

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение молочно-товарного комплекса
в д. Бузыково Тверской области
тема

Руководитель	_____	доцент, к.т.н.	<u>Е.В. Платонова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К.М. Шитиков</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2024

Задание на ВКР

ЗАМЕНИТЬ ЛИСТ ПРИ ПЕЧАТИ

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение молочно-товарного комплекса в д. Бузыково Тверской области» содержит 98 страниц текстового документа, 31 использованных источников, 3 листа графического материала, приложение на 11 страницах.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СВЕТОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ.

Объекты проектирования – Молочно-товарный комплекс «Румелко-Агро», ПС 35 кВ «Козьмодемьяновская».

Целью данной работы является расчет электроснабжения предприятия по экономическим и энергетическим показателям.

Практическая значимость работы: Расчет системы электроснабжение молочно-товарной фермы.

Объект электроснабжения: молочно-товарная ферма компании «Румелко-Агро». Ферма насчитывает 5 тыс. молоконосящих голов крупного рогатого скота.

В ходе выполнения работы выполнен расчет системы электроснабжения молочно-товарного комплекса. Выполнен расчет силовых и осветительных нагрузок. Произведен выбор сечений жил кабелей, трансформаторов, устанавливаемых на трансформаторной подстанции.

Итогом данной работы выступает законченный электротехнический расчет электроснабжения предприятия.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Power supply of the dairy complex in the village of Buzykovo, Tver oblast contains 104 pages of a text document, 31 sources used, 3 sheets of graphic material and an annex of 11 pages.

POWER SUPPLY, POWER SUPPLY CALCULATION, LIGHT SYSTEM CALCULATION, TRANSFORMER SUBSTATION, SHORT CIRCUIT CURRENT CALCULATION, CHOOSING FACILITIES, TESTING FACILITIES.

The main design topic of this project is Rumelko–Agro Dairy Complex, 35 kV Kozmodemyanovskaya power station.

Practical significance of the work: Calculation of the power supply system for a dairy farm.

Electricity supply facility: dairy farm of the Rumelko-Agro company. The farm owns 5 thousand milk-bearing cattle.

The purpose of this work is to calculate the parameters of power grid according to economic and energy indicators. In this work, the calculation of the power supply system of the dairy-ware farm was performed. The calculation of light and power loads has been made. Also there has been accomplished choice of power transformers, cables and their cross sections.

The result of this work is a complete electrotechnological calculation of enterprise power supply.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Описание проекта животноводческого комплекса.....	9
2 Требования предъявляемые к системам электроснабжения и электромонтажа объекта.....	14
2.1 Требования к электромонтажу.....	14
2.2 Требования к электроснабжению	16
3 Расчет нагрузок молочно-товарной фермы и выбор источника питания	17
4 Светотехнический расчёт электрического освещения.....	20
4.1 Расчёт рабочего освещения.....	20
4.2 Расчёт аварийного освещения.....	29
4.3 Расчёт мощности осветительной нагрузки коровника.....	31
5 Расчёт числа, мощности трансформаторных подстанций и центра электрических нагрузок.....	32
5.1 Расчёт числа и мощности трансформаторных подстанций	32
5.2 Расчёт центра электрических нагрузок подстанций 10/0,4 кВ.....	39
6 Выбор сечений жил кабелей в сети 10 и 0,4 кВ	41
7 Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания.....	56
7.1 Расчёт токов КЗ на напряжение 10 кВ	56
7.2 Расчёт токов КЗ на напряжение до 1кВ	58
7.3 Расчёт токов однофазного короткого замыкания	68
8 Проверка элементов сети системы электроснабжения МТФ «Румелко-Агро. 72	
8.1 Проверка оборудования выше 1 кВ на токи короткого замыкания.....	72
8.2 Расчёт и проверка защитных аппаратов электрических приёмников и электрических сетей.....	73

8.3 Проверка оборудования ниже 1 кВ на отключающую способность	79
8.4 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1 кВ на чувствительность к однофазным КЗ	80
9 Анализ качества напряжения системы электроснабжения и расчёт отклонения напряжения для характерных электроприёмников	81
10 Определения размера денежных средств, необходимых для строительства наружных электрических сетей	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	100

ВВЕДЕНИЕ

Растущее население Земли и желание увеличить уровень жизни человечества невозможны без правильного и рационального ведения сельскохозяйственной отрасли.

Современный рост сельскохозяйственной отрасли невозможен без инноваций в смежных отраслях. ИТ-индустрия, электроэнергетика, машиностроение – все эти отрасли являются смежными и их количество инноваций в этой отрасли напрямую влияет на сельскохозяйственную отрасль и уровень жизни в целом.

Данная работа пытается отразить новшества за последние 10-15 лет, в частности, электроснабжения ферм и сельскохозяйственных угодий. Будет рассматриваться молочная ферма в р-не деревни Бузыково Тверской области.

Данная ферма оснащена современными системами вентиляции, теплоснабжения, газоотвода, а также автономная система утилизации отходов.

Всё это требует большого количества и качества электроэнергии, что обеспечивается непрерывным снабжением с подстанции «Козьмодемьяновская» и локальных дизельных и газовых электростанций.

Актуальность – Расчет параметров сельскохозяйственного предприятия.

Цель – Расчет электроснабжения предприятия по экономическим и энергетическим показателям.

Задачи работы:

- расчет нагрузок;
- выбор питающей подстанции;
- выбор проводников, оборудования;
- определение характеристик трансформаторной подстанции;
- расчет технико-экономических показателей.

1 Описание проекта животноводческого комплекса

В исходных данных есть описание всего технологического проекта комплекса. В нем по пунктам расписаны требования, предъявляемые к строительству животноводческих комплексов, описание технологических процессов на предприятии, описание организационных и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих бесперебойное производство, а также требования предъявляемые к обеспечению электроснабжения.

В данном разделе будет кратко описан весь проект, при этом не углубляясь в определенные понятия и тонкости, которые не связаны с общей темой дипломного проекта.

Изначальной задачей проекта по расчету является определение количества и вместимости секций для размещения всех возрастных групп животных, с учетом требований поточности и ритмичности производства.

По заданию Заказчика ферма должна быть рассчитана на 4800 коров с циклом выращивания ремонтного молодняка, основная доильная установка – индустриальная карусель Dairy Rotor T 8900 на 60 доильных мест с доильной системой Apollo производства GEA Farm Technologies (Германия)- в количестве 2-х штук. На рисунках 1.1 и 1.2 представлены схема и фундамент одной из каруселей.

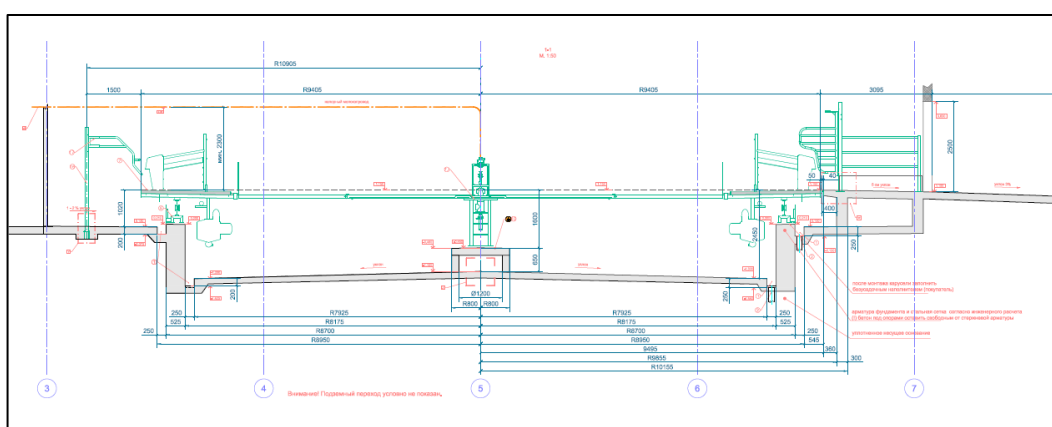




Рисунок 1.2 – Фотография строительства промышленной карусели

Территорию животноводческого предприятия разделяют на функциональные зоны:

- производственную;
- хранения и подготовки кормов;
- хранения отходов производства.

Взаимное расположение зданий и помещений для содержания животных принимают в соответствии с технологическим процессом. Ветеринарные объекты, котельные, навозохранилища открытого типа на территории предприятия следует размещать с подветренной стороны по отношению к животноводческим зданиям. На ферме необходимо иметь отдельные выезды для молоковоза, ввоза кормов и компонентов и вывоза навоза. Также обязательно необходимо обеспечить отвод дождевых вод.

На фермах выращивания нетелей свыше 6000 скотомест, предприятиях по производству говядины свыше 5000 скотомест и по производству молока свыше 800 коров необходимо предусматривать убойно-санитарный пункт на границе территории предприятия.

Таблица 1.1 – Оборот стада (коровы) при выходе предприятия на полную мощность

Группа	Продолжительность периода, дней	Кол-во % от стада	Кол-во голов
Сухостойные	42	11%	543
Транзитная группа	21	6%	272
Отел			0
Новотельные	10	3%	129
Высокопродуктивные	100	27%	1294
Среднепродуктивные	100	27%	1294
Низкопродуктивные	98	26%	1268
ИТОГО:	371	100%	4800
из них дойных коров:			3985
в родильном отделении:			401
профилакторий:		2,0%	96

Из таблицы видно, что всё практически всё поголовье направленно на производство молока. Бычки содержатся в комплексе только на период их достаточного взросления. Далее бычки отправляются в другие предприятия, либо реализуются на месте. В то время как коровы, которые больше не дают молоко, отправляются в другие комбинаты, где возможен убой скота.

Самым важным производственным отделением на МТФ является доильная. Всё здание можно поделить на 3 производственных блока:

- административно-бытовой блок, где обеспечен набор необходимых бытовых и административных помещений;
- 2 доильных зала типа карусель на 60 мест каждый;
- накопитель и сортировочная зона, совмещенные с скотопрогонной галереей.

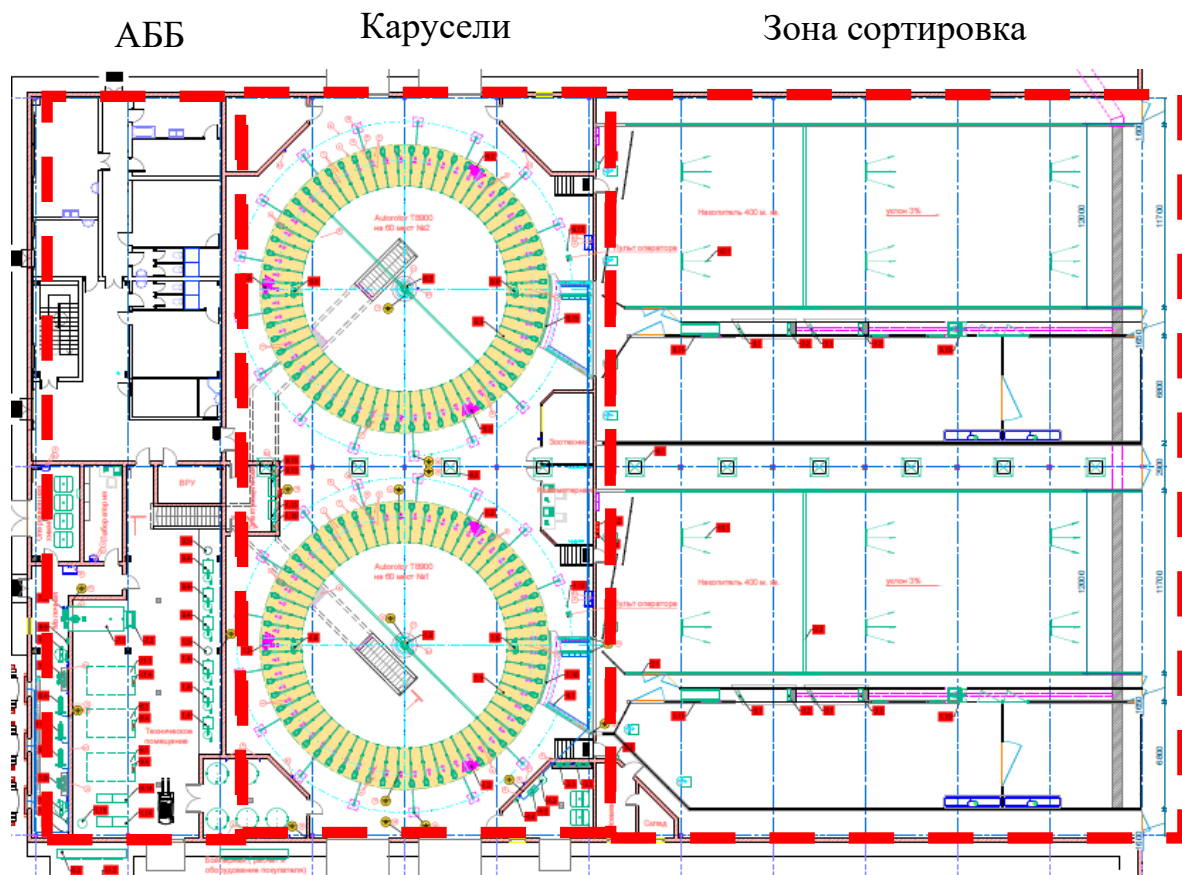


Рисунок 1.3 – Схема доильного блока

Каждый из блоков имеет свои конструктивные особенности. Так, АББ, состоит из двух этажей. На первом расположены технические и вспомогательные помещения для персонала, машинное отделение и молочный блок. На втором смотровые, контрольно-программные пункты, а также зал для совещаний.

Зона сортировки состоит из нескольких накопительных зон, где животные ожидают своей сортировки до и после доения. Оно состоит из нескольких небольших проходов, позволяющих вместить себя не более 1 животного по ширине, для создания ровной очереди и обеспечения равномерной нагрузки каруселей. Каждый из сортировочных пунктов связан со своими коровниками с помощью скотопроездной галереи – это широкий проход, обеспечивающий непрерывность потока скота, желающих пойти на дойку.

Блок каруселей состоит из двух блоков шириной 24 м, в центре которых, размещены так называемы карусели. После прохождения зоны сортировки,

животное попадает в слот на карусели. В этом слоте, автоматическая машина отчищает вымя, после чего, с помощью лазерного целеуказателя, помещает специальный молокоотсос. По истечении процедуры, животное попадает в зону сортировки, где автоматические сортирующие ворота отправляют ее обратно в ее коровник.

Для обеспечения процесса извлечения молока, коровам требуется создания особого микроклимата. Для чего в этом производственном отделе установлены системы контроля микроклимата.

Также системы отопления и вентиляции установлены в самих коровниках, чтобы животным было комфортно проводить свое время. Каждый коровник вмещает в себя сеть отопительных систем, где поддержание температуры обеспечивается водяными обогревателями и инфракрасными излучателями, а также систему вентиляции, которая помимо создания микроклимата, обеспечивает отвод взрывоопасных газов, исключая их накопление.

Одним из важных элементов, обеспечивающих непрерывность технологического процесса, является система отходаотведения. Она выражена в системах удаления жидких и твердых отходов. Жидкие отходы попадают в специальные стоки, где с помощью серии насосов и изменения диаметров труб, они направляются в специальные резервуары, для дальнейшей утилизации.

Твердые отходы попадают в канавы, специально расположенные так, чтобы корова всегда стояла к ним задом. После чего раз в час они удаляются из этих канав специальными дельта-скреперами, куда отходы попадают в специальные молельни, которые упрощают процесс их хранения и утилизации.

Весь вышеуказанный материал был краткой выдержкой технологического проекта всего молочно-товарного комплекса [1]

2 Требования предъявляемые к системам электроснабжения и электромонтажа объекта

2.1 Требования к электромонтажу

Описанные в предыдущем разделе технические процессы позволяют в полной мере оценить необходимые условия и требования для обеспечения электроснабжения данного предприятия. Также есть особые требования, предъявляемые к электромонтажу, из-за связанности технологического процесса с крупным рогатым скотом.

В первую очередь требуется обеспечить выравнивание потенциалов в доильном зале, где все части электрических установок, имеющие контакт с животными, а также остальные токопроводящие части должны быть соединены между собой и с заземляющим проводником установки с целью выравнивания потенциалов.

В поверхность пола должна быть встроена металлическая сетка, соединенная с заземляющим проводником. Для выравнивания потенциалов используется главный заземлитель. В качестве заземлителя используется металлическая полоса или металл круглого сечения, прокладываемые в виде контура в наружном фундаменте здания – в данном случае в фундаменте доильного зала. К этому заземлителю при помощи болтов, зажимов или сварки прочно крепится арматурная сетка или арматура.

По рекомендациям к проектированию электроснабжения сельскохозяйственных предприятий [4], требуется выполнять заземлитель фундамента в виде дополнительных контуров в фундаментах под доильное оборудование, а в залах большого размера – планировать заземляющие контура через каждые 20 метров. От заземлителя делают отводы или точки заземления (стальные пластины), на которых имеются проводящие элементы. Эти отводы соединяются с узлами станкового оборудования. В случае отводов они выдаются примерно на 1 метр выше фундамента. К ним подсоединяется выравнивание потенциалов при монтаже оборудования зала или доильной

установки. Благодаря этому можно сэкономить на прокладке дополнительных проводников для выравнивания потенциалов. Все необходимые присоединение и подключения выполняются согласно ПУЭ.

Перечень необходимых к заземлению участков:

а) Доильная установка:

- 1) Середина карусели (центральный пункт);
- 2) все компоненты станкового оборудования;
- 3) Зона входа (ворота);
- 4) Технический этаж (все металлические трубопроводы).

б) Молочная:

- 1) Автомат промывки и выравниватель потока

в) Машинное отделение:

- 1) Вакуумный насос
- 2) Пневмокомпрессор
- 3) Холодильный агрегат и задняя сторона танков

г) Накопитель, сортировочные зоны:

- 1) Все ограждения
- 2) Поилки

Молниезащиты выполняется следующим образом: выполнить от заземлителя фундамента отводы (примерно на 1,5 м наружу) или вывести точки заземления, как минимум, ко всем наружным углам – для зданий больших размеров на каждую колонну (также длиной около 1,5 м). Рекомендуется установить в точках подвода электропитания грозовые разрядники, а в распределительных устройствах – ограничители перенапряжений.

Также заземляющий контур следует выполнять с учетом размеров рогатого скота. Среднее расстояние между передней и задней парой ног для используемой породы коров составляет 1.7 м, что вызывает необходимость

уменьшения шагового напряжения и нетиповой конструкции заземляющего контура.

2.2 Требования к электроснабжению

В [3] и [2] отражены требования предъявляемые к сельскохозяйственным потребителям, относящимся к I категории, являются крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию на промышленной основе, где количество голов должно составлять более 400.

На животноводческих фермах и комплексах по производству молока к I категории относятся следующие системы электроприёмников:

- доения;
- охлаждения, сбора, первичной обработки и переработки молока;
- приготовления и раздачи кормов;
- водоснабжения, микроклимата, дежурного освещения.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. В качестве второго независимого источника питания могут использоваться электрические сети энергосистемы (сетевое резервирование), местные электростанции или специальные резервные электростанции.

Перерыв в электроснабжении электроприемников I категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. При неавтоматическом вводе резервное питание должно быть обеспечено не позднее чем через 30 мин после отключения основного источника электроснабжения.

К электроприемникам II категории на данной МТФ относятся насосные установки, пневмокомпрессоры, в том числе и система отхоодоотведения.

Электроснабжение электроприемников II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания; перерыв их

электроснабжения допустим на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями.

Для сельскохозяйственных потребителей производственного назначения нормы ограничивают длительность одного перерыва электроснабжения, а также общую длительность всех перерывов за год с учетом не только аварийных, но и плановых отключений, необходимых для ремонтов, профилактических испытаний и других работ. В частности, длительность плановых отключений не должна превышать 3,5 ч. При этом плановые отключения не допускаются в часы работы электрифицированных доильных установок. Повторные плановые отключения в течение суток допускаются через 2 ч.

С целью обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей I и II категории на данном предприятии, будет установлена газопоршневая установка (ГПУ) и дизельная электроустановка (ДЭС), обеспечивающая достаточную мощность для работоспособности МТФ.

3 Расчет нагрузок молочно-товарной фермы и выбор источника питания

Проектирование системы электроснабжения МТФ начинают с определения электрических нагрузок. По величине электрических нагрузок осуществляется выбор всего электрооборудования системы электроснабжения МТФ (силовых трансформаторов, проводов и кабелей, коммутационной аппаратуры, аппаратуры измерений и защиты и др.), определяются потери мощности, электроэнергии, напряжения.

Расчёт электрических нагрузок в сельских электрических сетях производится в соответствии с методическими указаниями по расчёту электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, разработанными институтом ОАО «РОСЭП» [5].

При расчёте по этому методу, в соответствии с суточным графиком электрических нагрузок, пользуются данными о дневном и вечернем максимумах активной, реактивной и полной нагрузок. Так как в формировании нагрузки МТФ «Румелко-Агро» участвуют только производственные потребители предприятия, то расчёт ведётся по дневному максимуму нагрузки.

В проекте произведена оценка сезонных изменения нагрузок. Оценка выполнена на примере изменения электропотребления крупного объекта МТФ – коровника. Для этого, в соответствии с составом потребителей, задействованных в зимний и летний период, был выполнен расчёт нагрузок на вводе коровника указаний по методике расчёта электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92[12].

Расчетные таблицы были помещены в приложение А. Из расчётов, приведённых в Таблицах А.1 и А.2 следует, что наибольшая нагрузка соответствует зимнему сезону. На основе сделанного вывода. Проектирование системы электроснабжение МТФ «Румелко-Агро» по нагрузкам зимнего сезона.

МТФ, которая является комплексом по промышленному производству молока, в принципе, не отличаются от предприятий различных отраслей промышленности. Поэтому применение методики расчёта электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 [12] для определения нагрузки на вводе в коровник может вестись так же, как для промышленных предприятий.

Для определения расчётных нагрузок по источникам питания МТФ выбран метод коэффициента одновременности [5]. В соответствии с запланированным распределением нагрузок на вводах объектов предприятия, между секциями шин распределительных устройств низкого напряжения

(РУНН) трансформаторной подстанции, расчётная нагрузка $P_{\text{СШ.ТП}}$ определяется по формуле 3.1:

$$P_{\text{СШ.ТП}} = k_{\text{он}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{в}i} \quad (3.1)$$

где $k_{\text{он}}$ – коэффициент одновременности для числа присоединений n (определяется по таблице 4.1 - в сетях 0,38 кВ и по таблице 4.2 - в сетях 6-20 кВ [5, с. 10-13]);

$P_{\text{в}i}$ – расчётная активная мощность на вводе i -го присоединения (объекта предприятия).

Соответствующая реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\text{СШ.ТП}} = P_{\text{СШ.ТП}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (3.2)$$

где $\text{tg}\varphi$ – естественный коэффициент реактивной мощности проектируемого объекта. Может быть определён по таблице 4.5 [5, с. 19].

Расчётные нагрузки на вводах в производственные объекты животноводческих комплексов $P_{\text{в}i}$ принимаются по действующим проектам, а при их отсутствии - по данным Приложения 4 [5, с. 87]. При этом, нагрузки потребителя, отличающегося величиной установленной мощности от соответствующего потребителя по Приложению 4 [5, с. 87], определяются экстраполяцией или интерполяцией. Для электрических нагрузок ТП, питающих законченные строительством животноводческие комплексы рост нагрузок не предусматривается.

В таблице А.3 приведён перечень объектов электропотребления МТФ «Румелко-Агро» и соответствующие им установленные мощности и расчётные нагрузки, и токи на вводе в объекты.

По результатам расчета нагрузки стала известна необходимая мощность, что позволяет выбрать источник питания.

Сетевая компания рассмотрела ПАО «Россети – Центр» - «ТверьЭнерго»
3 варианта подключения объекта к сети:

Первый вариант – Подстанция 35/10 кВ «Козьмодемьяновская». Она является предлагаемым вариантом из-за наличия существующей проходящей рядом с объектом линии 10 кВ, что позволяет сделать отпайку и направить мощность непосредственно на объект. Единственная проблема – сетевая компания не может обеспечить более 1000 кВт по этому направлению.

Второй и Третий вариант – подстанции, расположенные более удаленно от объекта и не имеющих проходящим рядом магистралей. Изначально они рассматривались как альтернатива первому, если заказчик не согласится на более низкую мощность при использовании существующей магистрали.

По техническим условиям сетевая компания не может обеспечить полную мощность предприятию и сеть ограничена 1000 кВт, из-за чего на объекте принято решение установить ГПУ, обеспечивающее ликвидацию дефицита мощности. Из-за наличия на объекте потребителей 1-й и 2-й категории, также на подстанции предприятия устанавливаются ДЭС (дизельные электростанции), которые, в случае аварийной ситуации, обеспечивают необходимой мощностью данных потребителей.

Всего на объекте требуется 3 трансформаторных подстанции. В дальнейших расчетах будет рассматриваться расчет ТП-1.

4 Светотехнический расчёт электрического освещения.

4.1 Расчёт рабочего освещения

Размещение светильников для типового рабочего места, независимо от сферы работ, определяется размерами, указанными на рисунке 4.1.

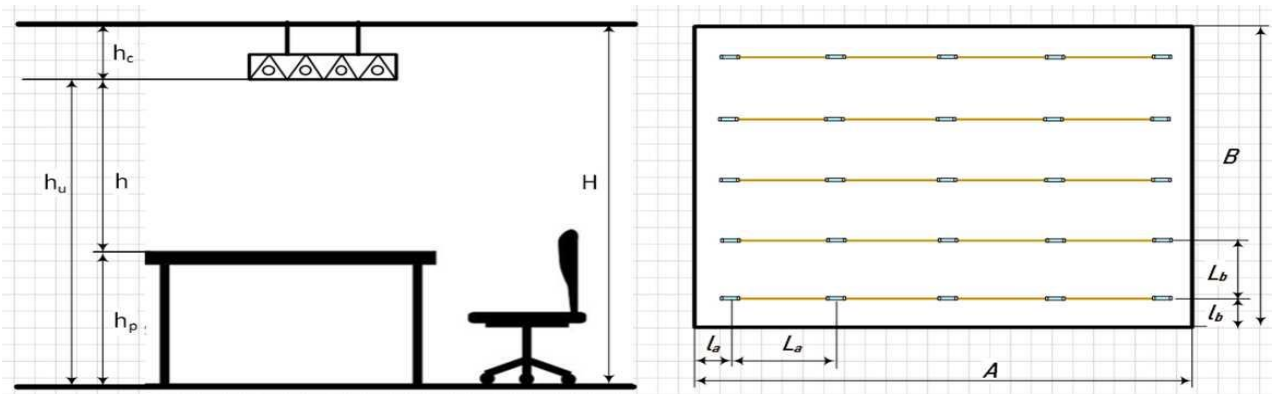


Рисунок 4.1 – Размещение светильников:

h_c – высота подвески светильников, м; h_p – высота рабочей поверхности, м; h_u – высота подвеса светильников над полом, м; h – расчетная высота, м; H – высота здания, м; l_a – расстояние от стенки до светильников в поперечной оси, м; l_b – расстояние от стенки до светильников в продольной оси, м; L_a – расстояние между светильниками в продольной оси, м; L_b – расстояние между светильниками в поперечной оси, м; A – длина помещения, м; B – ширина помещения, м.

Задача расчёта – определение числа и мощности источника света или определение фактической освещённости, создаваемой спроектированной установкой. Расчёт освещения выполняется методом коэффициента использования светового потока.

Учитывая, что светодиодные светильники имеют более высокую световую отдачу и больший срок службы, определена целесообразность использования этих источников для общего освещения производственного помещения.

Линейные излучатели могут рассматриваться как точечные, если их длины в два раза меньше расстояния до точки, в которой определяется создаваемая ими освещённость, при этом погрешность при расчёте не превышает 5% [6]. В проекте планируется выбрать светильник светодиодный ~230В, 80Вт, УХЛ1, IP67 имеющего габаритные размеры – Д х Ш х В = 1475

х 106 х 66 мм. Расчётная высота здания многократно превышает длину светильника, поэтому расчёт будут вестись как с точечным источником.

Для рабочего освещения выбираем светодиодные лампы класса светораспределения П по типу кривой силы света (КСС) класса Д (косинусный).

Выполним светотехнический расчёт на примере одного из однотипных коровников дойного стада. Расчёт по другим объектам молочно-товарной фермы (МТФ) выполняются аналогично.

Коровник имеет размеры 246х59 м. В середине коровника по поперечной оси подходит галерея с двумя проходами шириной 4,5 м, по которой животные проходят на доение и обратно в корпус. Расположение

Технологические параметры коровника, расположены зеркально как относительно поперечной, так и продольной оси. в том числе: длина сдвоенных стоек; ширина стоек по осям; ширина навозного прохода возле кормового стола; ширина межстойлового навозного прохода; ширина поперечных проходов без поилок. Таким образом, светотехнический расчёт жилой зоны коровника и определение числа светодиодных светильников можно выполнить. Только на четвертой части коровника. А, так же рассчитать количество светильников в логистической галерее, размером 59х6 м.

Выделенная для расчёта часть коровника имеет следующие габариты: длина А = 120 м, ширина В = 29,5 м, среднюю высоту Н = 10 м.

Согласно ГОСТ Р 55710-2013 [7], за высоту для рабочей поверхности, принята высота кормового стола на уровне пола $h_p = 0$ м, а высоту подвеса $h_c = 5$ м, что не противоречит пункту 6.6.4 ПУЭ [2], так как применена система крепления светильников, исключая их раскачивание.

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h = H - h_p - h_c = 10 - 0 - 5 = 5 \text{ м} \quad (4.1)$$

Для обеспечения равномерности освещения светильники обычно размещают по вершинам квадрата или ромба. Оптимальное расстояние между светильниками определяется по формуле

$$\lambda_3 h \leq L \leq \lambda_y h \quad (4.2)$$

где λ_3, λ_y – относительные энергетическое и светотехническое оптимальные расстояния между светильниками.

Для светодиодного светильника необходимо определить значение λ_3 , равное отношению расстояния между светильниками к высоте их подвеса. Коэффициенты определяются формой кривой силы света, для светодиодных светильников рабочего освещения принимаем КСС косинусную (Д). Это значение и относительное светотехническое оптимальное расстояние для светильника для КСС типа Д находятся в интервале $\lambda_3 = 1,2 \div 1,6$ и $\lambda_y = 1,6 \div 2,1$. Для энергоэкономичных люминесцентных и светодиодных светильников λ_3 может быть принято равным единице или совсем не учитывается при назначении числа светильников в ряду. Если совсем не учитывать, то должно выполняться только одно условие – расстояние между светильниками не должно превышать $\lambda_y h$.

В предварительном расчёте определяется желательное расстояние между светильниками в ряду:

расстояние с учётом энергосбережения L_A^3 будет равно:

$$L_A^3 = \lambda_3 \cdot h = 1,0 \cdot 5,0 = 5,0 \text{ м} \quad (4.3)$$

расстояние с учётом светотехнического оптимального расстояния между светильниками L_y^3 будет равно:

$$L_y^3 = \lambda_y \cdot h = 2,1 \cdot 5,0 = 10,5 \text{ м} \quad (4.4)$$

Из интервала возможных расстояний от 5 до 10,5 м, принимается для расчёта $L=6,32$ м. При принятом расстоянии количество светильников в ряду

$$n = \frac{A}{L} = \frac{120}{6.32} = 19 \quad (4.5)$$

Расстояние от стены до светильника l_A рекомендуется принимать в интервале $l_A = \beta \cdot L_A^{\text{пр}}$, где $\beta = (0,3 \div 0,5)$ – относительное расстояние от крайнего светильника до стены. В проекте задано $\beta = 0,5$. С учётом принятого, l_A определяется по формуле:

$$l_A = \beta \cdot L = 0,5 \cdot 6.32 = 3.16 \text{ м} \quad (4.6)$$

Окончательно определяется расстояние между соседними светильниками в ряду L_A по формуле:

$$L_A = \frac{(A - 2 \cdot l_A)}{n - 1} = \frac{120 - 2 \cdot 3,16}{19 - 1} = \frac{113.68}{18} = 6.31 \text{ м} \quad (4.7)$$

Методики по светотехническому расчёту рекомендуют, что бы пропорция соотношение между длиной и шириной прямоугольника ориентированного вдоль длиной стороны помещения, в вершинах которого находятся светильники не превышало 1,5. Из этого условия следует, что расстояние между рядами находилось в диапазоне от 1,5 до 1,0. При расстоянии между соседними светильниками в ряду 6.31 м, диапазон возможного расстояния между рядами светильников представляет собой интервал (6.31 ÷ 9.46 м).

Предварительно, зададим расстояние между рядами $L_B^{\text{пр}}$ равным 7,37 м, тогда количество рядов:

$$n_B = \frac{B}{L_B^{np}} = \frac{29,5}{7,32} = 4 \quad (4.8)$$

В проекте принято относительное расстояние от стен до крайнего светильника между рядами и ряду $\beta = 0.5$. Тогда расстояние от крайнего ряда до стены l_B будет равно:

$$l_B = \beta \cdot L_B^{np} = 0,5 \cdot 7,32 = 3,66 \text{ м} \quad (4.9)$$

Окончательно определяется расстояние между соседними светильниками в ряду L_B по формуле:

$$L_B = \frac{(B - 2 \cdot l_B)}{n - 1} = \frac{29,5 - 2 \cdot 3,66}{4 - 1} = \frac{22,2}{3} = 7,39 \text{ м} \quad (4.10)$$

Вычислим общее количество светильников на участке коровника и оценим количественно план размещения светильников по рекомендуемому соотношению сторон прямоугольника размещения светильников:

$$\begin{cases} N = n_A \cdot n_B = 19 \cdot 4 = 76; \\ \frac{L_A}{L_B} = \frac{7,37}{6,32} = 1,17 < 1,5 \end{cases} \quad (4.11)$$

где 1,5 – это рекомендованное число, за которое не должно выходить соотношение L_A / L_B .

Определим светотехнические параметры светильников, необходимые для расчётов, позволяющих обеспечить требуемую нормативную освещённость. Для этого вначале определим индекс помещения i :

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} = \frac{120 \cdot 29,5}{5(120 + 29,5)} = 4,74 \approx 5 \quad (4.12)$$

Предположительно оценим коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка – $\rho_{\text{п}} = 0,5$ (принимая, что стены окрашены светлой краской), стен – $\rho_{\text{с}} = 0,5$ (принимая, что стены окрашены светлой краской), коэффициент отражения расчётной поверхности или пола как правило принимается $\rho_{\text{пл}} = 0,2$ [8].

Затем, определяется коэффициент использования светового потока светодиодного светильника по каталогу производителя $\eta = 0,99$.

Коэффициент эксплуатации $MF = 0,85$. Такое значение принято исходя из допустимости потери 15 (10 – 20) % светового потока в период эксплуатации.

Требуемый световой поток в каждом отдельном светильнике находится по формуле [8]:

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot z}{n \cdot \eta \cdot MF} = \frac{200 \cdot 7080 \cdot 1,0}{152 \cdot 0,99 \cdot 0,85} = 11062 \text{ лм} \quad (4.13)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормируемая норма освещённости: согласно нормам освещённости промышленных объектов [7] для ферм КРС общий уровень освещённости не должен быть равен $E_{\text{н}} = 200$ Лк; при допустимости временного снижения до 150 Лк;

MF – коэффициент эксплуатации 0,85;

S - освещаемая площадь 7080 м²;

$$z = E_{\text{ср}} / E_{\text{мин}} = 1,0$$

n – число светильников 152;

η – коэффициент использования светового потока равен 0,99.

Для рекомендуемых значений ($L < h$), принимается $z = 1,15$ для ЛН и ДРЛ и $z = 1,10$ для люминесцентных ламп при расположении светильников в виде светящихся линий. Для отражённого освещения принимается $z = 1,0$. При расчёте средней освещённости z не учитывается.

По полученному световому потоку выбираем светодиодные светильники Российского производителя Varton Iron V1-IA-70155-03000-6708040 [9] с номинальным световым потоком $\Phi_{\text{св}} = 11010$ лм и потребляемой мощностью 80 Вт.

Фактический общий световой поток светильников:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_{\text{ф.св}} = n \cdot \Phi_{\text{св}} = 152 \cdot 11010 = 1673520 \text{ лм} \\ \text{при необходимом} \\ \Phi_{\text{н.св}} = n \cdot \Phi = 152 \cdot 11174 \text{ лм} = 1698448 \text{ лм} \end{array} \right. \quad (4.14)$$

Из сопоставления фактического значения светового потока рабочего освещения с требуемым световым потоком по формуле (4.11) следует, что:

$$\Delta\Phi_{\%} = \frac{\Phi_{\text{фсв}} - \Phi_{\text{н.св}}}{\Phi_{\text{н.св}}} \cdot 100\% = \frac{1673520 - 1698448}{1698448} \cdot 100\% = -0,47\% \quad (4.15)$$

Номинальный поток отличается от фактического на 0,47 %, что входит в допустимые пределы -10 – +20 % [9].

Таким образом, нормативная освещённость жилой зоны коровника обеспечивается подвесом в 304 точках на высоте 5,0 м от нулевой отметки уровня пола.

Установленная мощность осветительной нагрузки жилой зоны коровника будет равна:

$$P_{\text{уст}} = n \cdot P_{\text{н.св}} = 304 \cdot 80 = 24320 \text{ Вт} = 24,32 \text{ кВт} \quad (4.16)$$

где $P_{\text{н.св}}$ – номинальная мощность светильника рабочего освещения;

n – число светильников.

На рисунке 4.2 представлена структура сети рабочего освещения в левой части коровника молочного стада.

В средней части по поперечной оси коровника проходит центральная галерея с двумя проходами шириной 3 м. Размер галереи 59х6 м норма освещённости 200 Лк. Для обеспечения нормативной освещённости должны быть установлено 7 светильников той же марки и мощности.

От осветительному щита коровника запитана так же: межкорпусная галерея размером 9х6 м, с высотой подвеса светильников 3 м, мощностью светильника 35 Вт в количестве 12 штук; лампы освещения электрощитовой 2 шт. по 25 Вт; для наружного освещения консольные светодиодные светильники мощностью 45 Вт в количестве 4 штук. Общая мощность осветительной нагрузки рабочего освещения равна:

$$P_{oc} = 311 \cdot 80 + 12 \cdot 35 + 2 \cdot 25 + 4 \cdot 45 = 25530 \text{ Вт} = 25,5 \text{ кВт.}$$

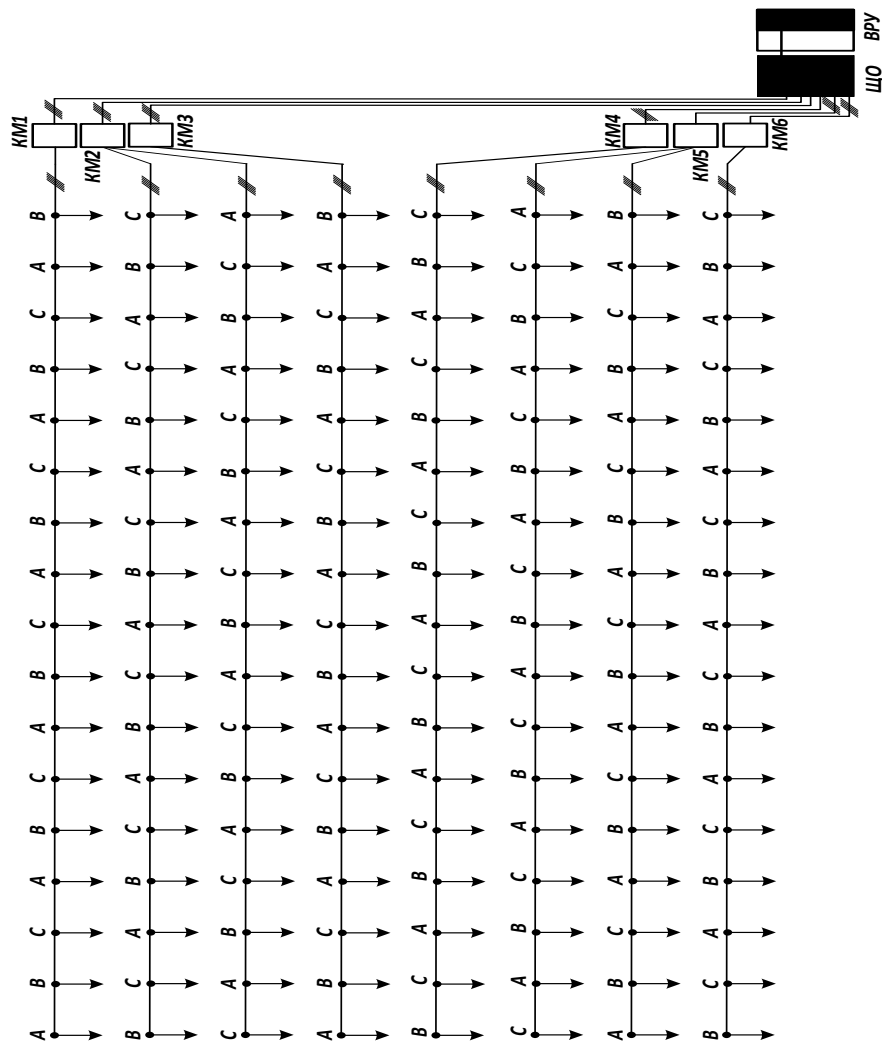


Рисунок 4.2 – Структура электрической сети рабочего освещения

4.2 Расчёт аварийного освещения

Аварийное освещение необходимо в производственных помещениях с постоянно работающими в них людьми, где выход в темноте опасен из-за продолжения работы оборудования [10]. Эвакуация работников из коровника возможна только по зоне, где отсутствуют коровы. Такими зонами в каждой половине коровника являются два кормовых стола шириной по пять метров. Для светотехнического расчёта эвакуационный путь принят следующего размера: длина – 113 м; ширина – 10 м.

Расчёт аварийного освещения производится по аналогии с расчётом рабочего освещения. Как и для рабочего освещения, для аварийного освещения сохраняется высота подвеса $h_c = 5$ м и расстояние между светильником и рабочей поверхностью $h = 5$ м. Так как нормы освещённости при аварийном освещении на порядок меньше рабочего, то с целью унификации типа светильников, выполним расчёт на минимальное число светильников. Как и для рабочего освещения будет применён светильник класса светораспределения – П и КСС – Д(косинусная). Для такого светильника относительное светотехническое оптимальное расстояние между светильниками $\lambda_y = 2,1$, что соответствует возможному расстоянию между светильниками в ряду 10,5 м. Фактически принято расстояние между светильниками в ряду 18,7 м. По формулам используя ранее для рабочего освещения, при относительном расстоянии от крайних светильников между рядами и ряду $\beta = 0,5$, получим: число светильников в ряду $n_A = 6$: расстояние между светильниками ряду $L_A = 18,7$ м; расстояние крайнего светильника до стены – $l_A = 9,8$ м; число рядов светильников $n_B = 2$: расстояние между рядами $L_B = 5$ м; расстояние от крайнего ряда до стены – $l_B = 2,5$ м

Так как сохраняется высота подвеса $h_c = 5$ м и расстояние между светильником и рабочей поверхностью $h = 5$ м, а так же тип светильников, то используемые при расчёте рабочего освещения коэффициенты эксплуатации

$MF = 0.85$ и использования светового потока $\eta=0,7$, применимы при расчёте аварийного освещения.

Нормами освещённости для коровника принимается $E_{ав} \geq 0,05 \cdot E_H = 10$ Лк. $E_{э} = 0,05E_H$. Определим требуемый световой поток каждого светильника аварийного освещения, который находится по формулу (4.9):

$$\Phi = \frac{E_{ав} \cdot S \cdot z}{n \cdot \eta \cdot MF} = \frac{10 \cdot 1130 \cdot 1}{12 \cdot 0,7 \cdot 0,85} = 1571 \text{ лм} \quad (4.17)$$

По полученному световому потоку выбираем светодиодные светильники Varton Iron 3.0 V1-IA-7HE71-03G02-6701640 с номинальным световым потоком $\Phi_{св} = 1800$ лм и номинальной мощностью 16 Вт.

Фактический общий световой поток светильников:

$$\Phi_{фсв} = n \cdot \Phi_{св} = 12 \cdot 1800 = 21600 \text{ лм} \quad (4.18)$$

Из сопоставления фактического значения светового потока аварийному освещению, с требуемым световым потоком по формуле (4.11) следует, что

$$\Delta\Phi_{\%} = \frac{\Phi_{фсв} - \Phi}{\Phi} \cdot 100\% = \frac{21600 - 12 \cdot 1571}{12 \cdot 1571} \cdot 100\% = 14,58\% \quad (4.19)$$

Фактический световой поток превышает требуемый поток на 14,6 %, что входит в допустимо для аварийного освещения.

Таким образом, нормативная аварийная освещённость одной зоны эвакуации из жилой части коровника обеспечивается подвесом светильников в 12 точках на высоте 5 м от нулевой отметки уровня пола. Фактическая освещённость путей эвакуации равна 14,5 Лк.

Установленная мощность аварийного освещения состоит из:

- сорока восьми светильников аварийного освещения жилой зоны коровников мощностью по 16 Вт;
- семи светильников в центральной и межкорпусной аллеях по 16 Вт;
- одного светильника в электрощитовой мощностью 16 Вт,
- десяти аварийных светильников с табличкой выход мощностью 3,6 Вт.

$$P_{\text{уст.а}} = P_{\text{н св.а}} = 55 \cdot 16 + 10 \cdot 3,6 = 916 \text{ Вт} = 0,9 \text{ кВт} \quad (4.20)$$

где $P_{\text{н св.а}}$ – номинальная мощность светильников аварийного освещения.

4.3 Расчёт мощности осветительной нагрузки коровника

Расчёт мощности осветительной нагрузки коровника произведём методом коэффициента спроса. Примем предположение, что сеть аварийного освещения включается только в целях эвакуации рабочих из помещения. Поэтому, в расчёте нагрузки учитывается рабочее освещение. Расчётную активную мощность осветительной нагрузки определим по следующей формуле:

$$P_{\text{расч.о}} = P_{\text{ос}} \cdot K_c \cdot K_{\text{ПРА}} = 25,5 \cdot 0,95 \cdot 1 = 24,2 \text{ кВт} \quad (4.21)$$

где $P_{\text{ос}}$ – номинальная мощность светильников рабочего освещения, кВт;

K_c – коэффициент спроса, для производственных помещений принимается равным 0,95 [11];

$K_{\text{ПРА}}$ – коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре, для светодиодных светильников принимаем равным 1.

Затем определяем расчётную реактивную мощность осветительной нагрузки при коэффициенте мощности светодиодных ламп равном 0,95:

$$Q_{\text{расч.о}} = P_{\text{расч.о}} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = 24,2 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,95} - 1} = 7,95 \text{ кВар} \quad (4.22)$$

Определим расчётную полную мощность осветительной нагрузки:

$$S_{\text{расч.о}} = \sqrt{P_{\text{расч.о}}^2 + Q_{\text{расч.о}}^2} = \sqrt{24,2^2 + 7,95^2} = 25,4 \text{ кВА} \quad (4.23)$$

5 Расчёт числа, мощности трансформаторных подстанций и центра электрических нагрузок.

5.1 Расчёт числа и мощности трансформаторных подстанций

При проектировании сельхозпредприятий, необходимо учитывать требования потребителей, но надёжности электроснабжения. На МТФ «Румелко-Агро» к потребителям второй категории отнесены потребители, приведённые в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Потребители 2 категории МТФ «Румелко-Агро»

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность $P_{\text{уст}}$, кВт	Расчётная мощность $P_{\text{расч}}$, кВт	Расчётный ток $I_{\text{расч}}$, А
1	Предлагуна 24.2	84,80	66,80	103.8
2	Предлагуна 24.3	85,00	66,80	103.8
3	Предлагуна 24.4	102,00	78,30	121.7
4	Предлагуна 24.5	163,00	127,90	198.7
5	Доильно-молочный блок "Карусель"	772,00	600,40	932.9
6	Доильно-молочный блок "Параллель"	329,60	242,00	374.4
7	Теплоэнергетический центр	35,60	27,00	43.64

Окончание таблицы 5.1

8	Собственные нужды газопоршневой установки (СН ГПУ)	54,40	54,40	88,57
9	Насосная станция 2-го водоподъёма	275,00	239,00	371
10	Станция разделения навозных стоков	271,00	254,31	409,64

Из анализа Генплана предприятия следует, что все потребители 2-й категории, за исключением насосной станции 2-го водоподъёма (9) и станции разделения навозных стоков (10), могут быть запитаны от одной подстанции. Для потребителей 2-й категории по № 9 и 10 следует рассматривать другие варианты электроснабжения.

Потребители 3 категории распределяются следующим образом:

- электроприёмники административно-бытовой зоны будут запитаны от подстанции ТП-1, являющийся основным источником электроснабжения потребителей 2 категории,
- нагрузки системы кормоприготовления и часть коровников запитываются от ТП-2;
- убойно- санитарный блок и два коровника запитываются от ТП-2.

Рассмотрим вариант электроснабжения потребителей МТФ «Румелко-Агро» от трех подстанций. В соответствии с рекомендациями о том, что для потребителей второй категории двухтрансформаторные ТП применяются если потребители 2-й категории не допускают перерыв в электроснабжении более 0,5 часа или имеют расчётную нагрузку 250 кВт и более. Так же учтём, что потребители 2-й категории должны быть обеспечены резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала. При питании от одной подстанции необходимо иметь два трансформатора или «складской» резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающих потребителей 2-й категории, при условии, что замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов. На время замены

трансформатора может вводиться ограничение питания потребителей с учётом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Определим максимальную расчётную мощность потребителей для каждой секции шин распределительных устройств низкого напряжения (РУНН) трансформаторных подстанций предприятия. Максимальная расчётная мощность потребителей для каждой секции шин определена с учётом коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок ТП.

Коэффициенты одновременности определены по табл. 4.1 [5], для производственных потребителей, методом интерполяции:

- для ТП-1, при определении коэффициента одновременности не учтены потребители мощностью менее 20 кВт коэффициент определен по 12-ти потребителям, $K_o=0,63$;
- ТП-2 для 5-ти потребителей, $K_o=0,75$;
- ТП-3 для 4-х потребителей, $K_o=0,78$.

Суммарная расчётная мощность потребителей ТП-1 распределённым по трём секциям шин:

- первая секция шин $P_{\text{расч.СШ-1}} = 236,5 \times 0,63 = 149$ кВт потребителей 3-й категории;
- суммарная расчётная мощность потребителей 2-й категории, распределённая по 2-й и 3-й секции шин равна $P_{\text{расч.СШ-2+СШ-3}} = 1262,6 \times 0,63 = 795,4$ кВт.

$$\sum P_{\text{расч.ТП-1}} = 149 + 795,4 = 944,4 \text{ кВт.}$$

Во всех рабочих режимах работы от СШ-2 осуществляется питание ВРУ потребителей:

- доильно-молочный блок с залом «Карусель» - $600,4 \times 0,63 = 378,3$ кВт;
- предлагауна системы навозоудаления 24.4 - $78,3 \times 0,63 = 49,3$ кВт.

Всего: 427,6 кВт

От СШ-3 осуществляется питание ВРУ потребителей:

- доильно-молочный блок «Параллель»- $241 \times 0,63 = 151,7$ кВт;
- предлагауна системы навозоудаления 24.5 - $127,9 \times 0,63 = 80,6$ кВт;
- предлагауна. системы навозоудаления 24.3 - $66,8 \times 0,63 = 42,1$ кВт;
- предлагауна системы навозоудаления 24.2 - $66,8 \times 0,63 = 42,1$ кВт;
- Собственные нужды ГПУ $54,3 \times 0,63 = 34,3$ кВт;
- ТЭЦ $27,0 \times 0,63 = 17,0$ кВт.

Всего: 367,8 кВт

Максимальная расчётная мощность потребителей подключённых к РУНН ТП-2 с учётом того, на секции шин подключено пять потребителей, что соответствует $K_0=0,75$ будет равно $P_{расч.ТП-2}=0,75 \times 586,5=439,9$ кВт.

Максимальная расчётная мощность потребителей подключённых к РУНН ТП-3 с учётом того, на секции шин подключено четыре потребителя, что соответствует $K_0=0,78$ будет равно $P_{расч.ТП-3}=0,78 \times 467,3=364,5$ кВт.

С учётом рекомендации о том, что при питании от одной подстанции необходимо иметь два трансформатора или «складской» резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающих потребителей 2-й категории, выберем трансформаторы номинальной мощности 630 кВА. Максимальная активная мощность таких трансформаторов при коэффициенте загрузки $k_3 = 1$ и $\cos \varphi = 0,93$: $P_{тр} = 630 \times 0,93 = 586$ кВт. В нормальном режиме работы коэффициент загрузки будет равен: на ТП-1 – $k_{3, ТП-1} = 944,4 / (2 \times 586) = 0,8$ (в послеаварийном режиме $k_{3, па ТП-1} = (944,4 - 159) / 586 = 1,36$); на ТП-2 – $k_{3, ТП-2} = 439,9 / 586 = 0,75$; на ТП-3 – $k_{3, ТП-3} = 364,5 / 586 = 0,62$. На ТП-3 можно

– бы было применить трансформатор мощностью 400 кВА, но тогда увеличится состав «складского» резерва трансформаторов.

Выполним оценку требуемой активной мощности источников питания потребителей МТФ «Румелко-Агро». Для этого рассчитаем потери активной мощности в трансформаторах по формуле:

$$\Sigma \Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{\text{к.з}} \cdot k_3^2 \quad (5.1)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора (для ТМ-630 $\Delta P_{xx} = 1,56$ кВт);

$\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери короткого замыкания трансформатора (для ТМ-630 $\Delta P_{\text{к.з}} = 8,5$ кВт).

Потери $\Sigma \Delta P_{\text{тр}}$ в трансформаторах подстанции:

$$\text{- ТП-1} - \Sigma \Delta P_{\text{тр ТП-1}} = 2 \cdot (1,56 + 8,5 \cdot 0,8^2) = 2 \cdot 7 = 14 \text{ кВт};$$

$$\text{- ТП-2} - \Sigma \Delta P_{\text{тр ТП-2}} = 1,56 + 8,5 \cdot 0,75^2 = 6,3 \text{ кВт};$$

$$\text{- ТП-3} - \Sigma \Delta P_{\text{тр ТП-3}} = 1,56 + 8,5 \cdot 0,62^2 = 4,8 \text{ кВт}.$$

Всего $\Sigma \Delta P_{\text{тр}}$: 25,1 кВт.

Коэффициент одновременности при суммировании нагрузок подстанций 10/0,4 кВ определяется из таблицы 4.2 [1]. Для МТФ «Румелко-Агро», проектируемой на трёх подстанциях, он равен $k_0=0,85$. Тогда мощность нагрузок, питаемых от источника питания на напряжении 10 кВ будет равна:

$$P_{\text{расч.10}} = k_0 \cdot (\Sigma P_{\text{расч.0,4}} + \Sigma \Delta P_{\text{тр}}) = 0,85 \cdot (944,4 + 439,9 + 364,5 + 25,1) = 0,85 \cdot (1748,8 + 25,1) = 0,85 \cdot 1773,9 = 1507,8 \text{ кВт}$$

В качестве основного источника электроснабжения является технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Центр»-«Тверьэнерго» в соответствии с техническими условиями. По техническими условиями присоединения номинальное напряжение источника питания 10 кВ. максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств - 1000 кВт и коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,93$. Таким образом, основного источника электроснабжения недостаточно для покрытия потребности энергопринимающих устройств МТФ.

Для обеспечения расчётной нагрузки, присоединяемой к шинам ТП-1 предусматривается в качестве дополнительного источника питания газопоршневая установка (ГПУ) с номинальной мощностью 635 кВт, работающей в нормальном режиме параллельно с сетью, с применением устройства синхронизации. Потребляемая мощность собственных нужд ГПУ составляет 54,4 кВт. Запрет выдачи мощности от ГПУ во внешнюю энергосистему осуществляется посредством сравнения показателей мощности на вводах от трансформатора и от ГПУ. ГПУ – контейнерная электростанция Jenbacher JMS 3 12 GS-N.L с газовым двигателем расположена рядом с ТП-1. Вводы от ГПУ подключены к каждой секции РУ 0,4 кВ ТП-1.

В нормальном режиме работы трансформаторы Т1, Т2 ТП – 1 и ГПУ должны быть сфазированы, распределение нагрузки между трансформаторами Т1, Т2 и ГПУ определяется внутренними сопротивлениями источников питания. Для оптимальной загрузки ГПУ необходимо произвести перераспределение нагрузки потребителей 2-й категории между секциями шин СУJ-2 и СШ-3 включением вводов ВРУ потребителей от СШ-2 или от СШ-3.

Для обеспечения надёжности электроснабжения электроприёмников второй категории, присоединяемых к шинам ТП-1 в качестве резервного источника питания устанавливаем дизель-генерирующее устройство (ДГУ) мощностью 1 МВт. Запуск ДГУ осуществляется при потере напряжения на шинах ТП-1. Комплекс противоаварийной автоматики ДГУ предусматривает

ступенчатый набор нагрузки. Система АВР, предусматривает блокировку синхронной работы ДГУ с энергосистемой и ГПУ, предотвращающую попадание напряжения от ДГУ в питающую сеть и в линию от ГПУ путём отключения секционного выключателя на шинах 0,4 кВ ТП-1.

В качестве ДГУ-1 использована двухагрегатная дизельная электростанция ЭД(2х600)С-Т400-50-2РН-G2, номинальное напряжение - 400/230 В, частота 50 Гц, номинальная мощность-1200 кВт (2х600 кВт), степень автоматизации – 2, оснащена программируемым контроллером ComAp InteliGen 200, с функцией синхронизации двух ДГУ установок и функцией автозапуска. Сигнал автозапуска ДГУ-1 предусмотрен схемой блока АВР.

ДГУ-1 подключена ко 2 СШ РУ 0,4 кВ ТП-1 одной линией. Автозапуск ДГУ-1 осуществляется контроллером при полном отсутствии напряжения на 2 СШ питания от силовых трансформаторов ТП-1 и от ГПУ. Питание собственных нужд ДГУ-1 осуществляется от шкафа собственных нужд (ШСН) ТП-1.

Наличие устройств АВР питания в РУ 0,4 кВ проектируемого объекта позволяет повысить надёжность электроснабжения всех электроприемников до требований, предъявляемым к электроприемникам первой категории, перерыв электроснабжения которых составляет около одной секунды, на время автоматического переключения нагрузки на оставшийся в работе ввод.

Проектируемая ТП-2, принята двухсекционной, с функцией автоматического включения резерва в случае потери напряжения на любой из секций шин 10 кВ. В нормальном режиме работы секции шин ТП-2 питаются от электрических сетей ПАО «МРСК Центра»-«Тверьэнерго». Электроприемники 2-й категории подключены к 2-ой секции шин, которая в свою очередь в аварийном режиме питается от дизель-генерирующего устройства (дизельной электростанции) номинальной мощности 320 кВт ЭД320С-Т400-50-2РН-G2. Запуск ДГУ осуществляется автоматически при потере напряжения на шинах ТП-2. Комплекс противоаварийной автоматики

ДГУ предусматривает ступенчатый набор нагрузки. Система АВР, предусматривает блокировку синхронной работы ДГУ с энергосистемой и ГПУ путём отключения секционного выключателя на шинах 0,4 кВ в случае потери питания от трансформаторов.

Проектируемая ТП-3, принята односекционной. В аварийном режиме станция разделения навозных стоков питается от дизель-генерирующего устройства (дизельной электростанции) номинальной мощности 320 кВт ЭД320С-Т400-50-2РН-G2.

5.2 Расчёт центра электрических нагрузок подстанций 10/0,4 кВ

Для снижения суммарной длины и сечения провода линий электропередачи ТП располагают по возможности в центре электрических нагрузок (ЦЭН). При этом подстанция должна устанавливаться на участке незатопляемом ливневыми или паводковыми водами, иметь удобный подход линии высшего напряжения, не загромождать проезд транспорту. Координаты ЦЭН подстанций определяются по формулам:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (5.2)$$

где x_i и y_i – координаты i -ого потребителя, который планируется подключить к данной подстанции;

P_{pi} – расчётная нагрузка i -ого потребителя;

n – число потребителей.

Результаты расчёта ЦЭП для подстанции ТП-1 приведены на рисунке 5.1.

Из полученных результатов по определению ЦЭН следует:

- подстанция должна быть размещена на уровне координаты ЦЭН по оси Y;

- учитывая факт объединения ТП-1 с ГПУ и ДГУ в теплоэнергетический центр, подстанцию целесообразно вынести из зоны обитания коров (коровников и доильно-молочного блока);

- место размещения ТП-1 переносится влево от ЦЭН на расстояние 50 м от точки ввода напряжения 10 кВ от ПАО «Россети Центр»-«Тверьэнерго».

Аналогично выполняется расчёт для определения ЦЭН для ТП-2, ТП-3, и определяется место размещения подстанций. Результаты выбора мест размещения подстанций указаны на Генеральном плане предприятия.

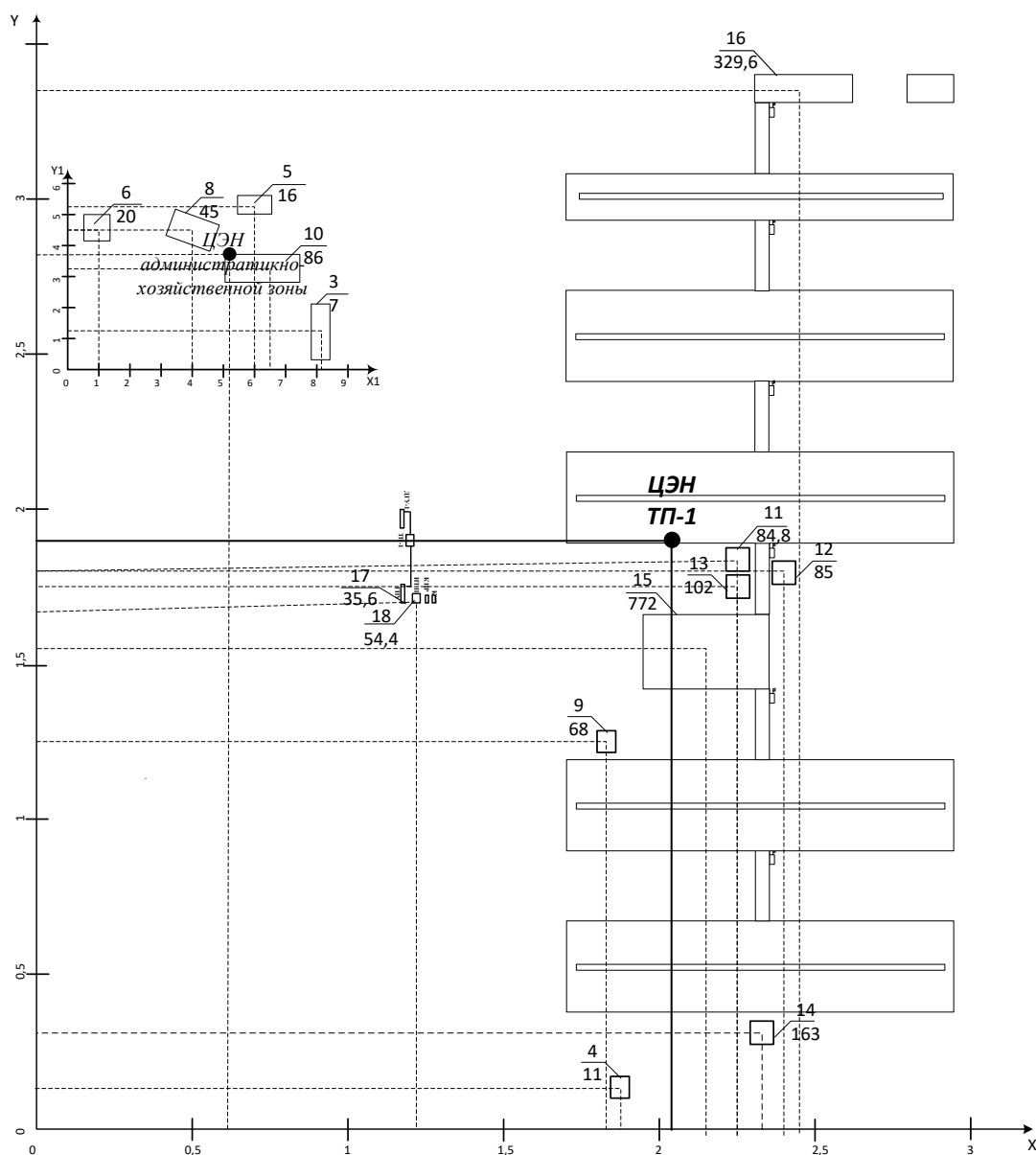


Рисунок 5.1 – Расчёт ЦЭН подстанции ТП-1

6 Выбор сечений жил кабелей в сети 10 и 0,4 кВ

Протяжённость воздушных линий (ВЛ) сельских электрических сетей ограничивается техническими условиями по критерию качества напряжения, надёжности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии и затратами на её распределение).

В соответствии с концепцией развития сельских электрических сетей, разработанной ОАО «РОСЭП» филиала «НТЦ электроэнергетики», для сетей 10 кВ за основной принцип построения сетей следует принимать:

- магистральный принцип, которым предусматривается построение линий электропередачи в разветвлённой сети между двух центров питания;
- в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей при наличии на магистралях ответвлений (отпаек) рекомендуется секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами);
- сечение проводов на магистралях не должно изменяться по всей их длине. На магистралях ВЛ 10 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищённый провод (СИП-3). В сетях 10 кВ для повышения механической прочности должны применяться провода на магистральных линиях сечением не менее 70 мм².

Сечение проводов, питающих подстанции МТФ, можно определить по формуле:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot l_i)}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{а доп}} \cdot U_{\text{н}}} \quad (6.1)$$

где P_i и l_i – активная мощность и длина i -ого участка сети;

$\gamma = 32 \cdot 10^{-3}$ км/(ом / мм²) – удельная проводимость проводов СИП-3;

$\Delta U_{\text{а доп}}$ – активная составляющая допустимой потери напряжения.

Для СИП-3 активная составляющая допустимой потери напряжения можно определить из выражения:

$$\Delta U_{\text{а доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{р}} = \Delta U_{\text{доп}} - \frac{0,3}{U_{\text{н}}} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot l_i) \quad (6.2)$$

Одноцепная воздушная линия от 2-й секции шин ПС 35/10 кВ "Козьмодемьяновская" до проектируемой анкерной опоры с разъединителем, установленной на границе земельного участка МТФ «Румелко-Агро», выполнена на железобетонных опорах, изолированными проводами СИП-3 сечением 3х(1х95) мм². Протяжённость ВЛЗ 10 кВ – 9,496 км. На границе балансовой принадлежности, на опоре произведена установка коммутационного аппарата – разъединителя типа РЛК-0iV/400 УХЛ1 с предохранителями типа ПКТ 102-10-160-31,5.

Защита питающих воздушных линий 10 кВ к подстанциям предприятия осуществляется вакуумным выключателем с микропроцессорным терминалом, устанавливаемом на границе балансовой принадлежности в пункте коммерческого учёта и секционирования (реклоузер СЕТ-RV-10-630-12,5 с номинальным рабочим током 630 А и номинальным током отключения, 12,5 кА).

Защита силовых трансформаторов в ТП-1 осуществляется плавкими предохранителями ПКТ-103-10-100-31,5-УЗ, а в ТП-2 и ТП-3 предохранителями .

Точка присоединения энергопринимающих устройств заявителя - выходные контакты проходных изоляторов высоковольтного модуля пункта коммерческого учёта (ПКУ) электроэнергии сетевой организации, установленного на опоре проектируемой ВЛЗ 10 кВ. От точки присоединения осуществляется прокладка ВЛЗ 10 кВ по территории МТФ «Румелко-Агро», установка и монтаж ТП-1, ГПУ и ДГУ-1. Так же осуществляется прокладка

ВЛЗ 10 кВ по территории МТФ до ТП-2 и ТП-3, установка и монтаж ТП-2, ДГУ-2, ТП-3 и ДГУ-3.

С учётом концепции развития сельских электрических сетей 10 кВ электроснабжения подстанций МТФ так же осуществляется изолированными проводами СИП-3 сечением $3 \times (1 \times 95)$ мм². Для самонесущего изолированного провода марки СИП-3 1×35 , допустимый ток нагрузки, не более $I_{\text{доп}} = 300$ А, а допустимый ток односекундного короткого замыкания, не более, 8,8 кА. На ТП-1 предусмотрен кабельный ввод. Для ввода выберем одножильный кабель АПвПу- $1 \times 95/25-10$ с допустимый ток нагрузки $I_{\text{доп}} = 300 \dots 349$ А и допустимый ток односекундного короткого замыкания, не более, 8,8 кА допустимый ток односекундного короткого замыкания, не более, 8,9 кА

Ток нагрузки при установленных в техусловиях на присоединение ограничений определён следующим образом:

Максимальная полная мощность присоединения равна.

$$S_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos\varphi} = \frac{1000}{0.93} = 1075 \text{ кВА}$$

Ток присоединения

$$I_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1075}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62 \text{ А}$$

Очевидно, что любая нагрузка в сетях 10 кВ предприятия будут меньше нагрузки присоединения к сетям «Тверьэнерго». В проверке СИП-3 и кабельного ввода к ПС-1 на термическую стойкость также нет необходимости, так как такая проверка СИП-3 проводилась для сетей 10 кВ при более мощных токах КЗ на головных участках сети энергосистемы, в кабельная вставка более устойчива к токам КЗ по сравнению с СИП-3.

Определим отклонения на всех участках сети от источника питания -2-й секции шин ПС 35/10 кВ "Козьмодемьяновская" до РУВН подстанций

предприятия по формуле (3.3). Согласно ПУЭ [2], отклонение напряжения должно быть не более $\pm 5\%$.

$$\Delta U_{\text{ЛЭП}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L(r_{\text{уд}} \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (3.3)$$

Значения $\cos\varphi$ и $\sin\varphi$ определяются ТУ на присоединение, а удельные сопротивления для СИП-3 3х(1х95) равны $r_{\text{уд}} = 0,363 \text{ Ом/км}$, а $x_{\text{уд}} = 0,3 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$. Расчётные токи I_p будут соответствовать, наибольшим значениям из возникающих в процессе эксплуатации. Результаты расчётов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Расчёт отклонений на вводах РУВН подстанций

Участок сети	Режим работы	Загрузка, о.е.	Расчетный ток, А	Длина, км	Потери напряжения ΔU , %	Уровень напряжения источника питания, %	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35/10- ввод на МТФ	max	1	62	9,496	4,17	5	0,83
	min	0,5	31		2,08	0	-2,08
	п/авар	1	62		4,17	10	5,83
Ввод на МТФ - ТП-1	max	1	62	0,056	0,02		
	min	ε	50		0,02		
	п/авар	1	62		0,02		
Итого РУВН ТП- 1	max				4,19	5	0,81
	min				2,10	0	-2,10
	п/авар				4,19	10	5,81
Линия ТП-1 - ТП-2	max	1	27,3	0,26	0,05		
	min	0,8	21,8		0,04		
	п/авар	1	27,3		0,05		
Итого РУВН ТП- 2	max				4,24	5	0,76
	min				2,14	0	-2,14
	п/авар				4,24	10	5,76

Окончание таблицы 1.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Линия ТП1 - ТП- 3	max	1	22,6	0,874	0,14		
	min	0,8	18,1		0,11		
	п/авар	1	22,6		0,14		
Итого РУВН ТП- 3	max				4,33	5	0,67
	min				2,22	0	-2,22
	п/авар				4,33	10	5,67

Определим потери напряжения в трансформаторах подстанций МТФ.

Для выбранных в проекте трансформаторов марки ТМГ-630-10/0,4 приведены каталожные данные производителей указанных в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Каталожные данные трансформатора ТМГ-630-10/0,4 с уменьшенными потерями холостого хода и короткого замыкания

Мощность кВА	Потери холостого хода, кВт	Потери короткого замыкания, кВт Д/Ун –11	Напряжение короткого замыкания, %
630	0,8	6,75	5,5

Потери напряжения в трансформаторах определяются согласно формуле:

$$\Delta U_T = k_3 (u_a \cdot \cos \varphi + u_p \cdot \sin \varphi) \quad (6.4)$$

где ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе, %; k_3 – фактический коэффициент загрузки, о.е (значения этих коэффициентов приведены в разделе 5);

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности нагрузки, о.е; $\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки, о.е; u_a – активная составляющая напряжения КЗ, %;

u_p – реактивная составляющая напряжения КЗ, %.

Значение активной u_a и реактивной u_p составляющих напряжения КЗ определяются в соответствии с формулами (6.5):

$$u_a = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%; \quad u_p = \sqrt{u_{\text{КЗ}}^2 - u_a^2} \quad (6.5)$$

Определим значения активной и реактивной составляющих напряжение КЗ:

$$u_a = \frac{6,75}{630} \cdot 100\% = 1,07 \%, \quad u_p = \sqrt{5,5^2 - 1,07^2} = 5,39 \%$$

Рассмотрим варианты загрузки трансформаторов, при которых возникают наибольшие потери напряжения, что соответствует загрузки: для ТП-1 0,8; ТП-2 0,75 и ТП-3 0,62. Результаты расчёта потерь напряжений в трансформаторы и отклонения напряжений на РУНН приведены в таблице 6.3.

Для обеспечения допустимых отклонений напряжений на вводах ВРУ объектов, используем возможность трансформаторов 10/0,4 кВ менять коэффициент трансформации в отключённом положении – «при снятом возбуждении». Для этого зададим на постоянной основе коэффициенты трансформации: для ТП- 1 – +5%, а для ТП-2 и ТП-3 – +2,5% (см. столбец 11 таблицы 6.3).

Таблица 6.3 - Расчёт потери напряжения на РУНН

Подстанция	Режим работы	Коэффициент загрузки k_z	Активная составляющая напряжения КЗ, %	Реактивная составляющая напряжения КЗ %	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Потери напряжения ΔU , %	Отклонение напряжения на РУВН подстанции, %	Отклонение напряжения на РУНН подстанции, %	Добавка напряжения трансформаторов с ПБВ, %	Фактическое отклонение напряжения на РУВН подстанции, %
ТП-1	max	0,8	1,07	5,39	0,93	0,37	3,79	0,81	-2,98	5,00	2,02
	min	0,65	1,07	5,39	0,93	0,37	3,64	-2,10	-5,74	5,00	-0,74
	п/авар	0,8	1,07	5,39	0,93	0,37	3,79	5,81	2,02	5,00	7,02
ТП-2	max	0,75	1,07	5,39	0,93	0,37	2,24	0,76	-1,48	2,50	1,02
	min	0,6	1,07	5,39	0,93	0,37	1,79	-2,14	-3,93	2,50	-1,43
	п/авар	0,75	1,07	5,39	0,93	0,37	2,24	5,76	3,52	2,50	6,02
ТП-3	max	0,62	1,07	5,39	0,93	0,37	1,85	0,67	-1,18	2,50	1,32
	min	0,5	1,07	5,39	0,93	0,37	1,49	-2,22	-3,71	2,50	-1,21
	п/авар	0,62	1,07	5,39	0,93	0,37	1,85	5,67	3,82	2,50	6,32

Для подстанции ТП-1, имеющей наибольшее отклонение напряжения от номинального, определены отклонение напряжения на ВРУ самого мощного и самого удалённого электроприемника, результаты расчетов приведены в таблице 6.4. Самым мощным является доильно-молочный блок «Карусель», а к самым удалённым отнесём доильно-молочный блок «Параллель». Для питающей линии «РУНН ТП-1 / ВРУ МДК Карусель», имеющей максимальный расчётный ток $I_p=932.9$ А, выберем по допустимому току нагрузки кабель 3х(АВБбШв 4х240-1) с допустимым током $I_d=999$ А. Аналогично выбран кабель 3х(АВБбШв 4х240-1) для питающей линии «РУНН ТП-1 / ВРУ МДК Параллель».

Показатели качества электроэнергии связанные с характеристиками напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013:

- положительные и отрицательные отклонения напряжения не превышают 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

- быстрые изменения напряжения не превышают 5% в электрических сетях низкого напряжения и 4% - в электрических сетях среднего напряжения.

Следовательно проведённый выбор сечений проводов линии 10 кВ, а также номинальных мощностей трансформаторов и места их расположения обеспечивает соответствие ГОСТу 32144-2013 в части требуемого уровня напряжений в проектируемой системе электроснабжения.

Таблица 6.4 - Расчёт отклонений напряжений на вводах в ВРУ ТП-1

Участок сети	Режим работы	Коэффициент загрузки кз	Расчетный ток, А	Длина, км	Марка кабеля	Число параллельных кабелей	Потери напряжения ΔU, %	Фактическое отклонение напряжения на РУВН подстанции, %	Отклонение напряжения на ВРУ, %
ВРУ ДМК Карусель	max	1	932,9	0,21	АВБбШВ 4x240-1	3	4,30	2,02	-2,28
	min	0,8	467				2,15	-0,74	-2,89
	п/авар	1	932,9				4,30	7,02	2,72
ВРУ ДМК Параллель	max	1	501	0,562	АВБбШВ 4x240-1	3	6,52	2,02	-4,50
	min	0,5	250,5				3,26	-0,74	-4,00
	п/авар	1	501				6,52	7,02	0,50

Сечение кабелей в сетях 0,4 кВ выбираем по расчётному допустимому току нагрева, определяемому по формуле (6.6):

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{р}}}{K_{\text{п}}} \quad (6.6)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток выбираемого проводника, А;

$I_{\text{р}}$ – расчётный ток проводника, А;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий условия прокладки проводов и кабелей (при нормальных условиях прокладки $K_{\text{п}} = 1$) [6].

Следовательно, $I_{\text{доп}} = I_{\text{р}}$.

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети должны соответствовать условию (6.7):

$$I_{\text{доп. КЛ}} \geq I_{\text{доп}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{доп.КЛ}}$ – допустимый ток нагрева кабеля, А.

На основании данных о расчётных токах объектов электроснабжения приведённых в разделе 3, определены сечения кабелей, питающих потребители 2-й категории от ТП-1 в соответствии с условием (3.7). Результаты выбора сечений кабельных линий приведён в таблице 3.5

Учитывая большие протяжённости кабельных сетей или передаваемых мощностей произведена, оценка питающих сетей по допустимой потере напряжения по формуле (3.8):

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р}} \cdot L (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi)}{1000 \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (6.8)$$

где $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – удельное активное и реактивное сопротивление, Ом/км; L – длина питающей линии, м. Потери напряжения не должны превышать 5% от номинального напряжения сети.

Расчёт потерь напряжения в питающих линиях показал, что только в линиях под номером 1, 7 и 8 потери напряжения в допустимых пределах. Для прочих кабельных линий требуется увеличение сечения или количества параллельных кабелей одного сечения. Результаты корректировки в виде допустимых потерь напряжения показаны в таблице 6.5.

Аналогично выполнен выбор сечений питающих линий от ТП-2, результаты этого выбора приведены в таблице 6.6

Таблица 6.5 – Результаты выбора сечений питающих линий от ТП-1

Наименование объекта	Расчетная мощность P_p , кВт	Расчетный ток I_p , А	Длина питающей линии, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Допустимый ток кабельной линии, А	Потери напряжения в питающей линии, %
ДМБ Карусель	600,4	932,9	0,210	3	АВБбШв 4x240-1	999,0	4,30
ДМБ Параллель	241,0	374,4	0,562	3	АВБбШв 4x240-1	999,0	4,62
Предлагуна 24,5	127,9	198,7	0,568	2	АВБбШв 4x240-1	666,0	3,72
Предлагуна 24.4	78,3	121,7	0,267	1	АВБбШв 4x150-1	242,0	3,22
Предлагуна 24.3	66,8	103,6	0,294	1	АВБбШв 4x95-1	183,0	4,70
Предлагуна 24.2	66,8	103,6	0,264	1	АВБбШв 4x95-1	183,0	4,22
Собст. нужды ГПУ	54,4	88,6	0,042	1	АВБбШв 4x35-1	98,0	1,49
ТЭП	27,0	43,6	0,087	1	АВБбШв 4x16-1	62,0	3,23

Таблица 6.6 – Результаты выбора сечений питающих линий от ТП-2

Наименование объекта	Расчетная мощность Pp, кВт	Расчетный ток Ip, А	Длина питающей линии, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Допустимый ток питающей линии, А	Потери напряжения в питающей линии, %
Склад сухого корма	98,9	153,6	0,209	1	АВБбШв 4х120-1	212,0	4,00
Коровник № 1 (к ВРУ 1.1)	96,4	144,6	0,656	2	АВБбШв 4х240-1	666,0	3,12
Коровник № 2	96,4	144,6	0,738	2	АВБбШв 4х240-1	666,0	3,51
Коровник № 5	60,5	94,0	0,619	1	АВБбШв 4х240-1	333,0	3,83
ШНО-2	6,0	9,3	0,015	1	АВБбШв 4х2,5-1	19,0	0,75
Навес для домиков телят	2,0	3,1	0,338	1	АВБбШв 4х4-1	26,0	3,53
Насосная станция 2 подъёма	239,0	371,0	0,274	2	АВБбШв 4х240-1	666,0	3,35

Определим сечения проводников по допустимому току нагрузки с учётом допустимых отклонений напряжений на зажимах ближайшего и самого удалённого вентилятора коровника. При определении сечений проводников учтены данные о сечении кабеля питающего ВРУ-1.1 от ТП-2 из таблицы 6.2 и из таблицы 6.3 значений отклонений напряжений РУНН ТП-2 в характерных режимах работы энергосистемы. При выборе сечений проводников цепи питания был сделан вывод о необходимости применения добавки ПБВ на ТП-2 +5% и увеличении сечения короткой цепи (18 м) связи ВРУ-1.1 со шкафом вентиляции до 4х35 мм. Сводные результаты выбора сечений цепи питания вентилятора приведены в Таблице 6.7.

На основании данных таблиц 3.1 и 3.3 о потерях и отклонениях напряжений от шин 10 кВ подстанции «Козьмодемьяновская» до РУНН ТП-2 МТФ «Румелко-Агро» определяется допустимость выбранных сечений проводников для электроснабжения вентиляторов коровника №1. Результаты оценки приведены в Таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Сводные результаты выбора сечений проводников цепи, питающая от ВРУ-1.1 ТП-2 вентиляторы коровника

Наименование объекта	Расчетная мощность P_p , кВт	Расчетный ток I_p , А	Длина питающей линии, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Допустимый ток питающей линии, А	Потери напряжения в питающей линии, %
Коровник № 1 (к ВРУ 1.1)	96,4	144,6	0,656	2	АВБбШв 4х240-1	666,0	3,12
ВРУ-1.1 - ШВ-1 (до щита вентиляторов)	25	79	0,018	1	ВВГнг(А)-LS 5х35	127,0	0,29
Вентилятор №1	1,1	3,5	0,208	1	ВВГнг(А)-LS 4х1,5	19,0	3,29
Вентилятор №28	1,1	3,5	0,050	1	ВВГнг(А)-LS 4х1,5	19,0	0,79

На основании данных таблиц 6.1 и 6.3 о потерях и отклонениях напряжений от шин 10 кВ подстанции «Козьмодемьяновская» до РУНН ТП-2 МТФ «Румелко-Агро» определяется допустимость выбранных сечений проводников для электроснабжения вентиляторов коровника №1. Результаты оценки приведены в Таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Расчёт отклонений на зажимах вентилятора коровника

Участок сети	Режим работы	Загрузка, о.е.	Расчетный ток, А	Длина, км	Потери напряжения ΔU , %	Уровень напряжения источника питания, %	Отклонение напряжения, %	Добавка напряжения трансформатора с ПБВ, %	Фактическое отклонение напряжения на РУВН подстанции, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 35/10-ввод на МТФ	max	1	62	9,496	4,17	5	0,83		
	min	0,5	31		2,08	0	-2,08		
	п/авар	1	62		4,17	10	5,83		
Ввод на МТФ - ТП-1	max	1	62	0,056	0,02				
	min	0,8	50		0,02				
	п/авар	1	62		0,02				
Итого РУВН ТП-1	max				4,19	5	0,81		
	min				2,1	0	-2,1		
	п/авар				4,19	10	5,81		
Линия ТП-1 - ТП-2	max	1	27,3	0,26	0,05				
	min	0,8	21,8		0,04				
	п/авар	1	27,3		0,05				
Итого РУВН ТП-2	max				4,24	5	0,76		
	min				2,14	0	-2,14		
	п/авар				4,24	10	5,76		

Окончание таблицы 6.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор ТП-2	max	0,75	27,3		2,24				
	min	0,6	21,8		1,79				
	п/авар	0,75	27,3		2,24				
Итого РУНН ТП-2	max				6,48	5	-1,48	5	3,52
	min				3,93	0	-3,93	5	1,07
	п/авар				6,48	10	3,52	5	8,52
Коровник № 1 (к ВРУ-1.1)	max	1	144,6	0,656	3,12				
	min	0,6	86,8		1,88				
	п/авар	1	144,6		3,12				
Итого на ВРУ-1.1	max				9,6	5	-4,6	5	0,4
	min				5,81	0	-5,81	5	-0,81
	п/авар				9,6	10	0,4	5	5,4
Линия ВРУ-1.1 - ШВ1	max	1	79	0,018	0,29				
	min	1	79		0,29				
	п/авар	1	79		0,29				
Итого на ШВ-1	max				9,89	5	-4,89	5	0,11
	min				6,1	0	-6,1	5	-1,1
	п/авар				9,89	10	0,11	5	5,11
Вентилятор №1	max	1	3,5	0,208	3,29				
	min	1	3,5		3,29				
	п/авар	1	3,5		3,29				
Итого на вентиляторе №1	max				13,18	5	-8,18	5	-3,18
	min				9,39	0	-9,39	5	-4,39
	п/авар				13,18	10	-3,18	5	1,82

7 Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания

7.1 Расчёт токов КЗ на напряжение 10 кВ

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) проводится в относительных единицах. Принимаем базисную мощность равной $S_6 = 100$ МВА, а за среднее номинальное напряжение $U_{\text{ср. ном}} = 10,5$ кВ.

Расчёты токов трёхфазного КЗ выполняются для проверки электрооборудования по термической и динамической стойкости, а также проверки коммутационных аппаратов на отключающую способность.

Составим расчётную схему приведённую на рисунке 7.1 для определения токов КЗ в сети 10 кВ на анкерной опоре с разъединителями для ответвления к подстанциям (точка К1), а так же на вводе в РУВН подстанций (точки К2..К4)

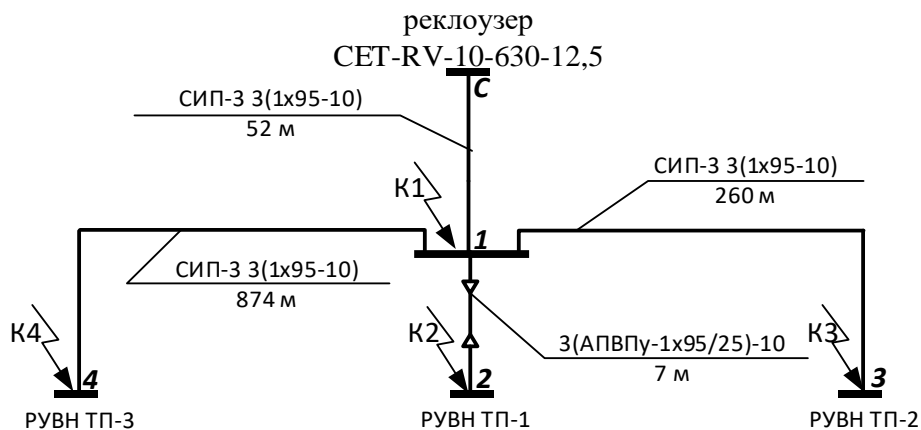


Рисунок 7.1 – Расчётная схема для определения токов КЗ в сети 10 кВ.

Точка С, соответствующая границе ведомственной принадлежности. На опоре соответствующей точке С установлен головной вакуумный выключатель реклоузера СЕТ-RV-10-630-12,5, имеющий номинальный ток отключения $I_{\text{откл.в}} = 12,5$ кА. По этому параметру определяется сопротивление системы X_C по формулам (7.1):

$$X_C = \frac{S_6}{S_C}; \quad S_C = \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.в}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (7.1)$$

где S_C – полная мощность отключения системы; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

$$S_C = \sqrt{3} \cdot 12,5 \cdot 10 = 216,5 \text{ МВА}; \quad X_c = \frac{100}{216,5} = 0,46 \text{ о. е.}$$

Определим базисный ток по формуле (7.2):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \quad (7.2)$$

где $U_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное напряжение линии, $U_{\text{ср.ном}} = 10,5$ кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке K_i определяется по формуле (7.3):

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{I_6}{\sqrt{R_{\text{экв}Ki}^2 + X_{\text{экв}Ki}^2}} \quad (7.3)$$

где $R_{\text{экв}Ki}$ и $X_{\text{экв}Ki}$ – результирующие сопротивления цепи короткого замыкания от системы (С) до точки короткого замыкания (K_i), включая индуктивное сопротивление системы X_c [о.е.].

Для проверки оборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать значение ударного тока, которое определяется по формуле (7.4):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot k_{\text{уд}} \quad (7.4)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a апериодической составляющей тока КЗ, $T_a = X_{\text{экв}}/R_{\text{экв}}$, $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$.

Активное и индуктивное сопротивления i -ой воздушной или кабельной линии определяется по формулам (7.5):

$$R_{Li} = \frac{r_0 \cdot l_i \cdot S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad X_{Li} = \frac{x_0 \cdot l_i \cdot S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2} \quad (7.5)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии;

l – длина i -ой линии.

Для СИП-3 3(1х95-1) $r_0=0,32$ Ом/км, $x_0=0,3$ Ом/км; для 3(АПВПу-1х95/25)-10 $r_0=0,193$ Ом/км, $x_0=0,189$ Ом/км.

Таблица 7.1 – Результаты расчёта токов трехфазного КЗ в сети 10 кВ

Участок	Длина связи, км	Сечение проводника	Уд. сопротивл. Ом/км		Сопротивление участка			ИЗ (3), кА	Постоянная затухания, Та=х/г	Ударный коэффициент куд	Ударный ток иуд, кА
			Rф, мОм	X', мОм	RP, о.е.	XП, мОм	Zп, мОм				
С - 1	0,052	СИП-3 3(1х95)	0,32	0,3	0,015	0,014					
К1					0,015	0,476	0,48	11,55	31,5	2,000	32,7
1-2	0,007	3(АПВПу-1х95/25)-10	0,193	0,189	0,001	0,001					
К2					0,02	0,477	0,48	11,52	29,2	2,000	32,6
1-3	0,260	СИП-3 3(1х95)	0,32	0,3	0,075	0,071					
К3					0,09	0,547	0,55	9,92	6,0	1,998	28,0
1-4	0,874	СИП-3 3(1х95)	0,32	0,3	0,254	0,238					
К4					0,27	0,714	0,76	7,21	2,7	1,996	20,4

7.2 Расчёт токов КЗ на напряжение до 1кВ

Расчёт токов КЗ до 1 кВ выполняется в именованных единицах. Сопротивления элементов системы электроснабжения ВН приводятся к НН.

Выполним расчёт токов КЗ в питающих сетях 0,4 кВ.

При расчёте рассматривался вариант схемы питания потребителей 2-й категории подстанции ТП-1, при выводе в ремонт 3-й секции ТП-1. Данная схема приведена на рисунке 7.2. В этом случае, потребители переключаются с

СШ-3 на СШ-2 электроснабжение этой секции шин осуществляется при параллельной работе на СШ-2 Т-2 подстанции ТП-1 и ГПУ. В этом случае возможны наибольшие токи КЗ в точках К5..К13.

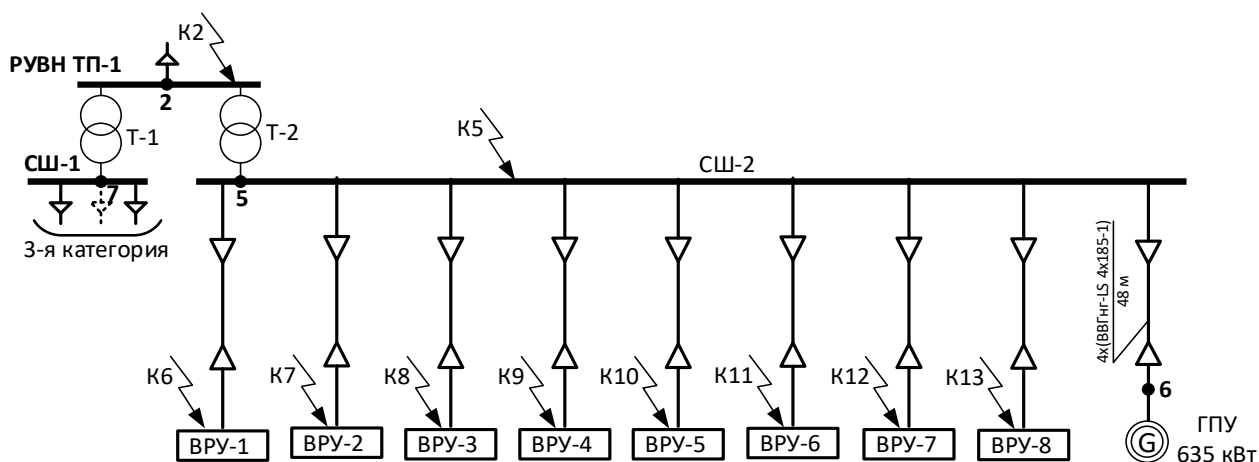


Рисунок 7.2 – Расчётная схема для определения токов КЗ в сетях 0,4 кВ, питающих объекты второй категории

При напряжении КЗ до 1 кВ, необходимо учитывать небольшие сопротивления, которые оказывает существенное влияние на ток короткого замыкания. Поэтому в расчётах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи; сопротивления шин, индуктивные сопротивления катушек выключателей и трансформаторов

До начала расчёта токов КЗ на СШ-2 (точка К5) и на вводные распределительных устройствах (ВРУ) в точках К6..К13 упростим схему электроснабжения потребителей второй категории, заменив цепи параллельного питания точек КЗ от энергосистемы и дополнительного источника газо-поршневой установки (ГПУ) одним эквивалентным генератором.

Расчёты по определению параметров эквивалентного генератора для СШ-2 подстанции ТП-1 приведены в приложении Б. Получены значения

эквивалентная ЭДС и сопротивления генератора: $E_{\text{ЭКВ}}=409$ В, $X_{\text{ЭКВ}}=10,83$ мОм и $R_{\text{ЭКВ}}=9,08$ мОм.

На основании полученных в Приложении Б параметров эквивалентного генератора выполним расчёт действующего значения периодической составляющей тока КЗ в точке 5 (К5) и величину ударного тока. Ток КЗ в точке К5 будет равен:

$$I_{\text{К5}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ЭКВ}})^2 + (X_{\text{ЭКВ}})^2}} = \frac{409}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,08^2 + 10,83^2}} = 16,7 \text{ кА}$$

Определим ударный ток в точке К5 от эквивалентного генератора:

$$T_a = \frac{10,83}{9,08} = 1,19, \quad k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{1,19}} = 1 + 0,992 = 1,992$$

$$i_{\text{удК5}} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot 1,992 = 47 \text{ кА}$$

Расчёт токов КЗ на ВРУ выполняется по формуле:

$$I_{\text{Ки}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ЭКВ}} + \Delta R_i)^2 + (X_{\text{ЭКВ}} + \Delta X_i)^2}} \quad (7.6)$$

где ΔR_i и ΔX_i – активное и индуктивное сопротивление связи СШ-2 с точкой Ки, при $i = 6..13$

Результаты расчётов токов КЗ приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчёта токов трехфазного КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	Наименование объекта	Длина связи, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Сопротивление цепи КЗ			I _{КЗ} (3), кА	Постоянная затухания, T _a =x/r	Ударный коэффициент т куд	Ударный ток i _{уд} , кА	Допустимый ток КЗ линии I _{дкз} , кА
					X _{кз} , мОм.	R _{кз} , мОм	Z _{кз} , мОм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К5	СП-2 РУНН ТП-1				10,83	9,08	14,13	16,7	1,2	1,992	47,1	
К6	ДМБ Карусель	0,210	3	АВБ6Шв 4x240-1	14,94	18,32	23,64	10,0	0,8	1,988	28,1	52,6
К7	ДМБ Параллель	0,562	3	АВБ6Шв 4x240-1	21,83	33,81	40,24	5,9	0,6	1,985	16,5	52,6
К8	Предлагуна 24,5	0,568	2	АВБ6Шв 4x240-1	27,5	46,57	54,08	4,4	0,6	1,985	12,2	35
К9	Предлагуна 24.4	0,267	1	АВБ6Шв 4x150-1	26,74	65,15	70,43	3,4	0,4	1,976	9,4	10,6
К10	Предлагуна 24.3	0,294	1	АВБ6Шв 4x95-1	28,53	109,04	112,71	2,1	0,3	1,963	5,8	6,9
К11	Предлагуна 24.2	0,264	1	АВБ6Шв 4x95-1	26,72	98,84	102,39	2,3	0,3	1,964	6,4	6,9
К12	ГПУ. с/нужды	0,042	1	АВБ6Шв 4x35-1	13,51	47,72	49,59	3,8	0,3	1,965	13,2	4,2
К13	ТЭЦ	0,087	1	АВБ6Шв 4x16-1	16,70	181,34	182,11	1,3	0,1	1,897	3,5	1,5

Из расчёта следует, что все кабели термически устойчивы к наибольшему току КЗ.

Аналогично выполним расчёт токов 3-ых КЗ в питающих сетях ТП-2, показанной на рисунке 7.3, используя промежуточные расчёты для сетей 10 кВ, приведённые в Приложении Б.

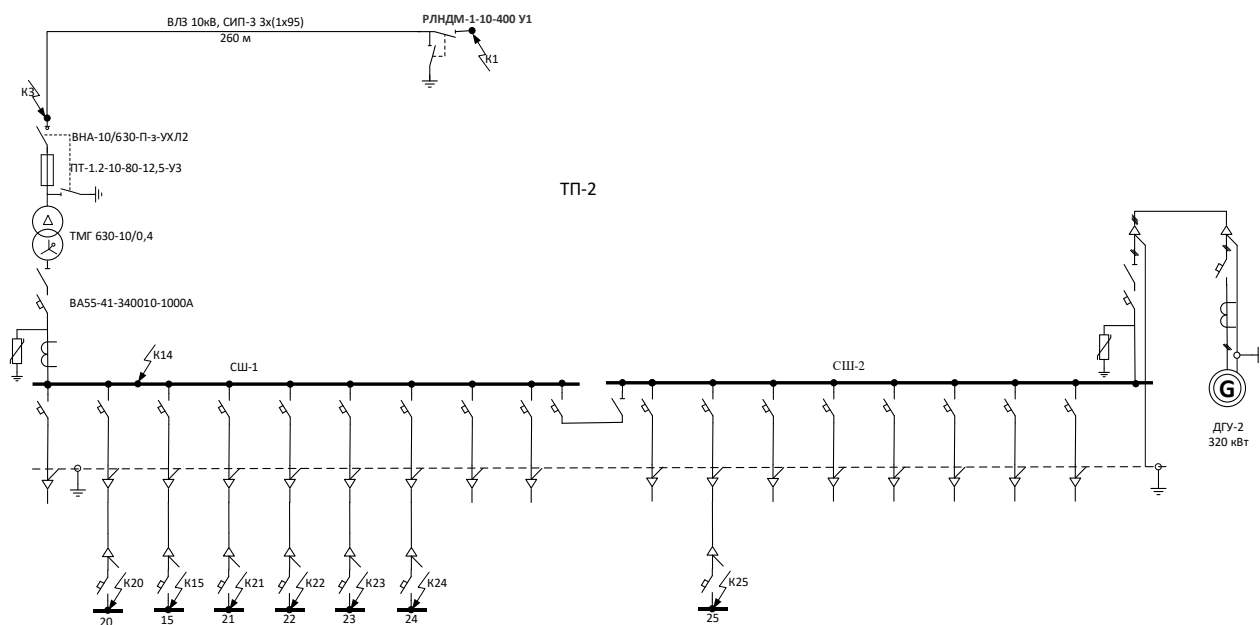


Рисунок 7.3 – Расчётная схема для определения токов КЗ в питающих сетях 0,4 кВ подстанции ТП-2

Результаты этих расчётов представлены в таблице 7.3.

Проведём расчёт токов КЗ по цепям питания вентиляторов коровника № 1 в соответствии с расчётной схемой, приведённой на рисунке 7.3.

Определим в именованных единицах суммарные сопротивление цепи КЗ от системы до РУНН ТП-2. Частично расчёты во данному вопросу приведены в приложении Б. Дополнительно, определим сопротивление линии СИП-3 связывающей РУВН ТП-2 с опорой ВЛ разветвляющей передачу мощности по подстанциям (связь 1-3 рисунка 7.1).

Таблица 7.3 – Результаты расчетов токов КЗ в питающих сетях ТП-2

Точка КЗ	Наименование объекта	Длина линии связи, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Сопротивление цепей КЗ, мОм			Действующее значение 3-х фазного тока $I_{кз}^{(3)}$, кА	Постоянная затухания, $T_a=x/r$	Ударный коэффициент $K_{уд}$	Ударный ток $I_{уд}$, кА	Допустимый ток КЗ линии, кА
					$X_{кз}$, мОм.	$R_{кз}$, мОм	$Z_{кз}$, мОм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Система РУНН ТП-2				14,85	15,45						
К14	РУНН ТП-2				14,85	15,45	21,43	10,8	1,0	1,990	30,32	
	ТП-2 Склад сухого корма	0,209	1	АВББШВ 4x120-1	12,58	56,43		3,0			8,30	8,7
К20	ВРУ склада сухого корма				27,43	71,88	76,94	3,0	0,2	1,956	8,30	
	ТП-2 Коровник №1	0,656	2	АВББШВ 4x240-1	19,25	43,30		3,4			9,51	17,5
К15	Коровник №1				34,10	58,75	67,93	3,4	0,4	1,978	9,51	
	ТП-2 Коровник №2	0,738	2	АВББШВ 4x240-1	21,66	48,71	73,8	3,1			8,77	17,5
К21	Коровник № 2				36,51	64,16	73,82	3,1	0,6	1,983	8,77	
	ТП-2 Коровник № 5	0,619	1	АВББШВ 4x240-1	36,34	81,71		2,1			5,89	17,5
К22	Коровник № 5				51,19	97,16	109,82	2,1	0,527	1,981	5,89	

Окончание таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	ТП-2 ШНО-2	0,015	1	АВБбШв 4х2,5-1	1,74	189,00		1,1			3,00	0,2
К23	Шкаф наружного освещения				16,59	204,45	205,12	1,1	0,081	1,884	3,00	
	ТП-2 Навес для домиков телят	0,338	1	АВБбШв 4х4-1	32,11	2670,20		0,1			0,19	0,3
К24	Навес для домиков телят				46,96	2685,65	2686,06	0,1	0,017	1,564	0,19	
	ТП-2 Насосная станция 2 подъема	0,274	2	АВБбШв 4х240-1	8,04	18,08		5,7			15,97	17,5
К25	Насосная станция 2 подъема				22,89	33,53	40,60	5,7	0,683	1,985	15,97	

По таблице 7.1 относительные сопротивления линии равны: $R_{1-3} = 0.075$ о.е. и $X_{1-3} = 0,071$ о.е. В именованных единицах, приведённые к 0,4 кВ, эти сопротивления рассчитанные по формулам Приложения Б равны:

$$R_{1-3}^{0,4} = 0,109 \text{ мОм}; X_{1-3}^{0,4} = 0,103 \text{ мОм}.$$

При известном из Приложения Б сопротивлениях трансформатора, определим сопротивления цепи КЗ по точки К14 (РУНН ТП-2). При этом учтём индуктивное сопротивление системы и добавочные активные сопротивления всех переходных контактов, которое на шинах подстанции составляет $R_{\text{доб}} = 15 \text{ мОм}$.

Индуктивное сопротивление до К14 с учётом сопротивления системы:

$$X_{\text{С-К14}}^{0,4} = X_{\text{С}}^{0,4} + X_{\text{С-1}}^{0,4} + X_{1-3}^{0,4} + X_{\text{T}} = 0,763 + 0,023 + 0,103 + 13,96 = 14,85$$

мОм.

Активное сопротивление до К14 с учётом добавочных потерь равно:

$$R_{\text{С-К14}}^{0,4} = R_{\text{С-1}}^{0,4} + R_{1-3}^{0,4} + R_{\text{T}} + R_{\text{доб}} = 0,023 + 0,109 + 0,322 + 15 = 15,45 \text{ мОм}.$$

Ток КЗ в точке К14 при питании от системы определяется по формуле:

$$I_{\text{К14}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{КЗ}}^2 + X_{\text{КЗ}}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,45^2 + 14,85^2}} = 10,8 \text{ кА}.$$

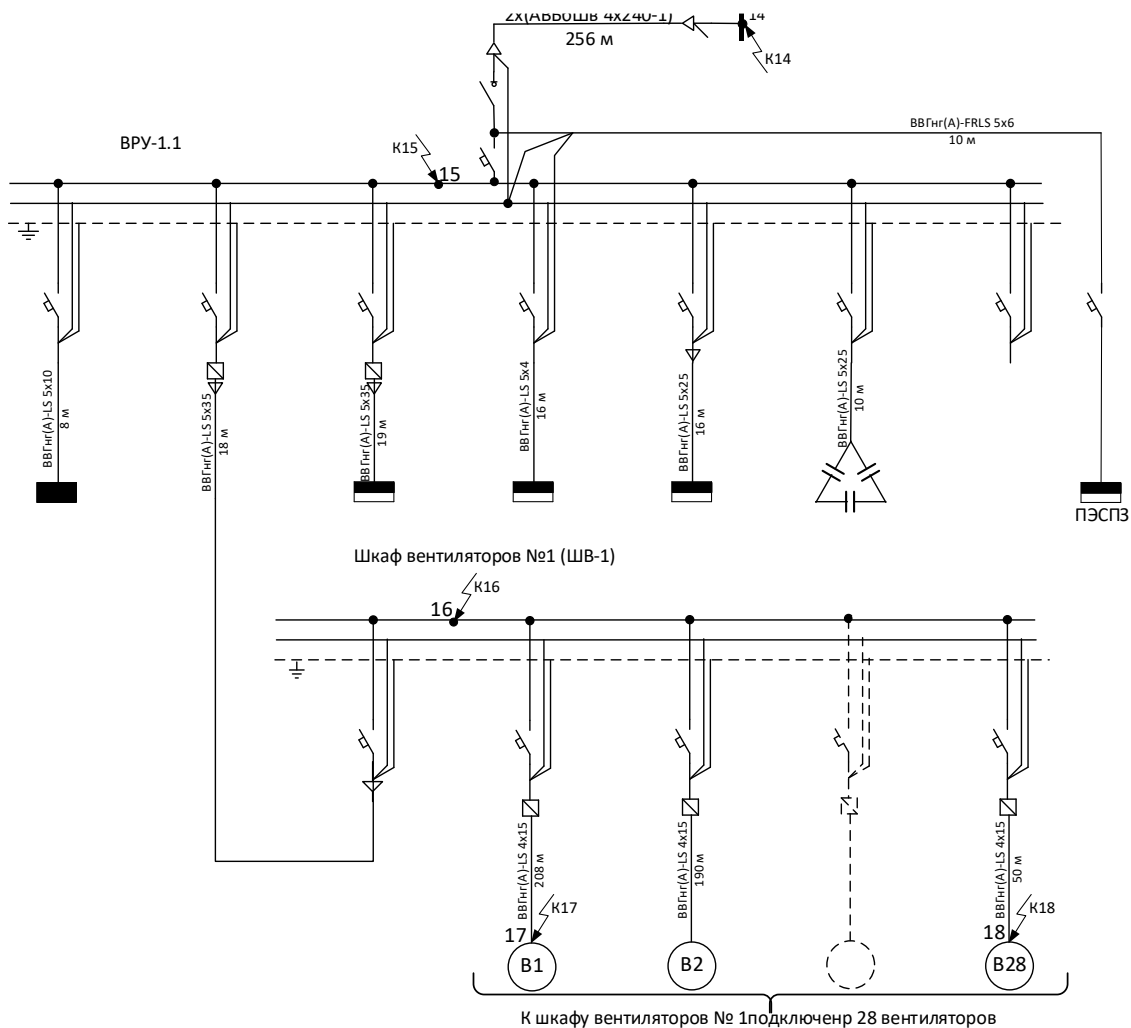


Рисунок 7.4 – Расчётная схема питающих вентиляторы коровника №1

Расчёт ударного тока производится аналогично, ранее выполненным расчётам.

Расчёт токов КЗ по цепям питания вентиляторов коровника приведён в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расчёт токов КЗ по цепям питания вентиляторов коровника

Элемент расчетной схемы	Наименование элемента схемы	Длина линии, км	Кол-во кабелей	Сечение кабеля	Сопротивление цепи КЗ			$I_{кз}^{(3)}$, кА	Постоянная затухания, $T_a=x/r$	Ударный коэффициент $k_{уд}$	Ударный ток $i_{уд}$, кА	Допустимый ток КЗ линии, кА
					$X_{кз}$, мОм.	$R_{кз}$, мОм	$Z_{кз}$, мОм					
С-К14	Система/РУНН ТП-2				14,85	15,45						
К14	РУНН ТП-2				14,85	15,45	21,43	10,8	1,0	1,990	30,3	
К14-К15	РУНН ТП-2/ ВРУ 1.1	0,656	2	АВБ6Шв 4x240-1	19,25	43,30		3,4			9,5	35,08
К15	ВРУ-1.1				34,10	58,75	67,93	3,4	0,6	1,983	9,5	
К15-К16	ВРУ--1.1/ШВ-1	0,018	1	ВВГнг(А)- LS 5x35	1,15	9,18		3,0			8,5	3,86
К16	ШВ-1				35,25	67,93	76,53	3,0	0,5	1,981	8,5	
К16-К17	Вентилятор В1	0,208	1	ВВГнг(А)- LS 4x1,5	26,21	2558,4		0,1			0,2	0,17
К17	В1				61,46	2626,3	2627,0	0,09	0,023	1,652	0,2	
К16-К18	Вентилятор В28	0,050	1	ВВГнг(А)- LS 4x1,5	6,30	615,00		0,3			0,9	0,17
К18	В28				41,55	682,93	684,19	0,34	0,061	1,848	0,9	

Из расчёта таблицы 7.3 следует, что все кабели термически устойчивы к наибольшему току КЗ.

7.3 Расчёт токов однофазного короткого замыкания

В электрических сетях напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали должно быть обеспечено надёжное отключение защитным аппаратом однофазного к. з. Это диктуется требованиями техники безопасности.

Расчётными точками для определения величины тока к. з. являются наиболее удалённые (в электрическом смысле) точки сети, так как именно этим точкам соответствует наименьшее значение тока однофазного к.з. Для этого, проведём расчёт таких замыканий по элементам цепи, питающей наиболее удалённый электроприёмник – вентилятор № 1 коровника.

Величина однофазного тока к. з. может быть определена по приближенной формуле (7.7):

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{T}} / 3 + Z_{\text{П}}} \quad (7.7)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети;

$Z_{\text{T}}/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус,

$Z_{\text{П}}$ – полное сопротивления петли прямого и обратного провода линии или кабеля.

Полное сопротивление петли: фазный - нулевой провод определяется согласно формуле (7.8):

$$Z_{\text{П}} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\text{д}} + R_{\text{ТТ}} + R_{\text{А}})^2 + (X' + X_{\text{с}} + X_{\text{ТТ}} + X_{\text{А}})^2} \quad (7.8)$$

где R_{ϕ} - суммарные активные сопротивления фазного проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП);

R_d - сопротивление дуги в точке КЗ принимается для трансформаторов $S=630$ кВА равным 7 мОм [30];

$R_{ТТ}, X_{ТТ}$ - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока
 $R_{ТТ} = 0,15$ Ом; $X_{ТТ} = 0,21$ Ом;

R_A, X_A - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;

X' - внешнее индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль», принимается равным $0,46$ Ом/км;

X_c – индуктивное сопротивление системы, которое по ранее выполненным расчётам равно $X_c = 0,763$ мОм.

При расчёте однофазных токов короткого замыкания необходимо учитывать сопротивление автоматических выключателей, которые включают в себя сопротивления катушек максимального тока автомата и переходное сопротивление контактов, и составляет для автоматов с номинальными токами расцепителя:

$$\begin{aligned} I_{н.р} < 50 \text{ А} - R_A &= 7 \text{ мОм}, X_A = 4,5 \text{ мОм}; \\ I_{н.р} < 125 \text{ А} - R_A &= 1,3 \text{ мОм}, X_A = 0,7 \text{ мОм}; \\ I_{н.р} < 250 \text{ А} - R_A &= 1,1 \text{ мОм}, X_A = 0,5 \text{ мОм}; \\ I_{н.р} < 1000 \text{ А} - R_A &= 0,25 \text{ мОм}, X_A = 0,1 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

Результаты расчётов токов однофазного КЗ, в соответствии с изложенной методикой, представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Расчёт однофазных токов короткого замыкания

Параметры расчетов	Наименование	Кол-во на фазу	Длина участка цепи КЗ, км	Число кабелей	Удел. индукт. Сопротив. X, мОм/км	Удел. активное сопротивление R, мОм/км	Индуктивное сопротивление X, мОм	Активное сопротивление R, мОм	Полное сопротивление, мОм	Ток 1-ого КЗ, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Постоян. парам.	Система Xc						0,76			
	Дуга Rд							7,00		
	Сопрот. тр-ра 1-ому КЗ								14,00	
К14	Автоматич. выключатель	1			0,1	0,25	0,10	0,25		
	Трансф. тока	2			0,21	0,15	0,42	0,30		
	Итого						0,52	0,55		
	Всего в цепи КЗ						1,28	7,55	7,66	10,16
К15	Автоматич. выключатель	2			0,5	1,1	1,00	2,20		
	Трансф. тока	2			0,21	0,15	0,42	0,30		
	Проводник участка цепи К14-К15	АВББШв 2х(4х240-1)	0,256	2	460	132	58,88	16,90		
	Итого						60,30	19,40		
	Всего в цепи КЗ						61,58	26,95	67,22	3,27

Окончание таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К16	Автоматич. выключатель	2			4,5	7	9,00	14,00		
	Проводник участка цепи К15-К16	ВВГнг-LS 4X35-1	0,018	1	460	530	8,28	9,54		
	Итого						17,28	23,54		
	Всего в цепи КЗ						78,86	50,49	93,64	2,04
К17	Автоматич. выключатель	1			4,5	7	4,50	7,00		
	Проводник участка цепи К16-К17	ВВГнг-LS 4X1,5-1	0,208	1	460	12300	95,68	2558,40		
	Итого						100,18	2565,40		
	Всего в цепи КЗ						179,04	2615,89	2622,01	0,083

8 Проверка элементов сети системы электроснабжения МТФ «Румелко-Агро»

8.1 Проверка оборудования выше 1 кВ на токи короткого замыкания

На анкерной опоре головного участка сети, принадлежащем электроснабжающей организации, установлен реклоузер СЕТ-RV-10-630-12,5 с вакуумным выключателем. Выключатель имеет предельную отключающую способностью 12,5 кА и временем отключения выключателя $t_{откл} = 0,065$ с.

На опоре СИП-3 установленной у подстанции ТП-1, реализовано ответвление к подстанциям ТП-2 и ТП-3 через разъединители наружной установки РВО-10/400-И2-У3. На ТП-2 реализован воздушный ввод от СИП-3 на выключатель ВНА-10/630-П-з-УХЛ2 с защитой трансформатора предохранителями ПТ-1.2-10-80-12,5-У3

Проверка оборудования производится по условиям (8.1) – (8.5):

$$U_{ном.уст} \geq U_{ном} \quad (8.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{расч} \quad (8.2)$$

$$I_{откл} \geq I_{КЗ}^{(3)} \quad (8.3)$$

$$i_{дип} \geq i_{уд} \quad (8.4)$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq I_{КЗ}^2 t_{откл} \quad (8.5)$$

где $U_{ном.уст}$ – номинальное напряжение установки;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{ном.}$ – номинальный ток выключения;

$I_{расч}$ – расчётный ток;

$I_{откл}$ – номинальный ток отключения КЗ;

$I_{КЗ}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ в момент отключения установки;

$i_{уд}$ – ударный ток;

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости ($I_{тер}=1$ с); $t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Результаты проверки электрооборудования выше 1 кВ приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Проверка оборудования выше 1 кВ на токи короткого замыкания

Условия выполнения	Размерность	РВО-10/400-И2-У3		СИП-3 1х95		ВНА-10/630-П-з		ПТ-1.2-10-80-12,5	
		каталог	расчёт	каталог	расчёт	каталог	расчёт	каталог	расчёт
$U_{ном.уст} \geq U_{ном}$	кВ	10	10	10	10	10	10	10	10
$I_{ном} \geq I_{расч}$	А	400	62	180	62	630	33,4	80	33,4
$I_{откл} \geq I_{кз}^{(3)}$	кА		11,55		11,55		9,92	12,5	9,92
$i_{дип} \geq i_{уд}$	кА	41	32,7			51	28		
$I_{тер}^2 t_{тер} \geq I_{кз}^2 t_{откл}$	кА ² · с	256	8,67	67,24	8,67	400	295 (при t=3 с)		
Вывод		Прошел проверку		Прошел проверку		Прошел проверку		Прошел проверку	

8.2 Расчёт и проверка защитных аппаратов электрических приёмников и электрических сетей

В качестве аппаратов защиты электроприёмников и электрических сетей МТФ. Автоматы имеют защитные устройства двух типов: тепловое реле с выдержкой времени для защиты от перегрузки и электромагнитное реле для защиты от короткого замыкания.

Расчёт защитных аппаратов производим в соответствии со следующим по формулам (8.6 – 8.13).

Расчётный ток с учётом коэффициента надёжности отстройки от перегрузки определяется по (8.6).

$$I_{р.кн} = I_p k_n, \quad (8.6)$$

где $I_{p.kh}$ – расчётный ток ЭП или группы электроприемников с учётом коэффициента надёжности отстройки от перегрузки, А;

I_p – расчётный ток группы электроприемников, А;

k_n – коэффициент надёжности, о.е.: для линии без ЭД $k_n = 1$, для линии с одним ЭД $k_n = 1,25$, для линии с несколькими ЭД $k_n = 1,1$ [1].

При проектировании сельхозпредприятий пиковый ток $I_{пик}$ может быть определён через коэффициент, учитывающий пуск или самозапуск по выражению

$$I_{пик} = k_{с.з} \cdot I_{p.max} \quad (8.7)$$

где $k_{с.з}$ – коэффициент самозапуска, принимается в пределах $1,2 \div 2,4$ в зависимости от соотношения видов электроприёмников на вводе в электроустановку или на вводе распределительного щита; $I_{p.max}$ – максимальный расчётный ток, А.

Учитывая неполноту информации о составе конкретных электроприёмника, применим в расчётах формулу (8.7). При этом $k_{с.з}$ примем равным 2,4.

Тогда ток отсечки с учётом коэффициента отстройки отсечки определяется по формуле (8.8):

$$I_o = I_{пик} k_{отс} \quad (8.8)$$

где I_o – ток отсечки с учётом коэффициента отстройки отсечки, А;

$I_{пик}$ – пиковый ток группы электроприемников, А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки отсечки: для линии без ЭД $k_{отс} = 1$, для линии с одним или несколькими ЭД $k_{отс} = 1,2$ [1]. Для линии без ЭД вместо $I_{пик}$ используется $I_{p.kh}$.

Выбираем автоматический выключатель по условиям (8.9), (8.10) и (8.11).

$$I_{н.а} \geq I_{н.р.} \quad (8.9)$$

где $I_{н.а}$ – номинальный ток автомата, А;
 $I_{н.р.}$ – номинальный ток расцепителя, А.

$$I_{н.р} \geq I_{р.кн} \quad (8.10)$$

Расчётная кратность тока отсечки определяется

$$K_o \geq \frac{I_o}{I_{н.р.}} \quad (8.11)$$

Окончательным условием выбора автоматического выключателя является условие (8.12).

$$K_o \leq 10 \quad (8.12)$$

Произведём выбор автоматических выключателей марки ВА. Данные для расчёта берём из таблиц 3.5 и 3.6.

Также необходимо проверить соответствие сечения КЛ выбранному автоматическому выключателю. Для этого должно выполняться условие (8.13):

$$I_{доп. КЛ} \geq I_{н.р} K_{защ} \quad (8.13)$$

где $K_{защ}$ – коэффициент защиты, принимается равным 1.

Произведём выбор автоматического выключателя (АВ) для объектов 2-ой категории ТП-1.

Результаты вычисления и выбора сведём в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Результаты выбора и согласования автоматических выключателей питающих линий потребителей 2 -ой категории ТП-1

Наименование объекта	Расчетный ток I_p , А	k_n – коэффициент надёжности, о.е.	$I_{p.kn}$ – расчетный ток с учетом отстройки и от перегрузки	Коэффициент самозапуска ксз	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р}$, А	Допустимый ток питающей линии, А	Коэффициент отстройки отсечки котс	Ток отсечки I_o	Кратность тока отсечки	Номин. наибольшая отключ. способность, кА
ДМБ Карусель	932,9	1,1	1026,2	2,4	2239,0	ВА55-43	1600	1280	1332	1,2	2687	1,75	63
ДМБ Параллель	374,4	1,1	411,8	2,4	898,6	ВА55-43	1600	576	999	1,2	1078	1,56	63
Предлагуна 24,5	198,7	1,1	218,6	2,4	476,9	ВА53-41	400	320	666	1,2	572	1,49	85
Предлагуна 24.4	121,7	1,1	133,9	2,4	292,1	ВА57-35	250	150	242	1,2	350	1,95	44
Предлагуна 24.3	103,6	1,1	114,0	2,4	248,6	ВА57-35	250	125	183	1,2	298	1,99	44
Предлагуна 24.2	103,6	1,1	114,0	2,4	248,6	ВА57-35	250	125	183	1,2	298	1,99	44
Собст. нужды ГПУ	88,6	1,1	97,4	2,4	212,6	ВА57-31	100	100	117	1,2	255	2,13	3,5
ТЭП	43,6	1,1	48,0	2,4	104,7	ВА57-31	100	50	62	1,2	126	2,09	3,5

Результаты выбора автоматических выключателей в линиях питающих потребителей ТП-2 приведены в таблице 8.3

Таблица 8.3 – Результаты выбора и согласования автоматических выключателей на ТП-2

Наименование объекта	Расчетный ток I_p , А	k_n – коэффициент надёжности, о.е.	$I_{p.kn}$ – расчетный ток с учетом отстройки и от перегрузки	Коэффициент самозапуска $k_{сз}$	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р}$, А	Допустимый ток питающей линии, А	Коэффициент отстройки отсечки котс	Ток отсечки I_o	Кратность тока отсечки	Номин. наибольшая отключ. способность, кА
ВРУ склада сухого корма	153,6	1,1	169,0	2,4	368,6	ВА57-35	250	250	280,0	1,2	442,4	1,8	40,0
Коровник №1	144,6	1,1	159,1	2,4	347,0	ВА57-35	250	160	666,0	1,2	416,4	2,6	40,0
Коровник №2	144,6	1,1	159,1	2,4	347,0	ВА57-35	250	160	666,0	1,2	416,4	2,6	40,0
Коровник №5	94,0	1,1	103,4	2,4	225,6	ВА57-35	250	160	333,0	1,2	270,7	1,7	40,0
Шкаф наружного освещения	9,3	1,0	9,3	1	9,3	ВА57-35	250	16	19,0	1,0	9,3	0,6	3,5
Навес для домиков телят	3,1	1,0	3,1	1	3,1	ВА57-35	250	16	26,0	1,0	3,1	0,2	3,5
Насосная станция 2 подъема	374,0	1,1	411,4	2,4	897,6	ВА57-39	630	500	666,0	1,2	1077,1	2,2	40,0

Пример выбора автоматических выключателей в последовательной цепи питания вентилятора № 1 коровника показан в таблице 8.4

Таблица 8.4 – Результаты выбора и согласования автоматических выключателей по цепи питания вентилятора В1 на ТП-2

Наименование объекта	Расчетный ток I_p , А	кн – коэффициент надёжности, о.е.	$I_p \cdot k_n$ – расчетный ток с учетом отстройки от перегрузки	Коэффициент самозапуска $k_{сз}$	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а.}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р.}$, А	Допустимый ток питающей линии, А	Коэффициент отстройки отсечки $k_{отс}$	Ток отсечки $I_{отс}$	Кратность тока отсечки	Номин. наибольшая отключ. способность, кА
ВРУ коровника №1	144,6	1,1	159,06	2,4	347	ВА57-35	250	160	666,0	1,2	416	2,6	40
Щит вентиляторов ЩВ-1	79	1,1	86,9	2,4	189,6	ВА57-35	250	100	127	1,2	228	2,3	40
Вентилятор № 1	3,5	1,1	3,85	7	24,5	ВА57-35	250	16	19	1,2	29,4	1,8	3,5

8.3 Проверка оборудования ниже 1 кВ на отключающую способность

Проверка оборудования ниже 1 кВ на отключающую способность осуществляется по условию (8.14):

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)} \quad (8.14)$$

где $I_{\text{откл}}$ – наибольшая отключающая способность защитного аппарата.

Результаты проверки отразим в таблице 8.5 и 8.6.

Таблица 8.5 – Проверка автоматических выключателей ТП-1 на отключающую способность

Точка КЗ	Наименование объекта	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р}$, А	Действующее значение 3-х фазного тока КЗ (3), кА	Наибольшая отключающая способность $I_{сн}$, кА
К6	ДМБ Карусель	ВА55-43	1600	1280	10	55
К7	ДМБ Параллель	ВА55-43	1600	576	5,9	55
К8	Предлагуна 24,5	ВА53-41	400	320	4,4	135
К9	Предлагуна 24.4	ВА57-35	250	150	3,4	35
К10	Предлагуна 24.3	ВА57-35	250	125	2,1	35
К11	Предлагуна 24.2	ВА57-35	250	125	2,3	35
К12	Собст. нужды ГПУ	ВА57-31	100	100	3,8	40
К13	ТЭЦ	ВА57-31	100	50	1,3	40

Таблица 8.6 – Проверка автоматических выключателей ТП-2 на отключающую способность

Точка КЗ	Наименование объекта	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р}$, А	Действующее значение 3-х фазного тока $I_{кз}^{(3)}$, кА	Наибольшая отключающая способность $I_{сш}$, кА
К20	ВРУ склада сухого корма	ВА57-35	250	250	3	40,0
К15	ВРУ коровник №1	ВА57-35	250	160	3,4	37,5
К21	КРУ коровника №2	ВА57-35	250	160	3,1	37,5
К22	ВРУ коровника № 5	ВА57-35	250	160	2,1	37,5
К23	ВРУ щита наружного освещения	ВА57-35	250	16	1,1	37,5
К24	ВРУ навеса для домиков телят	ВА57-35	250	16	0,1	4,0
К25	ВРУ насосной станция 2 подъёма	ВА57-39	630	500	5,7	4,0

Условие (8.15) выполняется, следовательно, все выбранные выключатели проходят проверку на отключающую способность.

8.4 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1 кВ на чувствительность к однофазным КЗ

Произведём проверку чувствительности автоматических выключателей на линиях к однофазным КЗ по условию чувствительности (8.15):

$$I_{кз}^{(1)} \geq 3I_{н.р} \quad (8.15)$$

где $I_{н.р}$ – номинальный ток расцепителя защитного аппарата.

Результаты проверки отразим в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Проверка автоматических выключателей ТП-2 на отключающую способность

Параметры расчетов	Наименование	Тип автоматического выключателя (АВ)	Номинальный ток АВ $I_{н.а}$, А	Номинальный ток расцепителя АВ $I_{н.р}$, А	Полное сопротивление, мОм	Ток 1-ого КЗ, кА	$3I_{н.р}$, кА
К14	РУНН ТП-2	ВА55-41	1000	1000	7,66	10,16	3
К15	ВРУ коровника	ВА57-35	250	250	67,22	3,27	0,75
К16	Щит вентиляторов №1	ВА57-35	250	100	93,64	2,04	0,3
К17	Вентилятор В1	ВА57-35	250	16	2622,01	0,083	0,048

Условие (8.7) выполняется – все выключатели проходят проверку на чувствительность к токам однофазного КЗ.

9 Анализ качества напряжения системы электроснабжения и расчёт отклонения напряжения для характерных электроприёмников

Качество напряжения зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы за пределы:

(-2,5...+5)% от $U_{ном}$ – для освещения;

(-5...+10)% от $U_{ном}$ – на зажимах двигателей;

(-5...+5)% от $U_{ном}$ – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке будем определять по формуле (9.1):

$$V = \left[\frac{(U_{ИП} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \right] 100\% \quad (9.1)$$

где $U_{\text{ИП}}$ – напряжение на источнике питания;
 $\Delta U_{\text{участка}}$ – потери напряжения на участке;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Величина напряжения на источнике питания и тока за счёт встречного регулирования в зависимости от режима работы следующая:

- в максимальном режиме: $U_{\text{ИП}} = 1,05U_{\text{ном}}$;
- в минимальном режиме: $U_{\text{ИП}} = U_{\text{ном}}$, $I_{\text{min}} = (0,5-0,6)I_{\text{max}}$;
- в послеаварийном режиме: $U_{\text{ИП}} = (1,05 - 1,1)U_{\text{ном}}$, $I_{\text{п.ав}} = I_{\text{max}}$.

Потери в трансформаторе в процентах были определены ранее в пункте 6.3 по формулам (6.11) – (6.14). Фактическое значение потерь находится по формуле (9.2):

$$\Delta U_{\text{тр}} = \Delta U_{\text{тр}\%} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{100} \quad (9.2)$$

Отклонения напряжения рассчитываются в максимальном, минимальном и послеаварийном режимах для самого мощного и самого удалённого электроприёмников от ТП [20]. Расчёт отклонений напряжений производился при выборе сечений проводников в таблице 6.4. Отклонения напряжений при электроснабжении коровника показаны в эпюрах напряжений рисунка 9.1

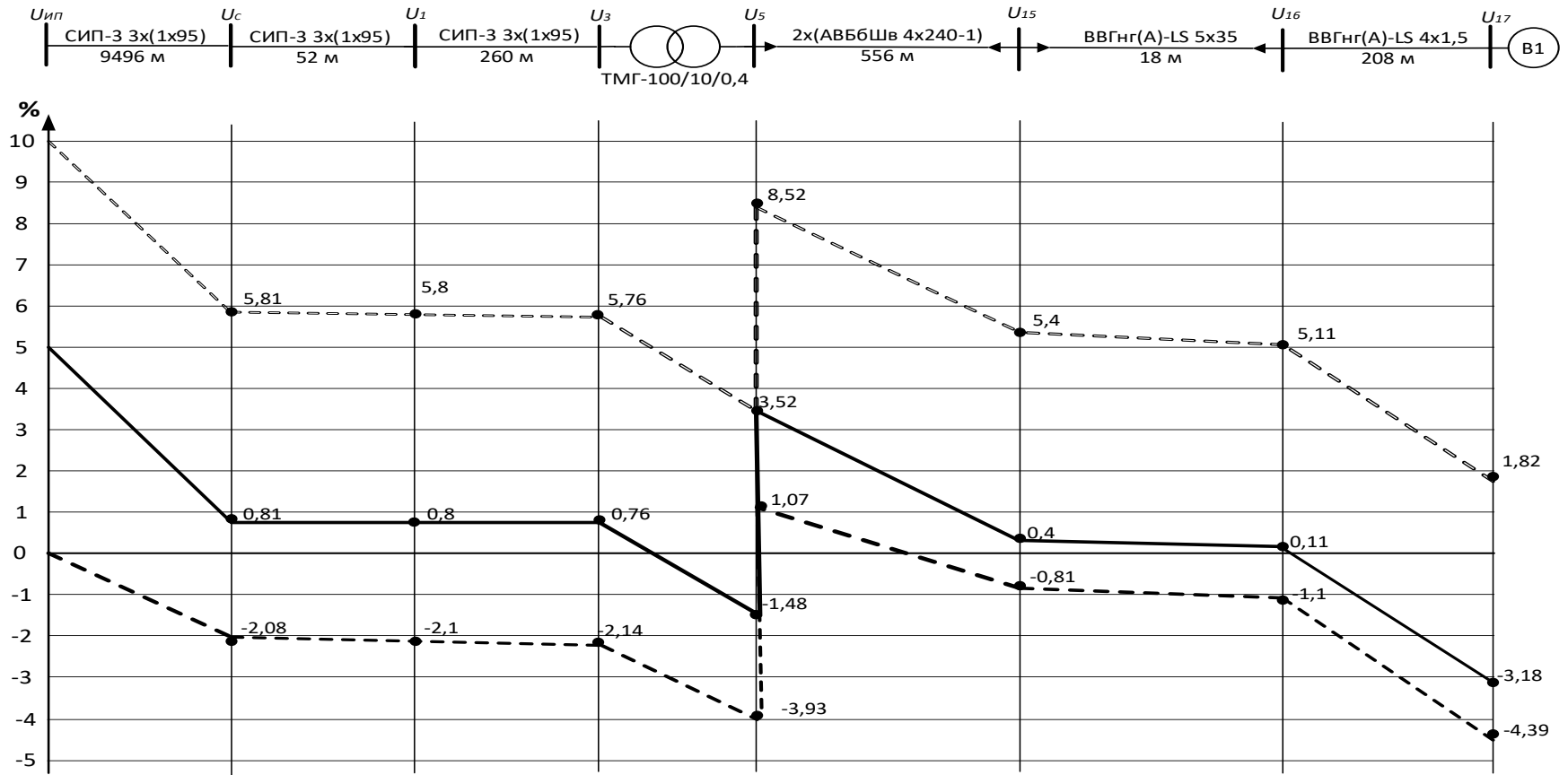


Рисунок 9.1 – Эпюра напряжений

10 Определения размера денежных средств, необходимых для строительства наружных электрических сетей

Для выполнения технико-экономических расчётов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей необходимо знать стоимостные показатели электрических элементов электрических сетей. Стоимостные показатели включают в себя не только стоимость оборудования и материалов, но и затраты на их хранение и транспортировку, стоимость строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, издержки эксплуатации технологического оборудования, так же стоимости проектных и инженерно-изыскательских работ. Данные параметры учтены в укрупнённых стоимостных показателях (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, которые введены приказом Росстроя от 20.04.2007 г. № 110 «О перечне документов в области сметного нормирования и ценообразования, рекомендуемых для определения стоимости проектных и инженерных изыскательских работ» (в редакции Росстроя от 30.04.2008 г. № 143).

Приложением к приказу Министерства строительства жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 6 марта 2023 г №153 «Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-12-2023. Сборник № 12. Наружные электрические сети», так же определены укрупненные нормативы цены строительства (далее НЦС) для наружных сетей 0,4 ÷ 35 кВ.

Применением показателей НЦС для определения размера денежных средств, необходимых для строительства наружных электрических сетей на территориях субъектов Российской Федерации, рекомендуется осуществлять с использованием поправочных коэффициентов, приведённых в технической части сборника [31], по формуле:

$$C = [(НЦС_i \cdot M \cdot K_{пер.} \cdot K_{пер.зон} \cdot K_{рег.}) + Z_p] \cdot I_{пр} + НДС \quad (10.1)$$

где $НЦС_i$ – выбранный Показатель НЦС с учётом функционального назначения объекта и его мощностных характеристик, для базового района в уровне цен на 01.01.2023, определенный при необходимости с учётом корректирующих коэффициентов, приведённых в технической части сборника [31];

M – мощность объекта капитального строительства, планируемого к строительству;

$K_{пер.}$ – коэффициент перехода от цен базового района к уровню цен субъектов Российской Федерации (частей территории субъектов Российской Федерации), учитывающий затраты на строительство объекта капитального строительства, расположенных в областных центрах субъектов Российской Федерации (далее 1 ценовая зона), сведения о величине которого приведены в Таблице 2 технической части [31];

$K_{пер.зон}$ – коэффициент перехода от цен 1 ценовой зоны субъекта Российской Федерации к уровню цен частей территории субъектов Российской Федерации, которые определены нормативными правовыми актами высшего органа государственной власти субъекта Российской Федерации как самостоятельные ценовые зоны для целей определения текущей стоимости строительных ресурсов, сведения о величине которого приведены в Таблице 3 технической части [31];

$K_{рег.}$ – коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства в субъекте Российской Федерации (части территории субъекта Российской Федерации) по отношению к базовому району, сведения о величине которого приводятся в Таблицах 4 и 5 технической части [1] сборника;

Z_p – дополнительные затраты, не предусмотренные в Показателях НЦС, рекомендуется определять по отдельным расчётам;

$I_{пр}$ – индекс-дефлятор, определённый по отрасли «Инвестиций в основной капитал (капитальные вложения)», публикуемый Министерством

экономического развития Российской Федерации для прогноза социально-экономического развития Российской Федерации;

НДС – налог на добавленную стоимость.

Показатели НДС приведены без учёта налога на добавленную стоимость.

Выполним расчёт стоимости строительства воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ на железобетонных опорах с самонесущим изолированным проводом СИП-3 1х95 в одноцепном исполнении и стоимости прокладки алюминиевых бронированных кабелей в траншеях от подстанций до вводно-распределительных устройств (ВРУ) объектов МТФ «Румелко-Агро». в Тверской области.

Исходные данные и результаты расчётов приведены в таблице 10.1

Таблица 10.1 - Расчёт размера денежных средств на строительство воздушных и кабельных линий в ценах 2024 года

Объект строительства	Предмет строительства	Код показателя	Норматив цены строительства (НЦС), тыс. руб/км	Мощность объекта (длина линии) М, км	Коэффициенты:			Дополнительные затраты	Индекс-дефлятор, Ипр	Размер денежных средств для строительства, без НДС, тыс.руб	Налог на добавленную стоимость	Размер денежных средств для строительства, с учётом НДС, тыс.руб
					перехода к уровню цен субъекта Кпер	перехода от цен 1 ценовой зоны Кпер.зон	регионально - климатических условий Крег					
ВЛ 10 кВ присоединения МТФ "Румелко-Агро" с энергосистемой												
ВЛ	СИП-3 3х(1х95)	12-02-004-03	1949,34	9,456	0,81	1	1	0	1,064	15886,3	3177,252	19063,5
ВЛ 10 кВ присоединения энергосистемы с МТФ												
ВЛ	СИП-3 3х(1х95)	12-02-004-03	1949,34	1,186	0,81	1	1	0	1,064	1992,5	398,5006	2391,0
Итого по ВЛ										17878,8	3575,8	21454,5
Подземная прикладка кабелей в траншее алюминиевыми жилами бронированных с ПВХ оболочкой												
кабельная линия	АВБШв 4х240	12-01-012-06	3021,16	13,768	0,87	1	1	0	1,064	38504,0	7700,793	46204,8
кабельная линия	АВБШв 4х185	12-01-012-05	2684,3	0,418	0,87	1	1	0	1,064	1038,6	207,7295	1246,4
кабельная линия	АВБШв 4х150	12-01-012-04	2500,25	1,303	0,87	1	1	0	1,064	3015,7	603,1408	3618,8
кабельная линия	АВБШв 4х120	12-01-012-03	2234,5	0,628	0,87	1	1	0	1,064	1299,0	259,7951	1558,8
кабельная линия	АВБШв 4х70	12-01-012-01	1908,39	1,346	0,87	1	1	0	1,064	2377,8	475,5575	2853,3
кабельная линия	АВБШв 4х25	12-01-011-01	1570,37	0,83	0,87	1	1	0	1,064	1206,5	241,3076	1447,8
Итого по КЛ										47441,6	9488,3	56929,9

-

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенной работы, были изучены: проектная документация молочно-товарного комплекса, ГОСТы, методические указания о расчете электроснабжения сельскохозяйственных предприятий, правила по устройству и эксплуатации электроустановок потребителей и другая документация, необходимая для проведения данной работы.

Были рассчитаны множество показателей, необходимых для проекта и выбора оборудования. В них вошли: расчет нагрузок, центра электрических нагрузок, расчёт параметров трансформаторной подстанции, выбор сечений жил кабелей, расчет токов КЗ и выбор выключателей.

Для наглядности и понимания выполнены чертежи, отражающие электроснабжающую сеть, а также построена эпюра напряжений, доказывающая что потери находятся в пределах нормы. Также подавляющее количество информации было помещено в таблицы, для более рационального отражения итогов ключевых этапа расчета системы электроснабжения.

По итогу был выполнен генплан электроснабжения предприятия, показывающий местоположение кабельных линий, а также принципиальная однолинейная схема, предоставляющая детальный обзор всех важных элементов цепи, характеристики оборудования и устройств.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АББ – административно-бытовой блок

АВ – автоматический выключатель

ВЛ – воздушная линия

ВРУ – вводно-распределительное устройство

ГПУ – газопоршневая электроустановка

ДЭС – дизельная электроустановка

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

МТФ – молочно-товарная ферма

РУВН – распределительное устройство высокого напряжения

СШ – секция шин

ТП – трансформаторная подстанция

ЩВ – щит вентиляторов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический проект. Технологический проект животноводческого молочного комплекса на 4800 коров в ООО «Румелко-Агро». Москва 2020г.
2. Российская Федерация. Приказы. Правила по эксплуатации электроустановок: Приказ № 207 (утверждено Министерством энергетики Российской Федерации 08.07.2002)
3. Андриевский Е.А. Эксплуатация электроустановок в сельском хозяйстве : иллюстрированное научное издание / Е.А. Андриевский ; Энергоатомиздат, 1988. – 141 с.
4. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства – директивные указание по расчету. «Сельэлектропроект», г. Москва, 1986 г.
5. Методические указания по расчёту электрических нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения. «Сельэлектропроект», г. Москва, 1981 г.
6. СП 52.13330.2016 «Свод правил естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства. РФ от 7 ноября 2016 г. N 777/пр). – М.: ФГБУ «Научно-исследовательский институт строительной физики Российской академии архитектуры и строительных наук», 2016. – 172 с.
7. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений: Дата введения 2014-07-01; введ. впервые. – М: ООО «ВНИСИ», 2014 год.
8. Проектирование искусственного освещения общественных и жилых зданий: [Электронный ресурс] Методическое пособие. / разработан И.А. Шмаров, Е.В. Коркина, Л.В. Бражникова, ФАУ «Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве».

Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации – М. 2016 – 141 с..

9. Каталог продукции «КАТАЛОГ 2024. Профессиональное освещение и системы управления» // сайт ООО ТПК «Вартон». – URL: <https://www.varton.ru/media/catalog/#p=4> .

10. ГОСТ Р 55842-2013 (ИСО 30061:2007) Освещение аварийное. Классификация и нормы: Дата введения 2015-01-01; 2015-01-01; введ. впервые. – М: ООО «ВНИСИ», 2015 год.

11. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, Ю. Б. Оболенцев, Р. И. Берим, В. М. Крючков; под редакцией Г. М. Кнорринга. – Л.: «Энергия», 1976. – 384 с.

12. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

13. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий: 1-я редакция– М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994. – 31 с.

14. Трансформаторы силовые серии ТМГ: руководство по эксплуатации 1ГГ.672 233.001 РЭ. – URL: https://www.tdtransformator.ru/files/388/tmg_re.pdf (дата обращения 15.04.2024).

15. Шабад М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд-ние. 1981.– 136 с., ил. 50..

16. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.: ил.

17. Каталог ИЗЭМИ Часть 1 - ООО «Иркутский завод электромонтажных изделий»– URL: <http://www.izemi.ru/page.php?al=catalogue1> (дата обращения 19.03.2024).

18. Шкафы распределительные серии ПР 8503, ПР 8703: Номенклатурный каталог 3.1-2005 // сайт ОАО «Дивногорский завод

НИЗКОВОЛЬТНЫХ автоматов» – URL:
<https://www.elec.ru/files/127/000000977/attfile/pr8503.pdf> (дата обращения
19.03.2024).

19. Распределительный шинопровод переменного тока ШПА-73: справочник электромонтажника // сайт «Электрические сети». – URL: <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/spravochnik-elektromontazhnika/Page-42.html> (дата обращения 25.03.2022).

20. Фризен, В.Э. Расчёт и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие / В.Э. Фризен, С.Л. Назаров. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018. — 180 с.

21. Кабель АВВГ: характеристики кабеля // сайт «Кабельная поисковая система» ». – URL: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/) (дата обращения 15.04.2022).

22. Силовые автоматические выключатели: каталог продукции // сайт «КЭАЗ». – URL: <https://keaz.ru/catalog/product/269831> (дата обращения 27.03.2023).

23. Шеховцов, В. П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с., ил.

24. Справочник по проектированию электротехнических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др. Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

25. Нерегулируемые цены | Новосибирскэнергосбыт | – URL: <https://www.nskes.ru/dlya-biznesa/tarify-i-oplata/nereguliruemye-tseny/>

26. Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередач: каталог продукции // сайт ОАО «Электрокабель. Кольчугинский завод». – URL: <https://www.elec.ru/files/127/000001141/attfile/01.pdf> (дата обращения 30.04.2024).

27. Выключатели вакуумные типов ВРС-6 и ВРС-10: техническая документация // сайт компании «Высоковольтный союз». – URL: https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ_ВРС-6_ВРС-10_edition9_c.pdf (дата обращения 01.05.2024).

28. Щиток освещения ОЩВ-6 (25А+6х16А): каталог продукции // сайт электротехнической компании «ТехЭнерго». – URL: <https://www.texenergo.ru/catalog/item.html/te00314810> (дата обращения 02.05.2024).

29. Небрат, И.Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ: учебное пособие. – Санкт-Петербург: изд-во Петербургского энергетического института, 2001. – 58 с.

30. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ. 2008 г. – 39 с.

31. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-12-2023. Сборник № 12. Наружные электрические сети. Приложение к приказу Министерства строительства жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 6 марта 2023 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Расчёт нагрузки ВРУ коровника № 1. Зимний период

Наименование ЭП	Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_s = 2 \cdot S P_{\text{ном}} / P_{\text{ном, max}}$	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$
	Количество ЭП n , шт.	Номинальная мощность, кВт			Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	Коэффициент реактивной мощности		$K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$	$K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg } \varphi$	$n \cdot P_{\text{ном}}^2$			активная, кВт	реактивная, квар	полная, кВА	
		одного ЭП		общая $P_{\text{ном}} = S(n \cdot p_{\text{ном}})$		$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$									
		$p_{\text{ном, min}}$	$p_{\text{ном, max}}$													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Коровник 1 ВРУ-1																
ВРУ 1.1																
Вентиляторы	56	1,1	1,1	61,6	0,8	0,7	1,02	49,28	50	68						
Дельта скреперы навозоудаления DG-321	8		0,75	6	0,5	0,8	0,75	3,00	2,25	4,50						
Станция управления климат-контролем Smfrit-Datrye	1		0,5	0,5	1	0,8	0,75	0,50	0,38	0,25						
Приводу ворот	0		1,5	0	0	0,65	1,17	0,00	0,00	0,00						
Обогрев поилок	8		1,12	8,96	0,5	0,98	0,20	4,48	0,91	10,04						
Зарядная станция пододвигателя корма Frone	1		0,7	0	0	0,95	0,98	0,00	0,00	0,49						
Чесалка-модель №1	4		2,2	8,8	0,6	0,8	0,75	5,28	3,96	19,36						
Чесалка-модель №2	2		0,5	1	1	0,8	0,75	1,00	0,75	0,50						

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Станция управления новоузданием DG-321 Master	2		0,5	1	1	0,95	0,33	1,00	0,33	0,50						
Рабочее освещение	1		24,88	24,88	1	0,9	0,48	24,88	12,05	619,01						
Наружное освещение	1		1,8	1,8	1	0,9	0,48	1,80	0,87	3,24						
Итого	84			114,54	0,80		0,79	91,22	71,77	725,65	18	1	91	72	116	177
Конденсаторная установка														-40		
Итого с учетом компенсации реактивной мощности	84			114,54	0,80		0,35	91,22	71,77	725,65			91	32	97	147
ПЭСП:																
ЩАО 1	1		0,9	0,9	1	0,95	0,33	0,90	0,30	0,81						
ОПС	1		0,5	0,95	1	0,95	0,33	0,95	0,31	0,25						
Итого по ПЭСП	2			1,85	1		0,33	1,85	0,61	1,06	2	1	2	1	2	3
Всего по ВРУ	86			116,39	0,8		0,78	93,07	72,38	726,71	19	1	93	32	99	150

Таблица А.2 – Расчёт нагрузки ВРУ коровника № 1.Летний период

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективн ое число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А	
Наименование ЭП	Количество ЭП n , шт.	Номинальная мощность, кВт			Коэффициент использования $K_{и}$	Коэффициент реактивной мощности		$K_{и} \cdot P_{ном}$	$K_{и} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg } \varphi$			$n \cdot p_{ном}^2$	$n_{\Sigma} = 2 \cdot \sum P_{ном} / p_{ном, \max}$	Коэффициент расчетной нагрузки K_p		активная, кВт
		одного ЭП		общая $P_{ном} = \sum (n \cdot P_{ном})$		$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$			$P_p = K_p \cdot S(K_{и} \cdot P_{ном})$	$Q_p = K_p \cdot S(K_{и} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg } \varphi)$				$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
		$P_{ном}$														
		$p_{ном, \min}$	$p_{ном, \max}$													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Коровник 1 ВРУ-1																
ВРУ 1.1																
Вентиляторы	56	1,1	1,1	0	0,8	0,7	1,02	0	0	0						
Дельта скреперы навозоудаления DG- 321	8		0,75	6	0,5	0,8	0,75	3,00	2,25	4,50						

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Станция управления климат-контролем Smfrt-Datrye	1		0,5	0,5	1	0,8	0,75	0,50	0,38	0,25						
Приводу ворот	0		1,5	0	0	0,65	1,17	0,00	0,00	0,00						
Обогрев поилок	8		1,12	0	0,5	0,98	0,20	0,00	0,00	0,00						
Зарядная станция пододвигателя корма Frone	1		0,7	0	0	0,95	0,98	0,00	0,00	0,49						
Чесалка-модель №1	4		2,2	8,8	0,6	0,8	0,75	5,28	3,96	19,36						
Чесалка-модель №2	2		0,5	1	1	0,8	0,75	1,00	0,75	0,50						
Станция управления новозоудалением DG-321 Master	2		0,5	1	1	0,95	0,33	1,00	0,33	0,50						
Рабочее освещение	1		24,88	24,88	1	0,9	0,48	24,88	12,05	619,01						
Наружное освещение	1		1,8	1,8	1	0,9	0,48	1,80	0,87	3,24						
Итого	84			43,98	0,85		0,55	37,46	20,59	647,85	3	1	37	21	43	65
Конденсаторная установка														0		
Итого с учетом компенсации реактивной мощности	84			43,98	0,85		0,55	37,46	20,59	647,85			37	21	43	65
ПЭСП:																
ЩАО 1	1		0,9	0,9	1	0,95	0,33	0,90	0,30	0,81						
ОПС	1		0,5	0,95	1	0,95	0,33	0,95	0,31	0,25						
Итого по ПЭСП	2			1,85	1		0,33	1,85	0,61	1,06	2	1	2	1	2	3
Всего по ВРУ	86			45,83	0,858		0,54	39,31	21,19	648,91	3	1	39	21	45	68

Таблица А.3 Сведения о нагрузках на вводе в объекты МТФ "Румелко-Агро"

№ п п	Наименование объекта	Категория надеж.	Установл. мощность Руст.. кВт	Расчетная мощность Расч.. кВт	Расч. ток Iрасч.. А
1	2	3	4	5	6
1	СН ДГУ-1	3	2	0	3,3
2	ШНО-1	3	2	2	3,27
3	Ангар для техники	3	19,00	7,00	23,00
4	КНС ливневы стоков	3	11,00	11,00	17,78
5	Дезбарьер	3	16,00	11,54	24,00
6	Вышка сотовой связи	3	20,00	20,00	31,10
7	ЩСН		8,00	4,00	14,00
8	Административно-бытовой блок	3	45,00	45,00	41,85
9	Станция оборотной воды		68,00	50,00	77,60
10	Бытовой блок	3	86,00	86,00	139,00
11	Предлагуна 24.2	2	84,80	66,80	103.8
12	Предлагуна 24.3	2	85,00	66,80	103.8
13	Предлагуна 24.4	2	102,00	78,30	121.7
14	Предлагуна 24.5	2	163,00	127,90	198.7
15	ДМБ карусель	2	772,00	600,40	932.9
16	ДМБ параллель	2	329,60	242,00	374.4
17	ИТП	2	35,60	27,00	43.64

Окончание таблицы А.3

18	СН ГПУ	2	54,40	54,40	88,57
19	Насосная 2-го подъема	2	275,00	239,00	371
20	Коровник 1	3	126,00	93,40	150,00
21	Коровник 2	3	126,00	93,40	150,00
22	Коровник 5 (родильно-сухостойный корпус)	3	129,00	60,40	94,00
23	Склад сухого корма	3	158,00	98,30	153,6
24	Наружное освещение	3	6,61	0,00	9,30
25	Навес для домиков телят	3	2,00	2,00	3,31
26	Коровник 3	3	126,00	93,53	150,00
27	Коровник 4	3	126,00	93,53	150,00
28	Убойно-санитарный блок	3	39,00	25,92	41,90
29	Станция разделения навозных стоков	2	271,00	254,31	409,64
	Всего по МТФ		3288,01	2553,93	

Окончание приложения А

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт параметров эквивалентного генератора для определения токов КЗ в сетях питания потребителей 2-й категории МТФ «Румелко-Агро»

На первом этапе определим в именованных единицах суммарные сопротивление цепи КЗ от системы до СШ-2. Для этого приведём сопротивление системы к напряжению 0,4 кВ, используя формулы (Б.1):

$$X_C^{10} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_C}; \quad X_C^{0,4} = X_C^{10} \cdot \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot 10^3. \quad (\text{Б. 1})$$

$$X_C^{10} = \frac{10,5^2}{216,5} = 0,509 \text{ Ом}; \quad X_C^{0,4} = 0,509 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,739 \text{ мОм}.$$

Так же приведём значения сопротивлений линии и кабеля высокого напряжения (в обозначениях рисунка 8.1) к обмотке низкого напряжения трансформатора по формулам (Б.2 – Б.3):

$$R_{C-1}^{10} = r_0 \cdot l; \quad R_{C-1}^{0,4} = R_{C-1}^{10} \cdot \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot 10^3; \quad (\text{Б. 2})$$

$$X_{C-1}^{10} = x_0 \cdot l; \quad X_{C-1}^{0,4} = X_{C-1}^{10} \cdot \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2 \cdot 10^3. \quad (\text{Б. 3})$$

Сопротивления СИП-3 на участке С-1 будет равны:

$$R_{C-1}^{10} = 0,32 \cdot 0,052 = 0,017 \text{ Ом}; \quad R_{C-1}^{0,4} = 0,017 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,025 \text{ мОм};$$

$$X_{C-1}^{10} = 0,3 \cdot 0,052 = 0,016 \text{ Ом}; \quad X_{C-1}^{0,4} = 0,016 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,023 \text{ мОм}.$$

Сопротивления кабельного ввода на участке 1-2 будут равны:

$$R_{1-2}^{10} = 0,193 \cdot 0,007 = 0,001 \text{ Ом}; R_{1-2}^{0,4} = 0,001 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,001 \text{ мОм}$$

$$X_{1-2}^{10} = 0,189 \cdot 0,007 = 0,001 \text{ Ом}; X_{1-2}^{0,4} = 0,001 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,001 \text{ мОм}$$

Таким образом, сопротивление цепи КЗ в точке К2, приведённое к напряжению 0,4 кВ будет равно: $R_{C-2}^{0,4} = 0,025 + 0,001 = 0,026 \text{ мОм}$, $X_{C-2}^{0,4} = 0,739 + 0,023 + 0,001 = 0,763 \text{ мОм}$.

Определим значения сопротивлений трансформатора ТМГ-630-10/0,4, имеющего $\Delta P_{K3} = 0,8 \text{ кВт}$, $U_{K3} = 5,5 \%$ и $Z_T/3 = 0,014 \text{ Ом}$, по формулам (Б.4):

$$R_T = \Delta P_{K3} \left(\frac{U_{HH}}{S_{НОМ.Т}}\right)^2 \cdot 10^6; \quad Z_T = U_{K3} \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ.Т}} 10^4; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (\text{Б. 4})$$

$$R_T = 0,8 \left(\frac{0,4}{630}\right)^2 10^6 = 0,322 \text{ мОм}, \quad Z_T = 5,5 \frac{0,4^2}{630} 10^4 = 13,968 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{13,968^2 - 0,322^2} = 13,96 \text{ мОм}$$

Определим в именованных единицах суммарное индуктивное сопротивление до точки К5 с учётом сопротивление системы:

$$X_{C-5}^{0,4} = X_{C-2}^{0,4} + X_T = 0,763 + 13,96 = 14,723 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения ВН и цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого в расчёт вводим добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет $R_{доб} = 15 \text{ мОм}$. Тогда

суммарное активное сопротивление до точки К5 будет равно $R_{C-5}^{0,4} = R_{C-2}^{0,4} + R_T + R_{доб} = 0,026 + 0,322 + 15 = 15,348$ мОм.

Полное сопротивление будет равно:

$$Z_{C-5} = \sqrt{(X_{C-5})^2 + (R_{C-5})^2} = \sqrt{15,342^2 + 14,723^2} = 21,26 \text{ мОм.}$$

На втором этапе определим в именованных единицах суммарные сопротивление и ЭДС цепи К3 от генератора ГПУ до точки К5 СШ-2

Питание потребителей СШ-2 осуществляется не только от системы через Т-2, но и от генератора СГСБ ГПУ.

Сверхпереходные сопротивления и ЭДС генератора определяются по формулам (Б.5) и (Б.6):

$$X''_{*d} = \frac{1}{k_{\pi}} \text{ (о. е.)}, \quad X''_d = X''_{*d} \frac{U_H^2 \cdot \cos\varphi}{P_H} \text{ (мОм)}, \quad (Б.5)$$

$$R_{сд} = 0,15 \cdot X''_d \text{ (мОм)}$$

$$E''_{*q} = \sqrt{1 + 2 \cdot X''_{*d} \sin\varphi_{(0)} + X''_{*d}{}^2} \text{ (о. е.)}, \quad (Б.6)$$

$$E''_q = E''_{*q} \cdot U_{ном} \text{ (В)}$$

где $\varphi_{(0)}$ – угол мощности в нормальном режиме.

При номинальном напряжении $U_H=0,4$ кВ и номинальной мощности $P_H=635$ кВт генератор имеет следующие технические параметры: коэффициент мощности $\cos\varphi=0,8$, КПД=95 %, кратность пускового тока $k_{\pi}=5$. Определим фактические параметры генератора:

$$X''_{*d} = \frac{1}{5} = 0,2 \text{ о. е.}, \quad X''_d = 0,2 \frac{(0,4)^2 \cdot 0,8}{635} \cdot 10^6 = 40,3 \text{ мОм}$$

$$R_{сг} = 0,15 \cdot 40,3 = 6,05 \text{ мОм}$$

$$E''_{*q} = \sqrt{1 + 2 \cdot 0,2 \cdot 0,6 + 0,2^2} = 1,13 \text{ о. е.}, \quad E''_q = 1,13 \cdot 380 = 429 \text{ В}$$

Сопротивления кабельного ввода длиной 48 м марки 4(ВВГнг=LS 4x185-1) на участке 5-6 будет равны:

$$R_{5-6} = 0,048 \cdot \frac{1}{4} \cdot 0,1 \cdot 10^3 = 1,2 \text{ мОм}$$

$$X_{5-6} = 0,048 \cdot \frac{1}{4} \cdot 0,0596 \cdot 10^3 = 0,72 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивления цепи короткого замыкания G-5 будут равно:

$$X_{G-5} = x_d'' + X_{5-6} = 40,3 + 0,72 = 41,02 \text{ мОм.}$$

При расчёта активного сопротивления учтём добавочное сопротивление контактов, которое на шинах подстанции составляет $R_{доб} = 15 \text{ мОм}$. Тогда $R_{G-5} = R_{сг} + R_{5-6} + R_{доб} = 6,05 + 1,2 + 15 = 22,25 \text{ мОм}$. Полное сопротивление будет равно:

$$Z_{G-5} = \sqrt{(X_{G-5})^2 + (R_{G-5})^2} = \sqrt{41,02^2 + 22,25^2} = 46,66 \text{ мОм.}$$

На третьем этапе расчёта по известным сопротивлениям цепей короткого замыкания и ЭДС источников определим эквивалентные параметры источника питания (эквивалентного генератора):

эквивалентные сопротивления

$$X_{экр} = X_{C-5}^{0,4} \parallel X_{G-5} = \frac{14,723 \cdot 41,02}{14,723 + 41,02} = 10,83 \text{ мОм,}$$

$$R_{экр} = R_{C-5}^{0,4} \parallel R_{G-5} = \frac{15,348 \cdot 22,25}{15,348 + 22,25} = 9,08 \text{ мОм;}$$

эквивалентный генератор

$$E_{\text{экв}} = \frac{U_{\text{н}} \cdot Z_{G-5} + E_q'' \cdot Z_{C-5}}{Z_{G-5} + Z_{C-5}} = \frac{400 \cdot 46,66 + 429 \cdot 21,26}{46,66 + 21,26} = 409 \text{ В.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учётом подпитки от ГПУ в точках К5..К14 можно определить как сумму токов начального действующее значение периодической составляющей трехфазного КЗ без учёта подпитки и начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора ГПУ. Расчёт так же можно выполнить, заменив две параллельные ветви питания точек К5..К14 от системы и генератора, на ветвь с эквивалентной ЭДС и сопротивлением.

Окончание приложения Б

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.С. Торопов
инициалы, фамилия

« 21 »

06

2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

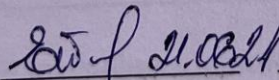
код – наименование направления

Электроснабжение молочно-товарного комплекса

в д. Бузыково Тверской области

тема

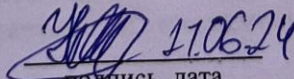
Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая
степень

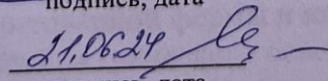
Е.В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.М. Шитиков
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024