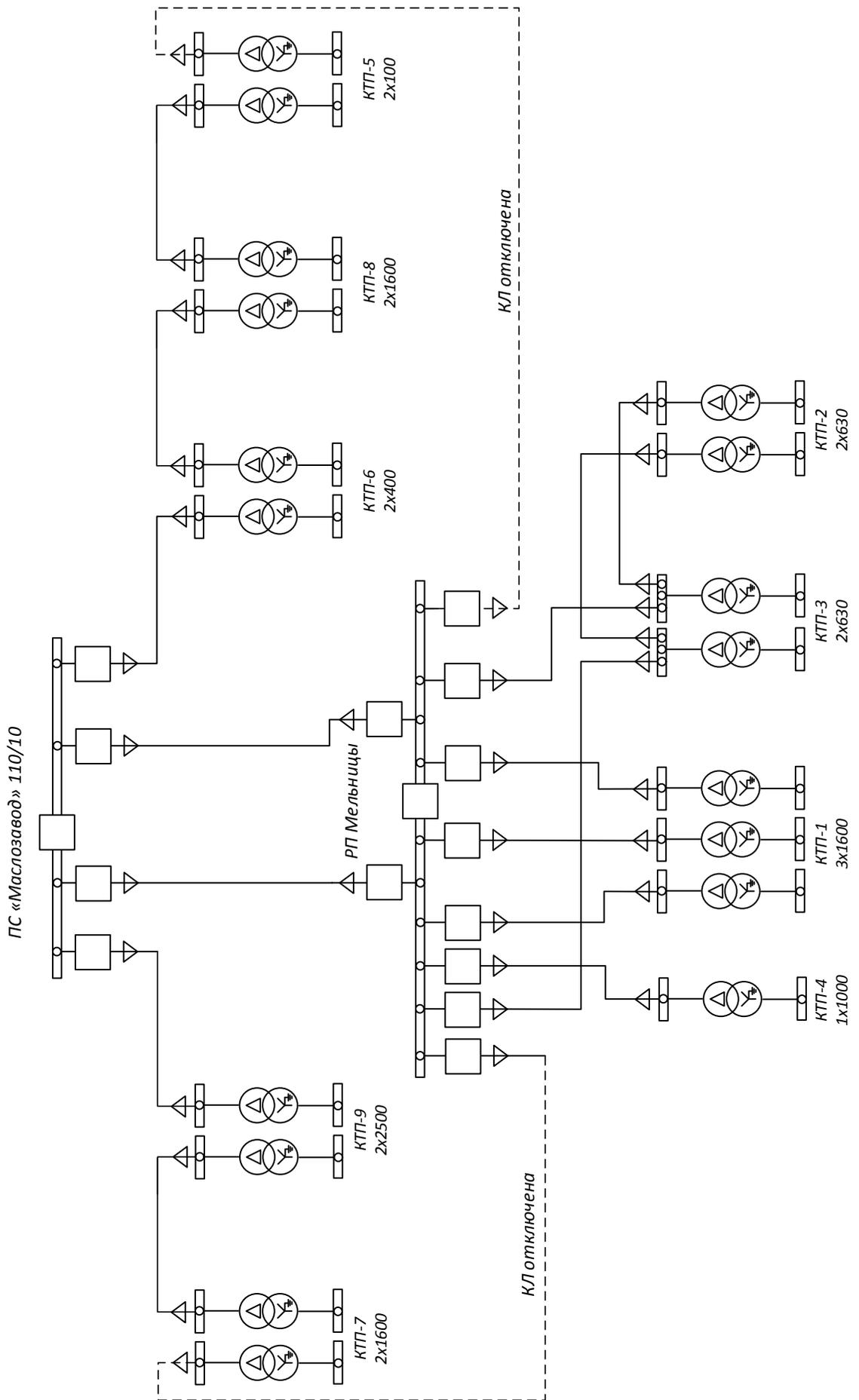


Рисунок 5 – Внутри заводские сети вариант 2

## 2.10 Выбор марки и сечения питающих линий 10 кВ

Выбор питающего кабеля напряжением 10 кВ для питания РП-Мельницы и КТП проводится по экономической плотности тока с последующей проверкой по длительно допустимым токовым нагрузкам нормального и послеаварийного режимов, по термической стойкости к токам КЗ, по допустимой потере напряжения.

Выбираем кабели марки АПвВНГ: трехжильный кабель, жилы алюминиевые, изоляция из сшитого полиэтилена, ПВХ оболочка с низким газовыделением при горении, [8]. Кабели предназначены для стационарной прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней, рисунок 6.



Рисунок 6 – Кабель 10 кВ АПвВНГ

Для расчета сечений кабельных линий, соединяющих КТП, необходимо знать рабочий максимальный ток, который протекает по рассматриваемому участку и определяется по формуле:

$$I_{p.m} = \frac{S_m}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (27)$$

где  $S_m$  – полная мощность проходящая по рассматриваемому участку кабельной линии, кВА;

$U_n$  – напряжение на шинах РП, равное 10 кВ;

$n$  – количество кабелей в нормальном или аварийном режиме.

Участок РП – ТП:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma(mn)}^2 + Q_{M\Sigma(mn)}^2} . \quad (28)$$

Расчет сечений кабельной линии ведется для всех участков сети с учётом возможных режимов работы магистралей, отходящих от ПС, либо одной секции РП.

Участок ПС Маслозавод-РП для варианта 1:

$$S_M = \sqrt{4754^2 + 1470^2} = 4977 \text{ кВА},$$

$$I_{p.M} = \frac{4977}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 144 \text{ А},$$

$$F_{расч} = \frac{144}{1,6} = 90 \text{ мм}^2,$$

где  $J_{ЭК} = 1,6 \text{ А/мм}^2$  для кабелей с алюминиевыми жилами по [10].

Принимаем стандартное сечение  $F_{cm} = 150 \text{ мм}^2$ ,  $I_{дон} = 275 \text{ А}$ . Кабель АПВВНГ.

Проведём проверку кабеля при работе в послеаварийном режиме, при котором должно соблюдаться условие:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{pm} < I'_{доп} = K_{II} \cdot K_{ПЕР} \cdot I_{доп}, \text{ А}, \quad (29)$$

где  $K_{ПЕР}$  – коэффициент перегрузки, 1,17 [10];

$K_{II}$  – коэффициент, учитывающий температуру грунта в летний период, 0,97.

$$I_{ав} = 2 \cdot 144 = 288 < I'_{дон} = 1,17 \cdot 0,97 \cdot 275 = 312 \text{ А} .$$

Расчеты для остальных участков производятся аналогично и результаты расчетов сводятся в таблицы 15-16. Для участков сетей 10 кВ соответствующих разным вариантам исполнения схемы сети 10 кВ в таблицах 15-16 используются соответствующие индексы «в1» или «в2».

Таблица 15 – Нагрузки кабельных линий 10 кВ

Участок	$P_{кл}$ , кВт	$Q_{кл}$ , квар	$S_m$ , кВА	$N_{ц}$	$I_{расч}$ , А
ПС-РП В1	4754	1470	4977	2	144
РП-КТП-1 В1	2615	844	2748	3	53
РП-КТП-2 В1	736	216	767	2	22
РП-КТП-3 В1	1377	442	1446	2	42
РП-КТП-4 В1	762	184	784	1	45
ПС-КТП-9 В1	5348	2037	5723	2	165
КТП-9-КТП-7 В1	1641	728	1795	2	52
ПС-КТП-6 В1	2694	1167	2936	2	85
КТП-6-КТП-8 В1	2154	961	2359	2	68
КТП-8-КТП-5 В1	110	42	118	2	3
ПС-РП В2	12797	4674	13624	2	394
РП-КТП-1 В2	2615	844	2748	3	53
РП-КТП-2 В2	736	216	767	2	22
РП-КТП-3 В2	1377	442	1446	2	42
РП-КТП-4 В2	762	184	784	1	45
РП-КТП-5 В2	2694	1167	2936	1	170
КТП-8-КТП-5 В2	2584	1125	2818	1	163
КТП-6-КТП-8 В2	2154	961	2359	1	136
ПС-КТП-6 В2	2694	1167	2936	1	170
ПС-КТП-9 В2	5348	2037	5723	1	331
КТП-9-КТП-7 В2	3707	1309	3932	1	227
РП-КТП-7 В2	5348	2037	5723	1	331

Таблица 16 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

Участок	$I_{расч}$ , А	$F_{расч}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$\Gamma_{доп}$ , А	$I_{ав}$ , А
ПС-РП В1	144	90	150	275	312	288
РП-КТП-1 В1	53	33	50	148	168	159
РП-КТП-2 В1	22	14	35	126	143	44
РП-КТП-3 В1	42	26	35	126	143	84
РП-КТП-4 В1	45	28	35	126	143	45
ПС-КТП-9 В1	165	103	185	311	353	331
КТП-9-КТП-7 В1	52	32	35	126	143	104
ПС-КТП-6 В1	85	53	70	181	205	170
КТП-6-КТП-8 В1	68	43	35	126	143	136
КТП-8-КТП-5 В1	3	2	35	126	143	7
ПС-РП В2	394	246	800	719	816	787
РП-КТП-1 В2	53	33	50	148	168	159
РП-КТП-2 В2	22	14	35	126	143	44
РП-КТП-3 В2	42	26	35	126	143	84
РП-КТП-4 В2	45	28	35	126	143	45
РП-КТП-5 В2	170	106	70	181	205	170
КТП-8-КТП-5 В2	163	102	50	148	168	163
КТП-6-КТП-8 В2	136	85	35	126	143	136
ПС-КТП-6 В2	170	106	70	181	205	170
ПС-КТП-9 В2	331	207	185	311	353	331
КТП-9-КТП-7 В2	227	142	95	216	245	227
РП-КТП-7 В2	331	207	185	311	353	331

Проверку по потере напряжения выполняем по формуле для участка ПС – РП по варианту 1, [8]:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot R_l + Q_p \cdot X_l) \cdot 100\%}{U_H^2 \cdot 10^{-3}}, \quad (30)$$

$$\Delta U = \frac{(4754 \cdot 0,23 + 1470 \cdot 0,11) \cdot 100\%}{10^2 \cdot 10^{-3}} = 1,2\%$$

где  $R_l$  - активное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$R_l = r_{уд} \cdot l, \quad (31)$$

$$R_l = 0,206 \cdot 1,1 = 0,23,$$

где  $r_{уд}$  - удельное активное сопротивление кабельной линии, 0,206 Ом\*км, [9];

$l$  - длина линии, по заданию 1,1 км;

$X_l$  - реактивное сопротивление кабельной линии, Ом;

$$X_l = x_{уд} \cdot l, \quad (32)$$

$$X_l = 0,1 \cdot 1,1 = 0,11,$$

где  $x_{уд}$  - удельное реактивное сопротивление кабельной линии, 0,1 Ом\*км, [9];

Выбранный кабель проходит по всем условиям проверки, учитывая обрыв одной цепи, что допустимо по [11].

Наибольшая потеря напряжения по первому варианту составляет 2,1%, суммарная потеря напряжения:

$$\text{ПС-РП-КТП-1: } 1,2\% + 0,5\% = 1,7\% \leq 10\%,$$

ПС-КТП-9-КТП-7:  $1,5\%+0,6\%=2,1\%\leq 10\%$ .

Наибольшая потеря напряжения по второму варианту составляет 2,1%, суммарная потеря напряжения:

ПС-РП-КТП-5-КТП-8-КТП-6:  $1\%+0,8\%+0,9\%+0,6\%=3,3\%\leq 10\%$ ,

Что удовлетворяет требованиям по медленному изменению напряжения, [11].

Расчеты для остальных участков производятся аналогично и результаты расчетов сводятся в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчёт потери напряжения для кабельных линий 10 кВ

Участок	$P_{кл},$ кВт	$Q_{кл},$ квар	L, м	$R_{уд},$ Ом/км	X уд, Ом/км	R, Ом	X, Ом	$\Delta U, \%$
ПС-РП в1	4754	1470	1100	0,206	0,1	0,23	0,11	1,2
РП-КТП-1 в1	2615	844	300	0,641	0,1	0,19	0,03	0,5
РП-КТП-2 в1	736	216	250	0,868	0,1	0,22	0,03	0,2
РП-КТП-3 в1	1377	442	200	0,868	0,1	0,17	0,02	0,2
РП-КТП-4 в1	762	184	300	0,868	0,1	0,26	0,03	0,2
ПС-КТП-9 в1	5348	2037	1400	0,164	0,1	0,23	0,14	1,5
КТП-9-КТП-7 в1	1641	728	400	0,868	0,1	0,35	0,04	0,6
ПС-КТП-6 в1	2694	1167	600	0,443	0,1	0,27	0,06	0,8
КТП-6-КТП-8 в1	2154	961	300	0,868	0,1	0,26	0,03	0,6
КТП-8-КТП-5 в1	110	42	500	0,868	0,1	0,43	0,05	0,1
ПС-РП в2	12797	4674	1100	0,037	0,1	0,04	0,11	1,0
РП-КТП-1 в2	2615	844	300	0,641	0,1	0,19	0,03	0,5
РП-КТП-2 в2	736	216	250	0,868	0,1	0,22	0,03	0,2
РП-КТП-3 в2	1377	442	200	0,868	0,1	0,17	0,02	0,2
РП-КТП-4 в2	762	184	300	0,868	0,1	0,26	0,03	0,2
РП-КТП-5 в2	2694	1167	600	0,443	0,1	0,27	0,06	0,8
КТП-8-КТП-5 в2	2584	1125	500	0,641	0,1	0,32	0,05	0,9
КТП-6-КТП-8 в2	2154	961	300	0,868	0,1	0,26	0,03	0,6
ПС-КТП-6 в2	2694	1167	600	0,443	0,1	0,27	0,06	0,8
ПС-КТП-9 в2	5348	2037	1400	0,164	0,1	0,23	0,14	1,5
КТП-9-КТП-7 в2	3707	1309	400	0,320	0,1	0,13	0,04	0,5
РП-КТП-7 в2	5348	2037	300	0,164	0,1	0,05	0,03	0,3

## 2.11 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

Для проведения технико-экономического сравнения необходимо учитывать издержки на эксплуатацию сетей и потери электроэнергии в КЛ, [13]. Капиталовложения в проектируемые элементы сети учитываются только для изменяющихся частей в каждом из вариантов сети 10 кВ – линейные ячейка в ЦП и кабельные линии.

Расчет потерь энергии в ЛЭП для 10 кВ  $\Delta W_{ЛЭП}$  производится по формуле:

$$\Delta W_{ЛЭП} = n \cdot m \cdot I_M^2 \cdot R \cdot \tau_M, \quad (33)$$

где  $n$  – число питающих линий, равное 2;

$m = 3$  – число фаз;

$R$  – сопротивление линии, Ом;

$\tau_M$  – время максимальных потерь, равное 5037 ч.

Сопротивление участка КЛ находится по формуле:

$$R = \frac{R_0 \cdot L}{100}, \quad (34)$$

где  $L$  – длина ЛЭП, принимаемая равной 1,1 км для участка ПС - РП;

$R_0$  – удельное сопротивление линии, справочная величина [10].

Расчёт для участка ПС-РП варианта 1:

$$R = \frac{0,206 \cdot 1100}{100} = 0,23 \text{ Ом.}$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 2 \cdot 3 \cdot 144^2 \cdot 0,23 \cdot 5037 = 141678 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчеты для остальных участков аналогичны и сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Потери электроэнергии в кабелях 10 кВ

Участок	№ц	I <sub>расч</sub> , А	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	L, м	R <sub>уд</sub> , Ом/км	R, Ом	ΔW, кВтч/год
ПС-РП в1	2	144	150	1100	0,206	0,23	141678
РП-КТП-1 в1	3	53	50	300	0,641	0,19	24436
РП-КТП-2 в1	2	22	35	250	0,868	0,22	3221
РП-КТП-3 в1	2	42	35	200	0,868	0,17	9168
РП-КТП-4 в1	1	45	35	300	0,868	0,26	8087
ПС-КТП-9 в1	2	165	185	1400	0,164	0,23	189833
КТП-9-КТП-7 в1	2	52	35	400	0,868	0,35	28236
ПС-КТП-6 в1	2	85	70	600	0,443	0,27	57849
КТП-6-КТП-8 в1	2	68	35	300	0,868	0,26	36578
КТП-8-КТП-5 в1	2	3	35	500	0,868	0,43	153
ПС-РП в2	2	394	800	1100	0,037	0,04	189160
РП-КТП-1 в2	3	53	50	300	0,641	0,19	24436
РП-КТП-2 в2	2	22	35	250	0,868	0,22	3221
РП-КТП-3 в2	2	42	35	200	0,868	0,17	9168
РП-КТП-4 в2	1	45	35	300	0,868	0,26	8087
РП-КТП-5 в2	1	170	70	600	0,443	0,27	115697
КТП-8-КТП-5 в2	1	163	50	500	0,641	0,32	128513
КТП-6-КТП-8 в2	1	136	35	300	0,868	0,26	73156
ПС-КТП-6 в2	1	170	70	600	0,443	0,27	115697
ПС-КТП-9 в2	1	331	185	1400	0,164	0,23	379666
КТП-9-КТП-7 в2	1	227	95	400	0,320	0,13	99906
РП-КТП-7 в2	1	331	185	300	0,164	0,05	81357
Итого в1 в норм режиме							501815
Итого в2 в норм режиме							1033588

Окончательное решение о принятии варианта напряжения питающих линий должно обосновываться технико-экономическими показателями системы в целом.

Минимум приведенных затрат:

$$Z = K \cdot E_n + (E_{A_{КЛ}} + E_{P_{КЛ}}) \cdot K_{КЛ} + (E_{A_{выкл}} + E_{P_{выкл}}) \cdot K_{выкл} + I_{ΔW_{ЛЭП}} \quad (35)$$

где  $K$  – капиталовложения в проектируемую сеть, включая стоимость выключателей 10 кВ  $K_{выкл}$  [14] и кабелей 10 кВ  $K_{КЛ}$  [16], млн.руб.;

$E_n$  – нормированный коэффициент эффективности затрат, 0,12 [15];

$E_{А КЛ}$ ,  $E_{Р КЛ}$  – отчисления на амортизацию и ремонт КЛ, 0,03 и 0,015 соответственно [13];

$E_{А выкл}$ ,  $E_{Р выкл}$  – отчисления на амортизацию и ремонт КЛ, 0,063 и 0,01 соответственно [13];

$I_{\Delta W_{ЛЭП}}$  – издержки потерь в КЛ, млн.руб.

Издержки на потери в ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W_{ЛЭП}} = C_n \cdot \Delta W_{ЛЭП}, \quad (36)$$

где  $C_n$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, 0,297 р/кВт·ч по [17];

$\Delta W_{ЛЭП}$  – потери электроэнергии по каждому варианту сети 10 кВ из таблицы 18, кВт·ч.

Издержки на потери для варианта 1:

$$I_{\Delta W_{ЛЭП}} = 0,297 \cdot 501518 / 1000 = 149,04 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери для варианта 2:

$$I_{\Delta W_{ЛЭП}} = 0,297 \cdot 1033588 / 1000 = 306,98 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость сооружения КЛ рассчитывается по формуле:

$$K_{КЛ} = K_{уд} \cdot L \cdot n / 1000, \quad (37)$$

где  $K_{уд}$  - удельная стоимость сооружения 1 км ЛЭП,;

$L$  - длина КЛ, м;

$n$  – число кабелей в траншее.

Стоимость сооружения КЛ для участка ПС-РП:

$$K_{KL} = 924 \cdot 1,1 \cdot 2 / 1000 = 2033 \text{ тыс.руб.},$$

Расчеты для остальных участков аналогичны и сводятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Стоимость кабелей 10 кВ

Участок	№ц	L, м	Куд, тыс.руб./км	К, тыс.руб.
ПС-РП в1	2	1100	924	2033
РП-КТП-1 в1	3	300	590	531
РП-КТП-2 в1	2	250	290	145
РП-КТП-3 в1	2	200	290	116
РП-КТП-4 в1	1	300	290	87
ПС-КТП-9 в1	2	1400	1033	2892
КТП-9-КТП-7 в1	2	400	290	232
ПС-КТП-6 в1	2	600	625	750
КТП-6-КТП-8 в1	2	300	290	174
КТП-8-КТП-5 в1	2	500	290	290
ПС-РП в2	2	1100	1760	3872
РП-КТП-1 в2	3	300	590	531
РП-КТП-2 в2	2	250	290	145
РП-КТП-3 в2	2	200	290	116
РП-КТП-4 в2	1	300	290	87
РП-КТП-5 в2	1	600	625	375
КТП-8-КТП-5 в2	1	500	590	295
КТП-6-КТП-8 в2	1	300	290	87
ПС-КТП-6 в2	1	600	625	375
ПС-КТП-9 в2	1	1400	1033	1446
КТП-9-КТП-7 в2	1	400	752	301
РП-КТП-7 в2	1	300	1033	310
Итого в1				7250
Итого в2				7940

Стоимость выключателей 10 кВ принимается по [14] и составляет  $K_{выкл} = 275$  тыс.руб., в каждом из вариантов количество выключателей одинаково – 14 шт, всего затраты на выключатели 10 кВ составят:

$$K_{выкл} = 275 \cdot 14 = 3850 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в проектируемую сеть для варианта 1:

$$K=7250+3850=11100 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в проектируемую сеть для варианта 2:

$$K=7940+3850=11790 \text{ тыс.руб.}$$

Минимум приведенных затрат для варианта 1:

$$Z=11100 \cdot 0,12+(0,03+0,015) \cdot 7250+(0,063+0,01) \cdot 3850+149,04=2107,51 \text{ тыс.руб.}$$

Минимум приведенных затрат для варианта 2:

$$Z=11790 \cdot 0,12+(0,03+0,015) \cdot 7940+(0,063+0,01) \cdot 3850+306,98=2379,25 \text{ тыс.руб.}$$

Сравнение приведенных затрат показывает, что стоимость варианта электроснабжения 1 на напряжение 10 кВ меньше варианта 2 на 271,7 тыс.руб. (11%). Поэтому для дальнейших расчетов принимается схема внешнего электроснабжения на напряжение 10 кВ по варианту 1.

## **2.12 Компенсация реактивной мощности на шинах РП**

Требуемая мощность компенсирующих устройств на РП, квар:

$$Q_{KV}^{TP} = Q_{пр\ сумм} - P_{пр\ сумм} \cdot tg\varphi_{нд}, \quad (38)$$

$$Q_{KV}^{TP} = 1470 - 4754 \cdot 0,4 = -431,$$

где  $tg\varphi_{нд}$  - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,4, [12];

$P_{пр\ сумм}$  - суммарная приведенная активная нагрузка на стороне ВН ТП,  
кВт;

$Q_{пр\ сумм}$  - суммарная приведенная реактивная нагрузка на стороне ВН ТП,  
квар.

Установка БК на РП не требуется.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 кВ

Схема замещения участка сети 110-10 кВ составляется на начальном этапе расчета токов короткого замыкания, (рисунок 7). На схеме замещения должны присутствовать все сопротивления, необходимые для расчета и источники питания, [18].

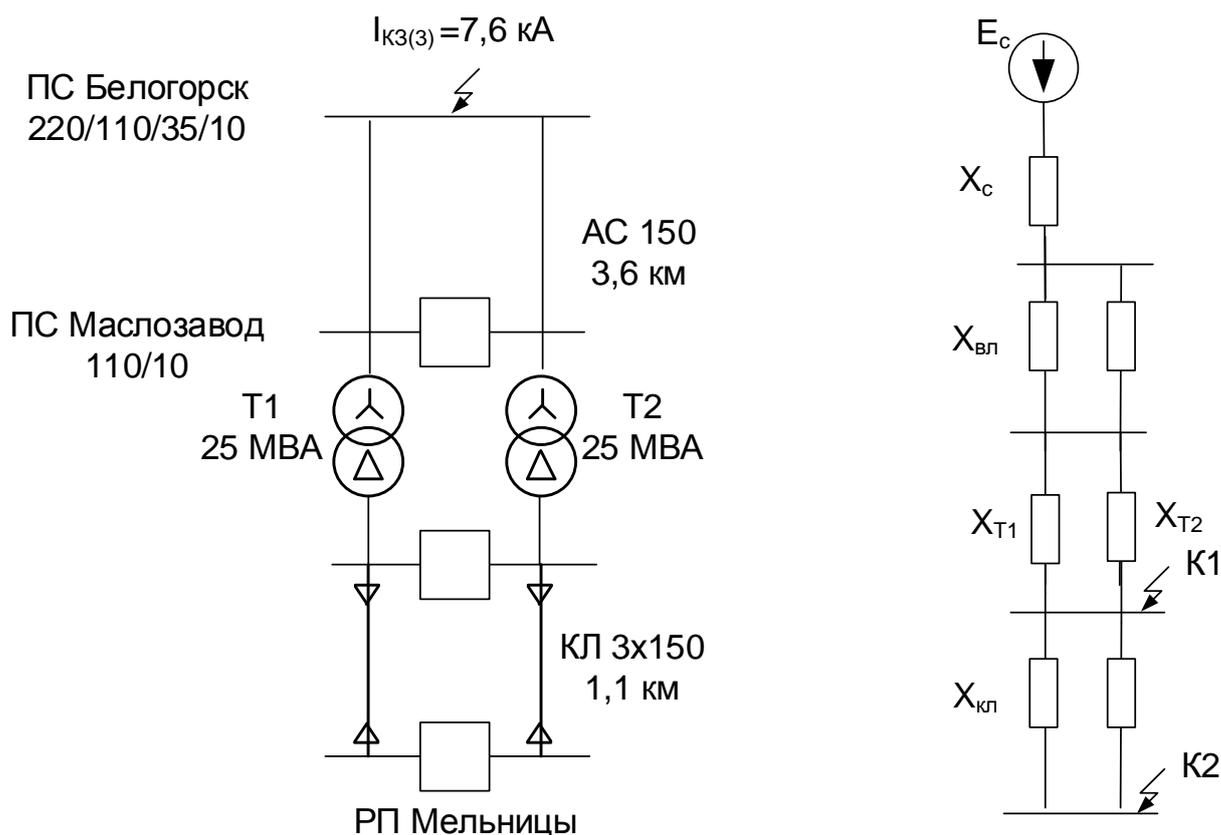


Рисунок 7 – Исходная схема и схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах согласно схеме замещения (рисунок 7), поэтому принимаем определенные базисные условия:

$$S_{\delta} = 100 \text{ МВА}, U_{\delta} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \tag{39}$$

$$I_{\delta 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,78 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА} .$$

Найдём ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$X_m = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{мног}}}, \quad (40)$$

$$X_{m1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42,$$

$$X_l = l \cdot \frac{x_{y\delta}}{n_l} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (41)$$

$$X_{\delta l} = 3,6 \cdot \frac{0,4}{1} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,011,$$

$$X_{kl} = 1,1 \cdot \frac{0,206}{2} \cdot \frac{100}{10^2} = 0,11,$$

$$X_c = \frac{I_{\delta}}{I_{кз}}, \quad (42)$$

$$X_c = \frac{0,5}{7,6} = 0,07,$$

$$X_1 = X_c + X_{m1} + X_{\delta l},$$

$$X_1 = 0,07 + 0,42 + 0,011 = 0,497 ,$$

$$X_2 = X_c + X_{m1} + X_{\delta l} + X_{kl},$$

$$X_2 = 0,07 + 0,42 + 0,011 + 0,11 = 0,61 ,$$

$$E_{\Sigma} = 1, \quad (43)$$

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (44)$$

$$I_{noK1} = \frac{1}{0,497} \cdot 5,78 = 11,6 \text{ кА},$$

$$I_{noK2} = \frac{1}{0,61} \cdot 5,78 = 9,5 \text{ кА}.$$

При значении  $T_a$ , для стороны 10 кВ – 0,02 с находится апериодическая

составляющая по формуле [18]:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{IIO}, \quad (45)$$

$$i_{a0\kappa1} = \sqrt{2} \cdot 11,6 = 16,4 \text{ кА},$$

$$i_{a0\kappa2} = \sqrt{2} \cdot 9,5 = 13,4 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{IIO} \cdot e^{\frac{0,01}{T_s}}, \quad (46)$$

$$i_{a\tau\kappa1} = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot e^{\frac{0,01}{0,02}} = 9,9 \text{ кА},$$

$$i_{a\tau\kappa2} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot e^{\frac{0,01}{0,02}} = 8,1 \text{ кА},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_s}}, \quad (47)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}, \quad (48)$$

$$i_{y\partial\kappa1} = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot 1,6 = 26,2 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial\kappa2} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot 1,6 = 21,4 \text{ кА}.$$

Составим таблицу 20, куда сведём результаты расчёта токов симметричного КЗ.

Таблица 20 – Токи симметричного КЗ

Точка КЗ	$I_{no}^{(3)}$ , кА	$i_a$ , кА	$i_{a\tau}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{уд}$	$I_{y\partial}$ , кА
К-1	11,6	16,4	9,9	0,02	1,6	26,2
К-2	9,5	13,4	8,1	0,02	1,6	21,4

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

В принятой схеме электроснабжения Амурского МЭЗ источниками питания являются шины РП Мельницы и шины ПС «Маслозавод», поэтому проведём расчет токов КЗ относительно шин РП Мельницы для КТП-1 – КТП – 4 и относительно шин ПС Маслозавод для КТП-5 – КТП – 9. Схема замещения для расчёта по каждой магистрали приведена на рисунке 8.

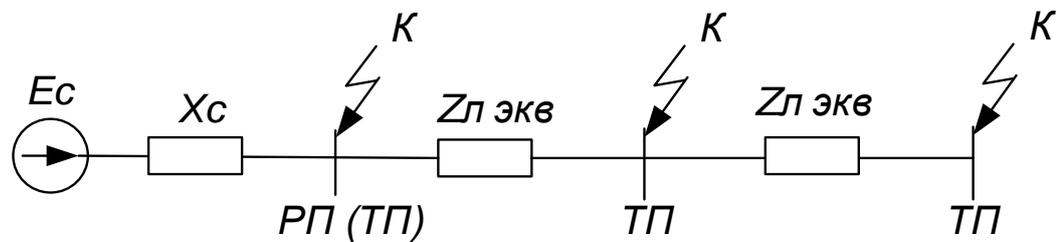


Рисунок 8 - Схема замещения участка 10 кВ.

Токи КЗ находим по сети в целом. Сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{по РП}}; \quad (49)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 9,5} = 0,61;$$

где  $I_{по РП}$  – значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ РП.

Сопротивления КЛ до КТП 1:

$$R_{КЛ} = r_{y\delta} \cdot L;$$

$$R_{КЛ} = 0,641 \cdot 0,3 = 0,192 \text{ Ом}$$

$$X_{КЛ} = x_{y\delta} \cdot L.$$

$$X_{КЛ} = 0,1 \cdot 0,3 = 0,03 \text{ Ом}$$

В начальный момент времени на КТП-1 определяется периодическая составляющая тока короткого замыкания, кА, [18]:

$$I_{no} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (50)$$

$$I_{no} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,61 + 0,03)^2 + (0,192)^2}} = 8,65.$$

Определяется постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_{III} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (51)$$

$$T_a = \frac{0,64}{0,192 \cdot 314} = 0,011 \text{ с},$$

Определяется коэффициент затухания апериодической составляющей:

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

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,011}} = 1,39,$$

Определяется ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (53)$$

$$i_{y\partial} = 1,39 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,65 = 17 \text{ кА}.$$

Дополнительно для сети 10 кВ находим ток двухфазного короткого замыкания:

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

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,65 = 7,52 \text{ кА}.$$

Расчёт ведётся по данному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Токи КЗ внутреннего электроснабжения предприятия

Точка	L, км	R <sub>ЭКВ</sub> , Ом	X <sub>ЭКВ</sub> , Ом	Z <sub>ЭКВ</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>ПО</sub> , кА
КТП-1	0,30	0,192	0,640	0,669	8,65
КТП-2	0,45	0,391	0,655	0,763	7,58
КТП-3	0,20	0,174	0,630	0,654	8,84
КТП-4	0,30	0,260	0,640	0,691	8,36
КТП-5	1,40	1,215	0,637	1,372	4,21
КТП-6	0,60	0,266	0,557	0,617	9,37
КТП-7	1,80	0,295	0,677	0,739	7,83
КТП-8	0,90	0,399	0,587	0,710	8,15
КТП-9	1,40	0,230	0,637	0,677	8,54

### 3.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Проверка на воздействие токов КЗ проводится для КТП-1 по формуле, кА\*с, [18]:

$$B_{k \text{ расч}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}, \quad (55)$$

$$B_{k \text{ упр}} = I_{\text{терм}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд ном}},$$

$$B_{k \text{ расч}} = 8,65^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 41,5,$$

$$B_{k \text{ упр}} = 4,7^2 \cdot 3 = 66,27,$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  - ток КЗ по линии, кА;

$I_{\text{терм}}^{(3)}$  - ток термической стойкости для выбранного кабеля 50 мм<sup>2</sup>, 4,7 кА;

$t_{\text{возд}}$  - время воздействия тока КЗ:

$t_{\text{возд ном}}$  - номинальное время воздействия тока, 3с:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t, \quad (56)$$

где  $t_{\text{отк}}$  - время отключения головного выключателя, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

$\Delta t$  - ступень селективности защиты, по мере удаления от шин РП принимается 0,5 с для каждой ТП.

Результаты расчёта сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Точка	$I^{(3)}_{по}, \text{кА}$	$\Delta t, \text{сек.}$	$W_{к \text{ расч.}}, \text{кА}^*\text{с}$	$W_{к \text{ ном.}}, \text{кА}^*\text{с}$
КТП-1	8,65	0,5	41,5	66,3
КТП-2	7,58	1	60,6	66,3
КТП-3	8,84	0,5	43,4	66,3
КТП-4	8,36	0,5	38,8	66,3
КТП-5	4,21	1,5	27,6	32,7
КТП-6	9,37	0,5	48,7	130,7
КТП-7	7,83	1	64,6	66,3
КТП-8	8,15	1	70,0	130,7
КТП-9	8,54	0,5	40,4	918,8

Предварительно выбранные сечения КЛ 10 кВ для подключения КТП-2, 3, 4, 7, 8 проверку не проходят, для данных участков увеличено сечение КЛ в соответствии с данными таблицы 23.

Таблица 23 – Сечения КЛ после проверки по термической стойкости

Точка	Фкл до проверки, $\text{мм}^2$	Фкл после проверки, $\text{мм}^2$
КТП-1	50	50
КТП-2	35	50
КТП-3	35	50
КТП-4	35	50
КТП-5	35	35
КТП-6	70	70
КТП-7	35	50
КТП-8	35	70
КТП-9	185	185

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 кВ

### 4.1 Выбор ячейки КРУ

На ПС «Маслозавод» 110/10 кВ в качестве линейных ячеек и в РП-Мельницы выбираются КРУ серии СЭЦ-75 Самарского завода «Электрощит» [19], в таблице 24 указываются условия проверки.

Номинальный тепловой импульс:

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

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле для линии ПС-РП:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ов}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 210 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{\text{ов}}$  – собственное время отключения выключателя, принимается

$$t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с};$$

$\Delta t_{\text{СЕЛ}}$  - степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Таблица 24 – Выбор КРУ 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
линейные ячейки с ПС Маслозавод			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-6}$	$1000 \geq 170$	проходит
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-9}$	$1000 \geq 331$	
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ РП}$	$1000 \geq 288$	
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$40 \geq 26,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$992 \geq 210$	проходит
Вводные, секционные и линейные ячейки на РП-Мельницы в сторону внутренних сетей			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$1000 \geq 159$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$40 \geq 21,4$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$992 \geq 139$	проходит

Выбранный тип КРУ проходит по всем условиям.

В КРУ устанавливаются, ТТ, ТН, ОПН, применяется жёсткая ошиновка, опорные изоляторы.

#### 4.2 Выключатели 10 кВ

Выбираются выключатели вакуумные типа ВВ/Тел-10–12,5/630У3, [19].

Проверка оборудования проводится по условиям показанным в таблице 25.

Номинальный тепловой импульс:

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

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчётный тепловой импульс для линии ПС-РП:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ов}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 210 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где  $t_{\text{ов}}$  – собственное время отключения выключателя, принимается

$$t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0.055 \text{ с};$$

$t_{\text{сел}}$  - степень селективности РЗ, принимается 1,5 с.

Апериодическая составляющая:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 31,5 = 17,9 \text{ кА},$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{\text{н}} = 40\%$ ;

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

Проверка на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,6 + 9,9 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$26,3 \leq 63 \text{ кА.}$$

Выключатели ВВ/Тел-10–12,5/630У3 проверку проходят по всем параметрам.

Таблица 25 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
линейные ячейки с ПС Маслозавод			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-6}$	$630 \geq 170$	проходит
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-9}$	$630 \geq 331$	
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ РП}$	$630 \geq 288$	
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$40 \geq 26,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$992 \geq 210$	проходит
Отключающая способность	$I_{вкл} \geq I_{по}$	$31,5 \geq 11,6$	проходит
	$I_{откл} \geq I_{пт}$	$31,5 \geq 11,6$	проходит
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$17,9 \geq 9,9$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	$26,3 \leq 63$	проходит
Вводные, секционные и линейные ячейки на РП-Мельницы в сторону внутренних сетей			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-1}$	$630 \geq 159$	проходит
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-2}$	$630 \geq 44$	
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-3}$	$630 \geq 84$	
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ КТП-4}$	$630 \geq 45$	
	$I_{ном} \geq I_{рmax} \text{ РП}$	$630 \geq 288$	
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$40 \geq 21,4$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$992 \geq 140$	проходит
Отключающая способность	$I_{вкл} \geq I_{по}$	$31,5 \geq 9,5$	проходит
	$I_{откл} \geq I_{пт}$	$31,5 \geq 9,5$	проходит
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$17,9 \geq 8,1$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	$21,5 \leq 63$	проходит

### 4.3 Трансформаторы тока 10 кВ

Выбираются трансформаторы тока ТОЛ – 10-1 У2, [13]. В таблице 27 указываются условия проверки. Тепловой импульс находится по формуле, [18]:

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

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчётный тепловой импульс для линии ПС-РП:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}) ,$$

$$B_{\text{К}} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 210 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Нагрузка вторичной цепи находится по таблице 26. По таблице 26 определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока. Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 12,5 \text{ ВА}$ .

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ	0.12		0.12
Ватметр	Ц301/1	0.5		0.5
Варметр	Ц302/1	0.5		0.5
Всего		1.12	0.5	1.12

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.12}{5^2} = 0.04 \text{ Ом}$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для подключения проводов используется провод АКРВГ  $q=4\text{мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=20$  м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом},$$

Сопротивление контактов  $r_{\text{КОНТ}}$  принимается 0,1 Ом.

$$r_2 = 0,1 + 0,14 + 0,04 = 0,3 \text{ Ом}.$$

По сравнению в таблице 27 выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

Таблица 27 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод
линейные ячейки с ПС Маслозавод			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-6}$	$200 \geq 170$	проходит
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-9}$	$400 \geq 331$	
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ РП}$	$400 \geq 288$	
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$30 \geq 26,2$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$992 \geq 210$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$0,3 \leq 0,5$	проходит
Вводные, секционные и линейные ячейки на РП-Мельницы в сторону внутренних сетей			
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-1}$	$200 \geq 159$	проходит
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-2}$	$100 \geq 44$	
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-3}$	$100 \geq 84$	
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ КТП-4}$	$100 \geq 45$	
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} \text{ РП}$	$400 \geq 288$	
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$30 \geq 21,4$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$992 \geq 140$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$0,3 \leq 0,5$	проходит

#### 4.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ – 10-УХЛ2. В таблице 29 указываются условия проверки, [20].

Таблица 28– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ на РП

Прибор	Тип	S <sub>потр</sub> , В*А	Nпр	cos φ	sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , Вар
Вольтметр	ЗВ0702	3	1	1	0	3	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	6	1	1	0	6	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ	2 ВА	6	0.38	0.925	4,56	11,1
		2 ВА	6	0.38	0.925	4,56	11,1
Итого	-	-	-	-	-	30,1	22,2

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 28. Вторичная нагрузка трансформатора составит:  $P_{2\Sigma} = 30,1$  Вт,  $Q_{2\Sigma} = 22,2$  Вар,  $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{30,1^2 + 22,2^2} = 37$  ВА.

По сравнению в таблице 29 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

Таблица 29– Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод
1 секция шин			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2у} \leq S_{ном}$	$37 \leq 100$	проходит
2 секция шин			
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс точности $k_T$	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2у} \leq S_{ном}$	$37 \leq 100$	проходит

#### 4.5 Шины 10 кВ

Выбор шин в РУ 10 кВ осуществляется по характеристикам, показанным в таблице 30. Принимаются однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $60 \times 10$  мм<sup>2</sup> марки АДЮ, [20].

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B\kappa}}{C}, \quad (57)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{210 \cdot 10^6}}{91} = 159 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 9).

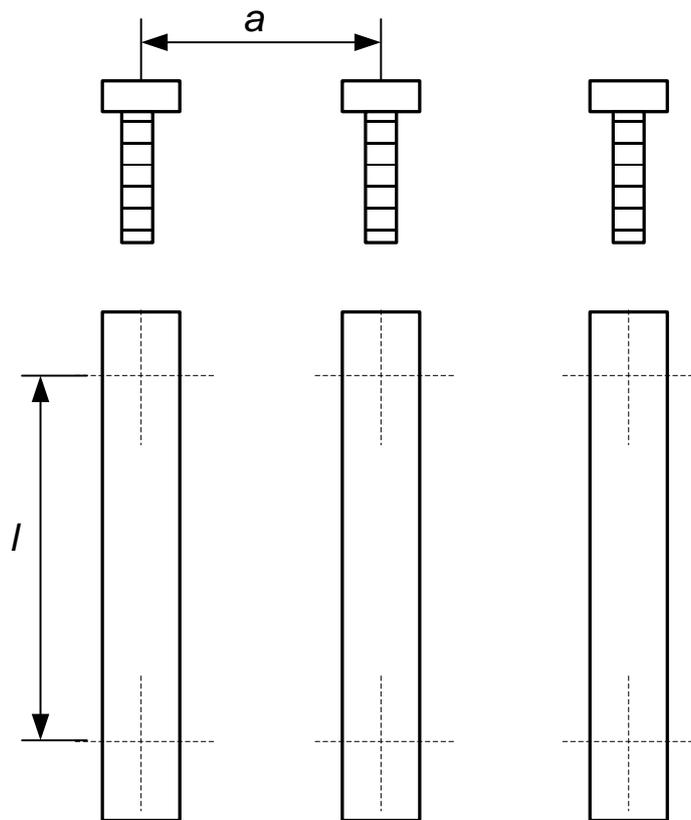


Рисунок 9 - Расположение шин

Длина пролёта  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5000}{600}} = 1,58,$$

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{60 \cdot 10^3}{12} = 5000 \text{ мм}^4 - \text{момент инерции шины}; \quad (59)$$

где  $b$  - ширина полосы шины, принимается 60 мм;

$h$  - толщина полосы шины, принимается 10 мм;

$q$  - поперечное сечение шины, равное  $600 \text{ мм}^2$ .

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУ СЭЩ-75 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (60)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26,2^2 \cdot 0,7^2}{1,1 \cdot 0,45} = 12 \text{ МПа},$$

где  $W = \frac{0,8^2 \cdot 10}{6} = 1,1$  - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ ,

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

$l$  - длина пролета, м.

Выборный тип шин проходит по всем условиям.

Таблица 30– Выбор шин 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$2000 \geq 331$	проходит
Минимальное сечение по условию термической стойкости	$q_{\text{факт}} \geq q_{\text{min}}$	$600 \geq 159$	проходит
Минимальная длина пролёта	$l_{\text{факт}} \leq l_{\text{мин}}$	$0,7 \leq 1,58$	проходит
Механическая прочность	$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$	$12 < 40$	проходит
	$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$	$12 < 0,7 \cdot 60$ $12 < 42$	проходит

#### 4.6 Предохранители 10 кВ для ТН

Выбирается предохранитель ПKN101-10-У1, в таблице 31 указываются условия проверки. Ток максимального режима определяется по номинальной мощности ТН, А:

$$I_{p \text{ макс}} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$
$$I_{p \text{ макс}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6.$$

Таблица 31 – Выбор предохранителей ТН 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{ном} \geq I_{p \text{ макс}}$	$10 \geq 6$	проходит
Отключающая способность	$I_{по} \leq I_{откл \text{ ном}}$	$11,6 \leq 32$	проходит

#### 4.7 Изоляторы 10 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с  $F_{разр} = 3000$  Н, [20].

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (61)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{26200^2 \cdot 0,9}{1} \cdot 10^{-7} = 119 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

По сравнению в таблице 32 выбранный изолятор проходит по всем параметрам. Изоляторы выбраны правильно.

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 119 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

#### 4.8 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

На РП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых  $U_{\text{ост}} = 43 \text{ кВ}$ ,  $U = 60 \text{ кВ}$ .

Энергия поглощения ОПН, [27], кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (62)$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ в соответствии с [21].

$U_{\text{ост}}$  - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (63)$$

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

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

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (64)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВТ/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [29].

#### 4.9 Выключатели нагрузки 10 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВМП - 10/400. Паспортные данные берём в [20].

Проверим выключатели нагрузки для КТП-1:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кр}} = 8,65^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 41,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя нагрузки, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,055\text{с}$ ;

$t_{\text{терм}}$  - время допустимого термического воздействия по номинальным данным, 0,5 с;

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

Результаты проверки сводим в таблицу 33. По данным сравнения выбранная марка выключателей нагрузки подходит.

Таблица 33 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P\ TП}, A$	$I_H, A$	$B_{кр}, кА^2с$	$B_{кн}, кА^2с$	$I_{уд}, кА$	$I_{дин}, кА$
КТП-1	92	400	41	400	17,0	32
КТП-2	36	400	61	400	12,4	32
КТП-3	36	400	43	400	17,8	32
КТП-4	58	400	39	400	15,1	32
КТП-5	6	400	28	400	6,0	32
КТП-6	23	400	49	400	16,2	32
КТП-7	92	400	65	400	13,9	32
КТП-8	92	400	70	400	12,9	32
КТП-9	145	400	40	401	16,0	33

#### 4.10 Предохранители 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [20]. Определяем ток на стороне ВН КТП-1:

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

$$I_{P\ ВН} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92\ A.$$

Выбираем номинальный тока предохранителя 160 А, ток вставки принимаем 160 А.

Расчёт сведём в таблицу 34. Паспортные данные берём в [20].

По данным сравнения выбранная марка предохранителей подходит.

Таблица 34– Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	С <sub>ном</sub> ТП, кВА	I <sub>р</sub> в <sub>н</sub> ТП, А	I <sub>ном</sub> ПР, А	I <sub>вст</sub> , А	Тип предохранителя
КТП-1	1600	92	160	160	ПКТ101-10
КТП-2	630	36	160	160	ПКТ101-10
КТП-3	630	36	80	50	ПКТ101-10
КТП-4	1000	58	80	80	ПКТ101-10
КТП-5	100	6	20	10	ПКТ101-10
КТП-6	400	23	40	40	ПКТ101-10
КТП-7	1600	92	160	160	ПКТ101-10
КТП-8	1600	92	160	160	ПКТ101-10
КТП-9	2500	145	160	160	ПКТ101-10

## 5 РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ СЕТЕЙ

«Существуют различные способы выполнения нейтрали в сети. Общее количество соединенных между собой нейтральных точек различных электрических аппаратов и проводников представляют собой нейтраль сети. Среди часто встречающихся способов соединения различают изолированную от земли нейтраль, соединенную с землей через активные или реактивные сопротивления, глухо заземленную нейтраль», [22].

«Однофазное замыкание на землю является следствием нарушения изоляции одной фазы в какой-либо точке сети, с изолированной от земли нейтралью».

«Зарядные токи оставшихся в работе двух фаз увеличиваются в  $\sqrt{3}$  раз, напряжение остальных фаз относительно земли становится равным междуфазному напряжению, напряжение фазы, имеющей повреждение изоляции относительно земли становится равным нулю».

«Малое сечение проводников поврежденной линии может привести к их повреждению от перегрузки в случае большого значения тока замыкания на землю, так как по сравнению с нагрузочным током сети он мал». «Система междуфазных напряжений и режимы работы электроприемников не подвержены существенному воздействию токов замыкания на землю. В таком случае питание потребителей электроэнергии не прекращается, линия с повреждениями может быть в работе и в течение некоторого времени оставаться включенной. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью не считается аварийным, а допустимым режимом работы сети».

«Обеспечение надежности электроснабжения потребителей заключается также в обнаружении и предотвращении однофазные замыкания на землю, так как из всех видов нарушения изоляции доля однофазных замыканий на землю оценивается в 75-85%».

Ток  $I_c$  можно определить по формуле для кабельных линий напряжением 35-10кВ:

$$I_c = \frac{U \cdot l \cdot n}{10}, \quad (65)$$

где  $l$  - длина электрически связанной сети данного напряжения;

$U$  - междуфазное напряжение;

$l_{10} = 5,55$  км;

$n$  - число линий на одной секции шин.

$$I_{10} = \frac{10 \cdot 5,55 \cdot 2}{10} = 15 \text{ А},$$

$15 < 20$  А, компенсация не требуется.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

ЗАО «РАДИУС Автоматика» предлагает к использованию комплекты защиты «Сириус-2-Л», хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации в течение многих лет, поэтому защиту кабельных линий 10 кВ выполняем на базе «Сириус-2-Л».

В основе блоков защиты лежат микропроцессорные схемы, позволяющие реализовать релейную защиту, автоматику, управление и сигнализацию присоединений напряжением 10 кВ.

Монтаж устройства осуществляется в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, в пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ, на панелях и в шкафах в релейных залах. Преобразовательные агрегаты, трансформаторы, воздушные и кабельные линии могут защищаться данным видом защитных блоков.

Блок защиты «Сириус-2-Л» представляет собой комбинированный микропроцессорный терминал релейной защиты и автоматики.

Быстродействие, большую вычислительную мощность и высокая надежность блоков «Сириус-2-Л» достигается за счёт современных технологий поверхностного монтажа и использования модульной мультипроцессорной архитектуры.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС-РП. Используем ход расчёта, подробно описанный в [22].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_{\tau} = \frac{I_{\text{ТТВН}}}{I_{\text{ТТНН}}} .$$
$$n_{\tau} = \frac{300}{5} = 50 .$$

## 6.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (66)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 9,47 = 10,42 \text{ кА},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [22];

$I_{к.мах}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах РП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} \leq 2, \quad (67)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{9,47}{8,24} = 0,79 \geq 1,5$$

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

Отсечка с выдержкой времени (вторая ступень защиты) рекомендуется к установке в случае, если не обеспечивается чувствительность отсечки без выдержки времени.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{с.з.}}{n_T}, \quad (68)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{10420}{60} = 174 \text{ А}.$$

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

Для остальных линий результаты расчёта защиты сведём в таблицу 35.

Таблица 35 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по}$ , кА	$I_{(2)по}$ , кА	$I_p$ , А	$I_{НТТ}$ , А	$I_{с.з.}$ , кА	$n_T$	$I_{с.р.}$ , А	$K_{ч}$
ПС-РП	9,47	8,24	288	300	10,42	60	174	0,79
РП-КТП-1	8,65	7,52	159	200	9,51	40	238	0,79
РП-КТП-3-2	8,84	6,59	84	100	9,73	20	486	0,68
РП-КТП-4	8,36	7,28	45	100	9,20	20	460	0,79
ПС-КТП-9-7	8,54	6,81	331	400	9,39	80	117	0,73
ПС-КТП-6-8-5	9,37	3,67	170	200	10,30	40	258	0,36

## 6.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в} \quad (69)$$

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

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

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

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

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{с.з.} = 0,275 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,318 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (70)$$

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

Ток срабатывания равен:

$$I_{с.р.} = 318 \cdot 1 / (60) = 5 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5, \quad (71)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,24}{0,318} = 26 \geq 1,5,$$

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

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t + t_{\text{ОТСЕЧКИ}}, \quad (72)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,1 + 0,5 + 0 = 0,6 \text{ с,}$$

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

Реле при данной ступени защиты работает через 0,6 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 36.

Таблица 36 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)\text{по}}$ , кА	$I_{(2)\text{по}}$ , кА	$I_{\text{р}}$ , А	$I_{\text{Н ТТ}}$ , А	$I_{\text{с.з.}}$ кА	$I_{\text{с.р.}}$ А	$K_{\text{ч}}$
ПС-РП	9,47	8,24	288	300	0,318	5	26
РП-КТП-1	8,65	7,52	159	200	0,171	4	44
РП-КТП-3-2	8,84	6,59	84	100	0,146	7	45
РП-КТП-4	8,36	7,28	45	100	0,146	7	50
ПС-КТП-9-7	8,54	6,81	331	400	0,360	5	19
ПС-КТП-6-8-5	9,37	3,67	170	200	0,210	5	17
ПС-РП	9,47	8,24	288	300	0,318	5	26

### 6.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для сетей 10 кВ предусматривается защита следующего назначения - селективная токовая защита с действием на сигнал; селективная токовая защита с действием на отключение, контроль изоляции для обеспечения техники безопасности..

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

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (73)$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (74)$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети,  $I_{ЗНЗ} = 7,5$  А.

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

Ток замыкания на землю линии ПС-РП равен:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,1 \cdot 1,35}{10} = 1,49 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен:

$$I_{ТНП.повр.л} = 7,5 - 1,49 = 6,01 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{с.з.} = 6,01/1,5 = 4 \text{ А.}$$

Для остальных линий результаты расчёта ЗНЗ сведём в таблицу 37.

Таблица 37 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ГНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{с.з.}, \text{ А}$
ПС-РП	1,49	6,01	4,01
РП-КТП-1	0,41	7,09	4,73
РП-КТП-3-2	0,61	6,89	4,59
РП-КТП-4	0,41	7,09	4,73
ПС-КТП-9-7	2,43	5,06	3,38
ПС-КТП-6-8-5	1,89	5,60	3,74
ПС-РП	1,49	6,01	4,01

#### 6.4 Устройства автоматического включения резерва

Восстановление электроснабжения при отключении рабочего источника питания засчёт резервного источника питания осуществляется устройством автоматического включения резерва (АВР).

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (75)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР:

$$t_{\text{АВР}} = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений, [23].

## 7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ КТП

Рассчитаем заземляющее устройство КТП-1. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Порядок расчёта заземления ТП:

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (76)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 36 \text{ Ом},$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, м;

$h_3$  - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$  - удельное сопротивление грунта, по [24] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

$d$  - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (77)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{80}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot 2}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,7}} \right] = 18 \text{ Ом},$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя: 8

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (78)$$

$$R = \frac{36 \cdot 18}{0,75 \cdot (4 \cdot 36 + 8 \cdot 18)} = 2,4 \text{ Ом},$$

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

$n_B$  - число вертикальных электродов;

$n_G$  - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (79)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 36}{0,75 \cdot 4} = 12 \text{ Ом},$$

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

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (80)$$

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

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uG} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (81)$$

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

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

Импульсное сопротивление протяжного электрода:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}. \quad (82)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,02 \cdot 18 = 19 \text{ Ом}.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}. \quad (83)$$

$$R_u = \frac{12 \cdot 19}{0,75 \cdot (4 \cdot 19 + 8 \cdot 12)} = 1,8 \text{ Ом}.$$

Для остальных КТП расчёт проводится аналогично, результаты показаны в таблице 38.

Таблица 38– Расчёт заземления КТП-1

Данные для расчёта	значение
L <sub>B</sub>	3
H <sub>з</sub>	0,3
R <sub>уд</sub>	80
D <sub>э</sub>	0,01
R <sub>ст в</sub>	29
L <sub>Г</sub>	3,25
R <sub>ст Г</sub>	16
N <sub>B</sub>	4
N <sub>Г</sub>	4
R <sub>ст</sub>	3,5
R <sub>имп в</sub>	10
L <sub>уд</sub>	1,23
a <sub>имп</sub>	1,04
R <sub>имп Г</sub>	17
R <sub>имп</sub>	2,1

Из таблицы 44 видно, что стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом, в таком случае требования защиты от прикосновения к токоведущим частям выполнены, согласно [25]. Импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, в таком случае требования для стекания тока молнии выполнены, согласно [25]. Устройство заземлителя показано на рисунке 10.

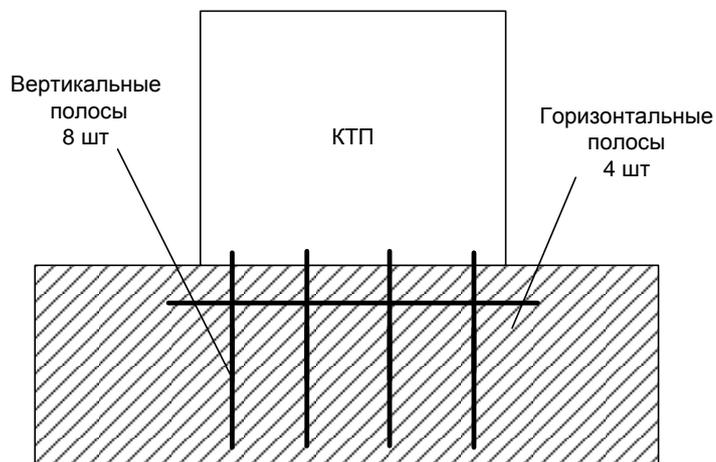


Рисунок 10 – Общий вид устройства заземлителя КТП-1

## 8 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

«Уверенность в выполнении заданных функций в прошедшем, настоящем и будущем времени и наличие алгоритма вывода подобного суждения составляет определение меры надежности объекта». «Алгоритмы вывода суждений о более или менее высоком уровне надежности одного объекта по сравнению с другим, а также алгоритмы определения объекта с оптимальным уровнем надежности являются мерой надежности множества объектов. Показатели надежности характеризуют меру надежности [26] и критерии (логические или аналитические выражения, связанные с алгоритмом вывода)».

Целесообразно для наглядности использовать аналитическим методом расчётов [26]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности.

В рассмотрение принимаются случаи: полное погашение схемы и оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Составляется расчетная схема (рисунок 11), полная расчетная схема содержит РП и линии с КТП. В схему замещения (рисунок 12) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели, трансформаторы, сборные шины. Для удобства одинаковые элементы установленные последовательно в схеме будут указываться одним элементом, и это будет суммарное количество аналогичных элементов.

Учитывается, что: трансформаторы работают отдельно, секционный выключатель находится в положении выключено, резервированная магистральная схема работает в нормальном режиме, то есть цепи работают отдельно

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения.

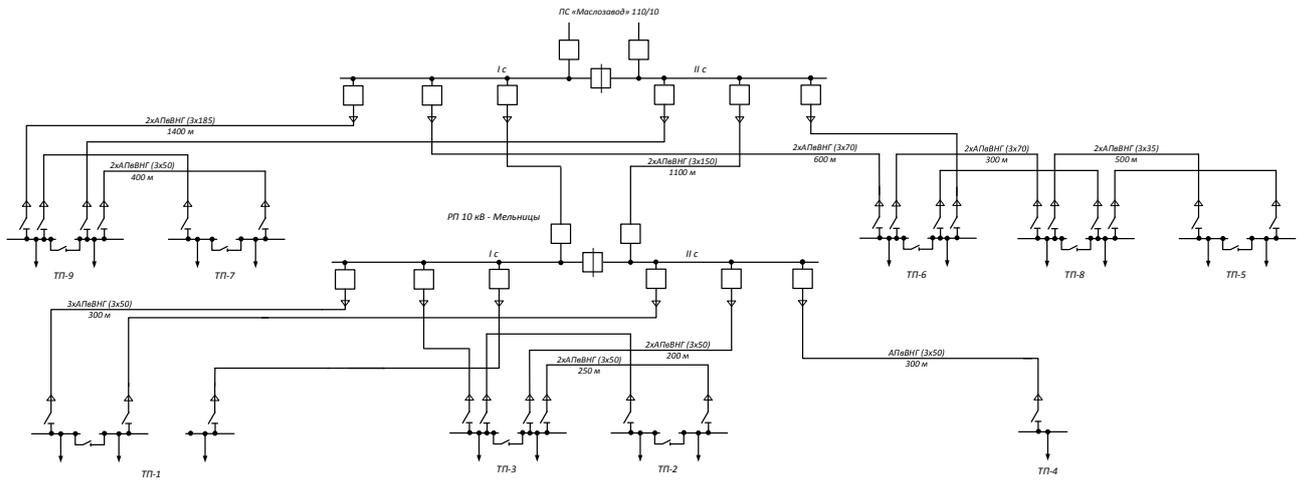


Рисунок 11 - Схема сети

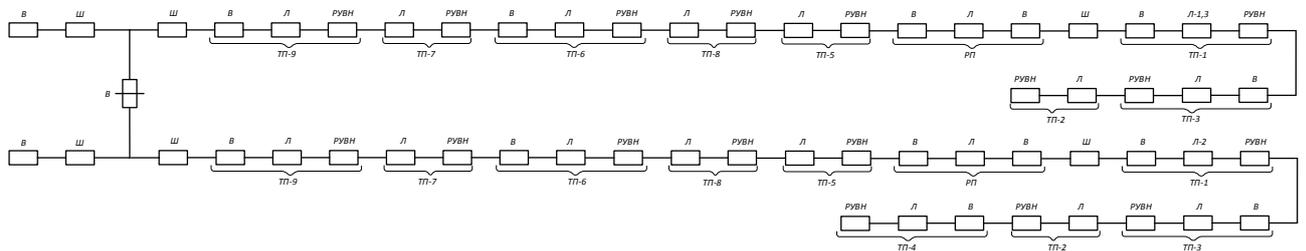


Рисунок 12 - Схема замещения

Таблица 39 – Показатели надежности элементов [27]

Элемент схемы замещения	$\omega$ , 1/год	$t_B$ , ч	$a_{КЗ}$	$a_{ОП}$
КЛ 10 кВ	0,075	16		
Выключатели 10 кВ	0,04	20	0,015	0,002
Трансформаторы 10/0,4	0,016	50	-	
Шины 10 кВ	0,03	7	-	-

Вероятности отказа элементов схемы в общем виде:

$$q = \omega \cdot t_B / 8760; \tag{84}$$

Вероятность отказа кабельной линии на 5,35 км длины:

$$q_{Л} = 0,075 \cdot 16 \cdot 5,35 / 8760 = 0,000733;$$

Вероятность отказа трансформатора КТП:

$$q_T = 0,016 \cdot 50 / 8760 = 0,000091;$$

Вероятность отказа выключателя 10 кВ в стационарном состоянии:

$$q_B = 0,04 \cdot 20 / 8760 = 0,000091;$$

Вероятность отказа секции шин 10 кВ на 1 присоединение:

$$q_{СШ} = 0,03 \cdot 7 / 8760 = 0,000024$$

Вероятность отказа выключателя 10 кВ с учетом смежных элементов:

$$q_{B \text{ масл}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ масл}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000092;$$

$$q_{B \text{ ктп9}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ КТП9}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ ктп9}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 1,8) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000096;$$

$$q_{B \text{ рп}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ РП}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ рп}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 1,1) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000094;$$

$$q_{B \text{ ктп6}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ КТП6}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ ктп6}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 1,4) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000095;$$

$$q_{B \text{ ктп1}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ КТП1}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ ктп1}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 0,3) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000093;$$

$$q_{B \text{ ктп4}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ КТП4}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ ктп4}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 0,3) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000093;$$

$$q_{B \text{ ктп3}} = \omega_{CT} \cdot t_B + a_{Bav} \cdot (\omega_{СШ} \cdot t_{B \text{ СШ}} + \omega_{КЛ} \cdot t_{B \text{ КЛ КТП3}}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on};$$

$$q_{B \text{ ктп3}} = 0,04 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 16 \cdot 0,45) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000093.$$

Вероятность отказа цепочек

$$q_1 = q_{B \text{ масл}} + q_T \cdot 9 + q_{СШ} \cdot 7 + q_{Л1} + q_{B \text{ ктп9}} + q_{B \text{ рп}} \cdot 2 + q_{B \text{ ктп6}} + q_{B \text{ ктп1}} + q_{B \text{ ктп4}} +$$

$$+q_{B\text{ ктн3}};$$

$$q_1 = 0,000092 + 0,000091 \cdot 9 + 0,000024 \cdot 7 + 0,000733 + 0,000096 + 0,000094 \cdot 2 +$$

$$+ 0,000095 + 0,000093 + 0,000093 + 0,000093 = 0,00247;$$

$$q_2 = q_1 = 0,00247.$$

Параметр потока отказов цепочек:

$$\omega_I = \omega_{B\text{ масл}} + \omega_T \cdot 9 + \omega_{CШ} \cdot 7 + \omega_{Л} + \omega_{B\text{ ктн9}} + \omega_{B\text{ рп}} \cdot 2 + \omega_{B\text{ ктн6}} + \omega_{B\text{ ктн1}} + \omega_{B\text{ ктн4}} +$$

$$+ \omega_{B\text{ ктн3}} + \omega_{\text{пр наибКЛ}};$$

$$\omega_I = 0,04 + 0,016 \cdot 9 + 0,03 \cdot 7 + 0,075 \cdot 5,35 + 0,04 + 0,04 \cdot 2 + 0,04 + 0,04 +$$

$$+ 0,04 + 0,04 + 7,5 = 8,455;$$

$$\omega_{II} = \omega_I = 8,455.$$

Время восстановления цепочек:

$$t_{в1} = t_{в2} = q_1 / (\omega_I - \omega_{I\text{нб}}) \cdot 8760; \quad (85)$$

$$t_{в1} = 0,00247 / (8,455 - 7,5) \cdot 8760 = 22,7 \text{ ч.}$$

Коэффициенты преднамеренных отключений

$$K_{\text{прI}} = K_{\text{прII}} = 1 - e^{-(t_{\text{прI}}/t_{в1})}; \quad (86)$$

$$K_{\text{прI}} = K_{\text{прII}} = 1 - e^{-(50/22,7)} = 0,89.$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = \omega_I \cdot q_{II} + q_I \cdot \omega_{II} + q_1 \cdot \omega_{\text{пр кл}} + q_2 \cdot \omega_{\text{пр кл}}; \quad (87)$$

$$\omega_c = 8,455 \cdot 0,00247 + 8,455 \cdot 0,00247 +$$

$$+ ((8,455 - 7,5) \cdot 50 / 8760 + (8,455 - 7,45) \cdot 50 / 8760) = 0,124.$$

Вероятность отказа системы:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + q_2 \cdot K_{\text{пр1}} + q_1 \cdot K_{\text{пр2}};$$

$$q_c = 0,00247 \cdot 0,00247 + 0,00247 \cdot 0,89 + 0,00247 \cdot 0,89 = 0,0044.$$

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) + \\ + Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2),$$

где  $Q(S / A_1 A_2)$  – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$  – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$  – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$  – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$ ,  $Q(A_1)$  – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$ ,  $Q(A_2)$  – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$Q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5$  (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q(S / A_1A_2) = (q_{\text{экв1}} + q_{\text{экв2}}) \cdot 0,002 = (0,0044 + 0,0044) \cdot 0,002 = 0,0000176.$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 0,0000176 \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 0,00011.$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}; \tag{88}$$

$$T_c = 1/0,123 = 8,5 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}; \tag{89}$$

$$T_p = 0,105/0,123 = 0,9 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}; \quad (90)$$

$$t_{BC} = 0,00011 / 0,123 = 7,8 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению при величине расчётной нагрузки завода  $P_{деф}$ , =12800 кВт:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760; \quad (91)$$

$$W_{нед} = 12800 \cdot 0,00011 \cdot 8760 = 12331 \text{ кВтч};$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для завода при цене  $D = 65,54$  руб/доллар, величине основного ущерба  $Y_{осн} = 0,15$  уе/кВтч и ущерба от внезапного прекращения подачи мощности  $Y_{внез} = 0,6$  уе/кВт:

$$Y = (Y_{осн} \cdot W_{нед} + Y_{внез} \cdot P_{деф} \cdot Q_c) \cdot D; \quad (92)$$

$$Y = (0,15 \cdot 24505 + 0,6 \cdot 12800 \cdot 0,00011) \cdot 65,54 = 121,2 \text{ тыс руб.}$$

## 9 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО - ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии завода по переработке сои осуществляет автоматизированный учет потребленной (переданной) электрической энергии, включая процессы измерений, сбора, обработки и передачи (отображения) её параметров, [28].

АИИС КУЭ создается под определенные объекты (группы однородных объектов) как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации путём его комплектации из компонентов серийного или единичного отечественного (или импортного) производства.

Целями создания АИИС КУЭ являются:

- 1) повышение точности и надежности измерения количества электроэнергии и мощности;
- 2) повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- 3) повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии;
- 4) повышение надежности работы энергообъектов;
- 5) улучшение финансовых показателей при выработке и отпуске электроэнергии;
- 6) повышение скорости обработки информации;
- 7) повышение полноты, достоверности, точности измерения и оперативности получения информации о количестве и других параметрах генерируемой, отпускаемой, потребляемой и принимаемой электроэнергии;
- 8) снижение трудоемкости и стоимости работ по сбору, передаче, обработке и документированию информации.

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую иерархическую структуру с распределенной функцией измерения и централизованным управлением:

- 1-й уровень - уровень измерений (первичные преобразователи тока, напряжения, вторичные цепи, счетчики электрической энергии, образующие соответствующие измерительные каналы К);

- 2-й уровень - уровень консолидации результатов измерений и первичной обработки в пределах РП и ТП - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе Комплектного устройства учета и автоматики (КУУ-иА);

- 3-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс.

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, осуществляющей коммерческий учет электроэнергии, потребляемой по точкам поставки – отходящим фидерам в РУ-10 кВ ПС Промышленная.

Измерительные каналы обеспечивают автоматическое проведение измерений в точках измерений. В состав измерительных каналов входят:

- 1) счетчики электрической энергии;
- 2) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3) вторичные измерительные цепи. ИВКЭ обеспечивает:

1) автоматический сбор, обработку, и передачу информации по учету электроэнергии от измерительного канала;

2) автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений;

- 3) интерфейсы доступа к вышеуказанной информации.

В состав КУУиА входят:

- 1) шлюз-концентратор;
- 2) коммутатор с фиксированной конфигурацией 1EEE802.1х, ШЗ-С2950-12;
- 3) разветвитель интерфейса К5-485;
- 4) маршрутизатор, 2 порта 10/100 МБит;

- 5) источник бесперебойного питания;
- 6) стабилизатор напряжения;
- 7) переключатель резервного питания;
- 8) автоматические выключатели;
- 9) модуль защиты интерфейса K8-485.

После получения шлюз-концентратором результатов измерений информация через коммутатор, поддерживающий обмен информацией с маршрутизатором, передается на оборудование АО «ДРСК».

Взаимодействие между ИВКЭ и ИВК организовано посредством основного и резервного каналов связи. Для передачи данных в АО «ДРСК» предусматривается организация основного и резервного каналов и временного канала на основе GSM-связи.

Для реализации АИИС КУЭ предусматриваются следующие работы:

1) установка шкафа учета в ОПУ с УСПД, GSM -модемом, двумя счетчиками электрической энергии на микропроцессорной основе с цифровым интерфейсом RS-485 и классом точности не хуже 0,58, подключение к отходящим фидерам в РУ-10 кВ ПС Промышленная;

2) установка шкафа КУУиА в помещении РП. Для питания оборудования шкафа КУУиА установлены автоматические выключатели с установкой максимального тока 16 А в панели ЩСН;

3) прокладка кабеля в существующем лотке, в помещении по существующим кабельным конструкциям.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

В процессе эксплуатации сетей 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода следует соблюдать правила безопасности для персонала, задействованного на работах с электроустановками, а также следует соблюдать правила защиты от опасного воздействия электрического тока. Необходимо рассмотреть меры по организации защитного заземления, его характеристики и область применения. Кроме того, следует перечислить меры, защищающие персонал от попадания под напряжение, способствующие организации безопасной работы во время эксплуатации распределительной сети Амурского маслоэкстракционного завода от центра питания РП Мельницы, [23].

Мероприятия по технике безопасности для защиты персонала, занятого на эксплуатационных работах в РП Мельницы от поражения электрическим током сводятся к следующему:

- заземление корпусов оборудования 10 кВ нормально находящихся не под напряжением;
- к общему контуру заземления присоединяются корпуса оборудования - трансформаторов, выключателей;
- контроль изоляции в течении установленных периодов осмотра оборудования;
- пути обеспечения защиты для персонала от контакта или опасного сближения к незаизолированным частям электрического оборудования:
  - а) установка ограждающих конструкций;
  - б) установка различных блокировок;
  - в) установка токоведущих частей на такой высоте или месте, где прикосновение к ним затруднительно.

Решетчатый забор высотой 1,7 м по периметру РП необходим для исключения проникновения на территорию РП лиц, пребывание которых на территории РП недопустимо.

На РП необходимо наличие полного пакета средств индивидуальной защиты и инструмента с прорезиненными рукоятками, либо рукоятками из изолирующего материала.

В качестве заземлителей используется заземляющее устройство РП. Отходящие кабельные линии от удара молнии по всей длине не защищаются.

Организационные меры по безопасности состоят из [25]:

- Перечня необходимых работ следует выполнять при текущей эксплуатации либо через устное распоряжение и наряд допуск;
- Подготовительных этапов перед работами для рабочих мест;
- Допуска бригад к работе;
- Рабочих перерывов работе;
- Надзорных мероприятий в ходе работ по ремонту;
- Работ по приему выполненных заданий оперативным персоналом.

Дополнительно должно соблюдаться основное правило защиты от поражения электрическим током – «Доступные проводящие части не должны быть опасными и опасные токоведущие части не должны быть доступными».

Основная защита используется защиты от электропоражения током в нормальных условиях с учётом приведенного правила. Опасные токоведущие части, контакт с которыми в нормальных условиях возможен, должны быть на безопасном расстоянии при исполнении одной или нескольких мер, что составляет основную защиту.

Виды основной изоляции:

- «Основная изоляция. Контакт с опасными токоведущими частями исключается твердой основной изоляцией. В случае воздушной основной изоляции применяются барьеры, ограждения, оболочки, либо используется расположение таким образом, что прикосновение невозможно». В данном проекте используется основная воздушная и твердая изоляция в распределительной сети и на РП Мельницы. Среди устройств и оборудования – полимерные изоляторы вводов в РП, фарфоровые опорные изоляторы КРУ;

- «Доступ к опасны токоведущим частям ограничивается посредством ограждений или оболочек за счет выбора степени защиты от поражения электрическим током не менее IPXXB (или IP2X) в соответствии с ГОСТ 14254». «Для ограждений и оболочек должны выполняться требования механической прочности, а также должны сохраняться свойства стабильности и долговечности, что позволяет держать установленную степень защиты с учетом всех соответствующих воздействий со стороны окружающей среды и изнутри оболочки. На месте установки ограждения и оболочки должны быть прочно закреплены. При монтаже на заводе-изготовителе корпуса КТПН, силовых трансформаторов и силового оборудования оборудуются подобными ограждениями и оболочками. Также заводами определяется степень защищенности того или иного оборудования».

3. «Использование барьеров предусмотрено преимущественно для защиты квалифицированных специалистов или проинструктированных лиц, в меньшей степени для посторонних. В качестве таких барьеров в КТП проектируемой сети 10 кВ использованы барьеры в трансформаторном отсеке всех КТП, что исключает случайное проникновение персонала в трансформаторный отсек и прикосновение к токоведущим шинам». Барьер в КТП как правило изготовлен из диэлектрического материала, пластмасса или дерево, с укрепленным на нем знаком безопасности как на рисунке 13.

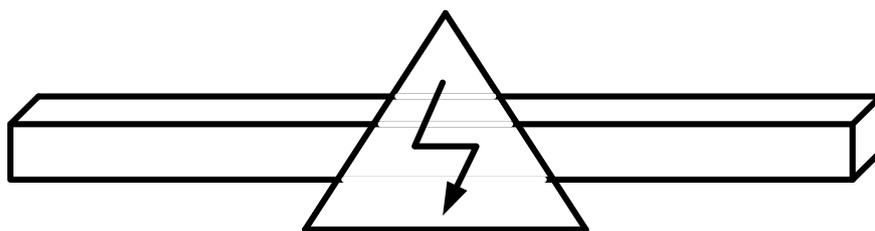


Рисунок 13 – Барьер в трансформаторном отсеке

4. Расположение за пределами доступности помогает затруднить неумышленный одновременный доступ к токоведущим частям, между которыми может быть опасное напряжение. Данное мероприятие выполняется в соответствии с пунктами ПУЭ [23]. Таким образом, реконструируемые и сооружаемые

КТП в данной работе располагаются на фундаменте, что увеличивает расстояние до открытых токоведущих частей более 2,7 м [23].

5. Ограничение напряжения посредством установки ОПН непосредственно на подстанции на каждом отходящем присоединении, а также на каждой КТП.

Внешние факторы, влияющие на электробезопасность:

- температура окружающей среды,
- климатические условия,
- наличие воды,
- механические напряжения,
- компетентность персонала,
- наличие условий для контакта людей или животных с электрическим потенциалом земли.

Также защитной мерой от поражения электрическим током является контроль изоляции.

«Объем измерений и испытаний изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 10 кВ во время приемо-сдаточных испытаний и в период текущей эксплуатации включает: измерение сопротивления изоляции  $R_{60}$ , определение коэффициента абсорбции  $R_{60}/R_{15}$ , измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg} \delta$ » [23].

Оценка результатов измерения  $R_{60}$  и  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции выполняется путем приведения измеренных после монтажа значений при конкретной температуре до значений при температуре заводских испытаний (после изготовления).

## 10.2 Экологичность

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на ТП, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, в которых осуществляется масляное охлаждение.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с [24] выполняются маслопри-

емники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

- устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.;

- маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

Трансформаторы, установленные на ТП-1, оборудованы незаглубленными маслоприемниками.

Незаглубленный маслоприемник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

В реконструируемой системе электроснабжения Амурского МЭЗ применяются комплектные ТП. Трансформаторы размещаются в силовом отсеке ТП, для удобства их установки предусмотрены полозья. Маслоприемник располагается под силовым отсеком ТП. Максимальная мощность трансформаторов из всех ТП на ТП-1 составляет 1600 кВА. Для остальных ТП мощностью менее 630 кВА системы электроснабжения Амурского МЭЗ масса масла составляет менее 540 кг, поэтому по [24], в закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслоприёмные устройства не выполняются.

Для ТП-1 1600 кВА при массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник [24]. Рассчитаем маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла.

Определим габариты маслоприёмника.

Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора, [24]. Принимаем, что габариты маслоприемника на 0,6 м выступают за габариты трансформатора.

Для трансформатора мощностью 1600 кВА площадь маслоприёмника находится по формуле,  $m^2$ :

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (93)$$

где  $A$  - длина трансформатора, 2,25 м [5];

$B$  - ширина трансформатора, 1,3 м [5];

$\delta$  - ширина выступа, принимается 0,6 м.

$$S_{МП} = (2,25 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1,3 + 2 \cdot 0,6) = 8,63 \text{ м}^2$$

Далее определяем объём трансформаторного масла по формуле,  $m^3$ :

$$V_{TM} = \frac{M}{\rho_{TM}}, \quad (94)$$

где  $M$  - масса масла, 1180 кг [5];

$\rho_{TM}$  - плотность масла, выбираемая из диапазона ( $\rho_{TM} = 880 \frac{кг}{м^3}$ ).

$$V_{TM} = \frac{1180}{880} = 1,34 \text{ м}^3$$

Высота маслоприёмника для приёма 100 % масла, м:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} . \quad (95)$$

$$h_{TM} = \frac{1,34}{8,63} = 0,16 \text{ м.}$$

Высота маслоприёмника для приёма 80 % воды от средств пожаротушения, м:

$$h_{80\% \text{ воды}} = \frac{V_{80\% \text{ воды}}}{S_{МП}} ; \quad (96)$$

$$h_{80\% \text{ воды}} = \frac{6,35}{8,63} = 0,74 ;$$

Объём, необходимый для размещения 80 % воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площади маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора определяют по следующей формуле, м<sup>3</sup>:

$$V_{80\% \text{ воды}} = 0,8 \cdot i \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) , \quad (97)$$

$$V_{80\% \text{ воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (13,42 + 8,63) = 6,35 ,$$

где  $i$  - интенсивность пожаротушения, равна  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ ;

$t$  - время на тушение пожара, 1800 с.;

$S_{БПТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется по формуле, м<sup>2</sup>:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H , \quad (98)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (2,25 + 1,3) \cdot 1,89 = 13,42 ,$$

где  $A, B$  - длина и ширина трансформатора, 2,25 м и 1,3 м соответственно, принимается по [5];

$H$  - высота трансформатора, принимается 1,89 м по [5].

Окончательная высота маслоприёмника с учётом насыпи гравия и зазора от сетки до поверхности масла определяется по формуле, м:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_z + h_{en} + h_{80\%воды} \quad (99)$$

где  $h_z$  - толщина слоя гравия на решетке ( $h_z = 0,25$  м);

$h_p$  - расстояние до решетки ( $h_p = 0,05$  м);

$h_{80\%воды}$  - высота маслоприёмника для приёма 80 % воды от средств пожаротушения ( $h_{80\%воды} = 0,74$  м);

$$h_{МП} = 0,16 + 0,25 + 0,05 + 0,74 = 1,2.$$

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглубленной конструкцией и закрываются металлической решеткой, поверх которой насыпается слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной 0,25 м, либо не пористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Уровень полного объёма масла в маслоприёмнике должен быть ниже решетки более чем на 0,05 м.

Эскиз маслоприёмника ТП-1 представлен на рисунке 14.

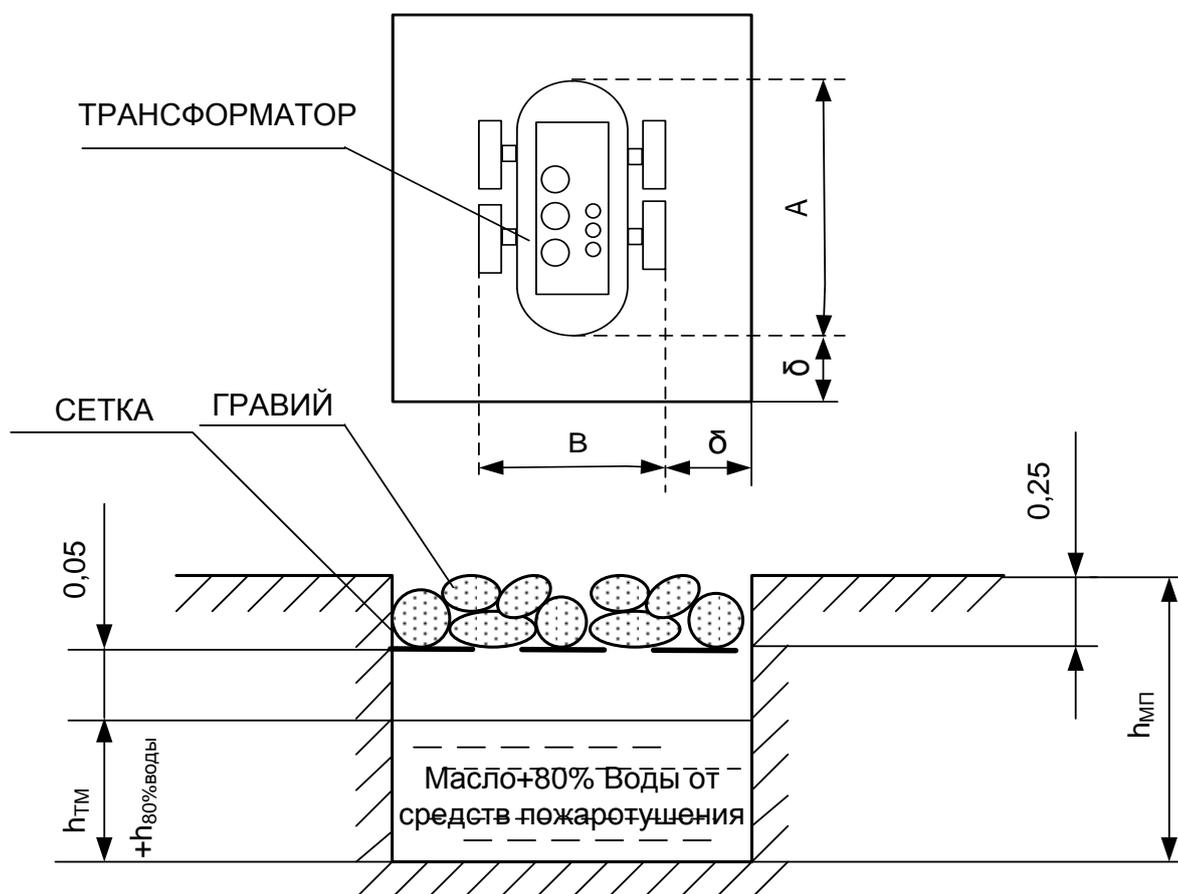


Рисунок 14 - Эскиз маслоприёмника ТП-1 1600 кВА

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

Так как в проекте предусматривается сооружение КТП 10/0,4 кВ, то рассмотрим необходимые меры по тушению пожаров в КТП.

При возникновении пожара в КТП Амурского МЭЗ, находящихся под напряжением, персонал оперативно-выездной бригады обязан после немедленного сообщения о случившемся пожаре, определения места его возникновения и оценки обстановки по возможности снять напряжение с горящей установки или соседнего с ней электрооборудования (если это не повлечет за собой более тяжелых последствий) [25]. Автоматических систем пожаротушения в КТП Амурского МЭЗ данным проектом не предусматривается. В обязанности обслуживающего персонала входит также уведомление прибывших для тушения пожара членов пожарных бригад о местах заземления технических средств и местах расположения пожарных гидрантов.

Тушить загорание в КТП Амурского МЭЗ под напряжением обслуживающий персонал должен при помощи следующих типов ручных и передвижных огнетушителей:

- хладоновых – при напряжении до 0,38 кВ;
- порошковых – при напряжении до 1 кВ;
- CO<sub>2</sub>-огнетушителей – при напряжении до 10 кВ.

Тушение пожара в электроустановках Амурского МЭЗ, находящихся под напряжением с применением ручных стволов должно осуществляться только:

- при применении эффективной подачи в зону горения огнетушащих веществ, к числу которых относятся компактные и распыленные струи воды, негорючие газы, хладон и порошковые составы, а также комбинированные составы (углекислота с хладоном и распыленная вода с порошком);

- с соблюдением электробезопасных расстояний от горящих электроустановок, находящихся под напряжением, до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами;

- с применением персоналом и пожарными, непосредственно участвующими в тушении пожара, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств (диэлектрических перчаток, бот или сапог);

- при обеспечении надежного заземления стволов и пожарных автомобилей, осуществляемого при помощи гибких медных проводов сечением не менее 10 мм<sup>2</sup>, снабженных специальными струбцинами для подключения к заземленным конструкциям (гидрантам водопроводных сетей, металлическим опорам отходящих ВЛ и т.п.). Ручные пожарные стволы и насосы пожарных автомобилей должны заземляться отдельными заземлителями (стволы заземляются только при подаче воды от внутреннего водопровода).

Применение всех видов пен при тушении электроустановок 10 кВ Амурского МЭЗ под напряжением ручными средствами с участием людей запрещается. Это вызвано тем, что применение пены для повышения огнетушащих свойств смеси повышает электропроводность воды.

Несомненно, в зависимости от конкретных видов электрооборудования, охваченного пожаром, в той или иной мере видоизменяется тактика тушения пожара, а также номенклатура используемого пожарного оборудования. В связи с этим в качестве характерного примера рассмотрим особенности тушения пожаров и обеспечение пожаробезопасности при их тушении *в кабельных сооружениях* электроустановок.

Так как в РУ-10 кВ РП Мельницы ввода выполняются в кабельных каналах, то рассмотрим меры безопасности при тушении пожаров в кабельных каналах.

Тушение пожаров в кабельных каналах проводится с использованием огнетушащих средств: углекислотных, порошковых, аэрозольных составов, воды, песка, асбестового полотна, причем конкретный способ тушения пожара выбирается в зависимости от места его возникновения, площади, объема и распространения пожара с обязательным соблюдением требований правил пожаро- и электробезопасности.

Тушение пожаров в кабельных сооружениях и помещениях ручными средствами пожаротушения при видимости менее 5 м без снятия напряжения с токоведущих частей электроустановок и нахождении в них работников запрещается в целях предотвращения травмирования электрическим током.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской работе спроектирована и рассчитана система электроснабжения 10 кВ Амурского маслоэкстракционного завода на период до 2022 года, а также реконструирована схема электроснабжения 10 кВ завода. В работе произведены расчеты электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП, расчеты электрических нагрузок для выбора оборудования РП. Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществлялся с учетом компенсации реактивной мощности. Основными критериями при проектировании являются техническая применимость и экономичность работы.

Оценка выбора оптимального варианта электроснабжения завода осуществлялась по приведенным годовым затратам на проектируемую сеть после выбора сечений проводников сети, коммутационной аппаратуры. По току КЗ проверены сечения проводников сети и защитной коммутационной аппаратуры для принятого варианта электроснабжения. Выбраны уставки средств РЗА.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сайт Правительства Амурской области [Электронный ресурс]. URL: [https://www.amurobl.ru/upload/iblock/932/Skhema-i-programma-razvitiya-elektroenergetiki-Amurskoj-oblasti-na-period-2019\\_2023-godov.pdf](https://www.amurobl.ru/upload/iblock/932/Skhema-i-programma-razvitiya-elektroenergetiki-Amurskoj-oblasti-na-period-2019_2023-godov.pdf) (дата обращения от 26.04.2019)
2. Сайт TOP Белогорск [Электронный ресурс]. URL: <http://tor.belogorck.ru/index.php/tor-belogorsk/rezedenty> (дата обращения от 26.04.2019)
3. Сайт Белогорского района [Электронный ресурс]. URL: <http://www.belraion.ru/index.php/2014-12-21-10-45-49/pasport> (дата обращения от 26.04.2019)
4. Алиев, И.И. Электротехнический справочник – 5-е изд., стереотип / И.И.Алиев. – М.: ИП Радиософт, 2010.-384 с.:ил.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.
6. Кнорринг Г. М., Фадин И. М., Сидоров В. Н.; Справочная книга для проектирования электрического освещения; СПб: Энергоатомиздат, 2012 г.;
7. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат. 2007. 368 с.
8. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения / Г.Н. Ополева. – М. - 2006 г.
9. Рожин, А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения / А.Н. Рожин. – Киров, 2008.
10. Сайт ЗАО «Севкабель» [Электронный ресурс]. URL: [http://sevcable.ru/catalog/katalog\\_22.html](http://sevcable.ru/catalog/katalog_22.html) (дата обращения от 26.05.2019)

11. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems

12. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

13. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

14. Ай-электро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ielektro.ru/Document52147.html> (дата обращения от 27.05.2019)

15. Уровень Инфляции в России// Уровень инфляции: URL: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html> (дата обращения: 3.02.19)

16. Цены на электрооборудование [Электронный ресурс]. URL: <https://kabel-s.ru/producer/107/cat/5?yclid=1477943662511159412> (дата обращения от 27.05.2019)

17. Сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> – 01.06.2019 г.

18. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

19. Сайт «Электрощит Самара» [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/> (дата обращения от 27.05.2019)

20. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 448 с.
21. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
22. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
23. Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
24. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
25. Правила устройства электроустановок. Издание 7 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204)
26. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
27. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 1997. — 240 с: ил.
28. Сайт АО «Эльстер электроника» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.elster.ru> (дата обращения от 10.06.2019)
29. Иманов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2014. — 58 с.
30. Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: учеб. пособие / С. В. Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2007. — 694 с.
31. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: Справочник. А. И. Ящура. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 360 с.