

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения СХПК Тепличный в г.  
Благовещенск

Исполнитель

студент группы 242-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.Е. Соловьёв

Руководитель

профессор, к.т.н.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студент \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

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

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

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 133 с., 19 рисунков, 32 таблицы, 25 источников, 4 приложения.

Трансформаторная подстанция, нагрузка, развитие питающей сети, кабель, электроприёмник, предохранитель, автоматический выключатель, надёжность, релейная защита и автоматика, безопасность, чрезвычайные ситуации.

В данной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения тепличного комбината в городе Благовещенске. Дана энергоэкономическая характеристика района. Произведен расчет электрических нагрузок электроприемников комбината, спроектирована сеть 0,4 кВ и ввод в эксплуатацию новых трансформаторных подстанций. Рассчитаны токи КЗ для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики. Дана оценка надежности питающих кабельных линий. Приняты меры по экологичности и безопасности объекта проектирования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	11
1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения в Северо - Западном районе г. Благовещенска	12
1.3 Характеристика основных электроприемников СХПК Тепличный	14
1.3.1 Система горизонтального зашторивания теплиц	15
1.3.2 Система вертикального зашторивания теплиц	16
1.3.3 Автоматизированная система управления микроклиматом теплиц	17
1.3.4 Электродосвечивание	18
1.3.5 Вентиляция	19
2 Расчёт электрических нагрузок	21
2.1 Исходные данные для расчета нагрузок	21
2.2 Расчет электрических нагрузок силового оборудования и системы досвечивания	25
2.3 Расчёт электрических нагрузок Тепличного комбината	27
3 Выбор и проверка трансформаторов на ТП с учетом компенсации реактивной мощности	29
4 Выбор двух вариантов схемы низковольтного электроснабжения	33
4.1 Вариант установки шинопроводов	34
4.2 Вариант установки силовых пунктов	35
5 Расчет нагрузок для низковольтной сети по второму этапу	38
5.1 Расчёт нагрузок для варианта, выполненного шинопроводами	38
5.2 Расчёт нагрузок с использованием распределительных шкафов	

и кабелей	39
5.3 Выбор и проверка сечений кабелей от ГРЩ к ШР	43
5.4 Выбор и проверка питающих кабелей Тепличного комбината	45
5.5 Выбор и проверка сечений линий к ЭП	46
6 Техничко-экономическое сравнение вариантов	50
7 Схема внешнего электроснабжения. Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП	52
7.1 Установка ячеек К-59 на ПС Чигири	52
7.2 Прокладка кабелей	53
7.3 Конструктивное исполнение ТП	55
8 Расчет токов короткого замыкания	57
9 Выбор и проверка электрических аппаратов	77
9.1 Выбор и проверка оборудования РУНН	77
9.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей	77
9.1.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 0,4 кВ	81
9.2 Выбор и проверка оборудования РУВН	84
9.2.1 Выбор и проверка ячеек КРУН	84
9.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	87
9.2.3 Выбор и проверка шинных конструкций	89
9.2.4 Выбор и проверка ОПН	90
9.2.5 Выбор и проверка выключателей	91
9.2.6 Выбор и проверка предохранителей	92
10 Релейная защита и автоматика	94
10.1 Виды релейной защиты	94
10.2 Расчёт максимальной токовой защиты	96
10.3 Расчёт токовой отсечки	97
10.4 АПВ и АВР	98
10.5 Устройства защиты и автоматики в РУ 0,4 кВ комбината	
Тепличный	99
10.5.1 Защита кабельных линий 0,4 кВ	99

10.5.2 Автоматика	100
11 Расчёт и анализ надёжности	102
12 Молниезащита, заземление. ТБ и ЧС	109
12.1 Заземление и молниезащита	109
12.2 ТБ и ЧС	115
13 Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учет электроэнергии	118
13.1 Диспетчеризация	118
13.2 Телемеханика и сигнализация	118
13.3 Учет электроэнергии	120
Заключение	122
Библиографический список	123
Приложение А. Расчёт электрических нагрузок рассадного отделения	126
Приложение Б. Расчёт электрических нагрузок Тепличного комбината	130
Приложение В. Выбор и проверка сечений кабелей к ЭП	131
Приложение Г. Результаты экономического расчета	133

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВН – высокое напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТТ – трансформатор тока;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- ТБ – техника безопасности;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- АБК – административно-бытовой корпус;
- ГРЩ – главный распределительный щит;
- ШР – шкаф распределительный;
- ЩД – щит досвечивания;
- БУ – блок управления;
- ПУ – пульт управления.

## ВВЕДЕНИЕ

Повышение технического уровня принимаемых решений при проектировании систем электроснабжения промышленных потребителей достигается за счет применения надежных и экономичных схем электроснабжения и питающих их подстанций, способов канализации электроэнергии сетей напряжением 10/0,4 кВ, компенсацией реактивной мощности, что способствует снижению максимальной нагрузки и уменьшению потерь, выбора рационального напряжения и др.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к потребителям электроэнергии используются сети напряжением до и выше 1 кВ, трансформаторные и распределительные подстанции.

В работе рассматривается необходимость реконструкции системы электроснабжения, заключающейся в полной модернизации СХПК Тепличный, связанной с моральным и физическим износом оборудования и, как следствие, недостатком выпускаемой овощной продукции на прилавках амурчан и направленной на импортозамещение.

Реализация проекта строительства современного тепличного комплекса включена в ведомственную целевую программу «Развитие овощеводства защищенного грунта Амурской области», предприятие вошло в общество с ограниченной ответственностью «Амурский агропарк». Новые теплицы 4-го поколения позволят получать по малообъемной технологии огурцы, томаты, салат и зеленые культуры. Шестиметровая высота даст возможность поддерживать стабильный микроклимат, а двойное остекление и энергосберегающие экраны – сохранять тепло. Обратная система дренажа сделает производство более экологичным и позволит экономить удобрения. Воздуха здесь будет много, и растения станут меньше зависеть от погоды за окном. Выращивать в этой теплице на подвесных лотках будут помидоры, огурцы, зелень, причём без технологических перерывов. Тепличная



метеостанция сможет прогнозировать погодные изменения. У системы появится возможность регулировать подачу тепла и света. Под крышей будет второе солнце. То есть, если солнца не хватает, включается автоматика, загораются лампы, которые будут создавать только такую освещённость, которая требуется огурцу или томату. Чтобы полностью оправдать название агропарк, специалисты не будут ограничиться выращиванием привычных томатов, огурцов да зелени. Планируется увеличить объем экопродукции-кинза, укроп, руккола. В данном рассадном комплексе будет использован уже новый метод подтопления, в рамках которого более качественно и просто будут произрастать зеленые культуры. За пример возьмут опыт Европы.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование системы электроснабжения (СЭС) СХПК Тепличный. В ходе проектирования производится расчет нагрузок с учетом ввода самой энергоёмкой системы досвечивания и новой схемы электроснабжения. В соответствии с произведенным расчетом нагрузок выбирается основное силовое электрооборудование и разрабатывается система электроснабжения на напряжение 10 и 0,4 кВ.

Для оформления пояснительной записки и графической части применяются современные расчетные, графические и текстовые редакторы (MathCad, Excel, Visio, AUTOCad и т.д.). На листы графической части, для иллюстрации принятых технологических решений, предполагается вынести: генеральный план СХПК Тепличный, план электрической сети огуречного отделения, план системы досвечивания, электрическую схему снабжения тепличного комбината, однолинейную схему двухтрансформаторной подстанции, план двухтрансформаторной ТП 10/0,4 кВ, релейную защиту на основе Сириус-2-МЛ. Графическая часть будет представлена на 7 листах формата А1.

В связи с тем, что себестоимость полезно-потребленного кВт\*час электроэнергии оказывает значительное влияние на конечную цену выпускаемой продукции, вопросы экономического, надежного и качественного электроснабжения носят актуальный характер, как для самого предприятия, так и для сельскохозяйственной промышленности Амурской области. Планируется, что в результате реализации проекта цены на местные овощи и зелень снизятся, а продукцию будут реализовывать круглый год. Предприятие намерено выйти на рынки Хабаровского края, Якутии и других регионов.

# 1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатические условия

При выборе электротехнических изделий и оборудования необходимо учитывать климатические условия района, в котором предполагается строительство или реконструкция промышленного объекта. Применение электрооборудования, не соответствующего реальному климату, может привести к увеличению затрат на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения и преждевременному выходу из строя ее отдельных элементов. Неблагоприятные внешние факторы приводят к коррозии проводников и металлических частей электрооборудования, появлению токов утечки из-за снижения сопротивления изоляции, уменьшению пропускной способности элементов электрических сетей, разрушению и перекрытию изоляции и в конечном итоге – к отказам в работе электроустановок [16].

Основные климатические характеристики района размещения Тепличного комбината следующие:

### 1) Температура:

- минимальная температура зимой составляет  $-40^{\circ}\text{C}$  (необходима для правильного выбора климатического исполнения оборудования);

- максимальная температура летом составляет  $+40^{\circ}\text{C}$  (необходима для проверки допустимых нагрузок на линии и силовые трансформаторы);

### 2) Ветер (для правильного расположения оборудования и исключения свистывания проводов):

- в январе преобладает северо-западное направление ветра;

- в июле преобладает южное направление ветра;

- среднегодовая скорость ветра  $2,0\text{ м/с}$ ;

- район по ветру III.

### 3) Грозовая деятельность (для анализа грозовых отключений оборудования):

- количество грозových часов в год, согласно ПУЭ, составляет 40-60 ч;
- район по гололеду III.

4) Электрофизические характеристики грунта (для правильного выбора заземления подстанции) [17, стр.11, табл.3]:

- Глинистые грунты (глубина промерзания 2,0 м., среднее удельное сопротивление 60 Ом·м)
- Пески с примесью глины (глубина промерзания 2,5 м., среднее удельное сопротивление 80 Ом·м).

В данной работе осуществляется выбор электротехнического оборудования с учетом климатического исполнения, расчет системы электроснабжения осуществляется с учетом вышеперечисленных климатических характеристик.

## **1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения в Северо-Западном районе г. Благовещенска**

Основными центрами питания города являются ПС 110 кВ Благовещенская ТЭЦ и ПС 220 кВ Благовещенская. Тепличный комбинат получает электроэнергию от ПС Чигири, расположенной в Северо-Западном районе города Благовещенска. Основу нагрузок данного района составляют бытовые, коммунально-бытовые и промышленные. В промышленный узел входят следующие потребители: Амурская областная клиническая больница с новым перинатальным центром, складские помещения, многоярусные автостоянки.

Питание для ПС Чигири осуществляется опорными центрами питания Благовещенская ТЭЦ и ПС Благовещенская, связанных двухцепной воздушной линией 110 кВ. ПС Чигири имеет два уровня напряжения - 110 и 10 кВ, напрямую имеет связь с Благовещенской ТЭЦ и ПС Благовещенская посредством двухцепной воздушной линии напряжением 110 кВ. По способу присоединения к сети ПС Чигири является отпаечной.

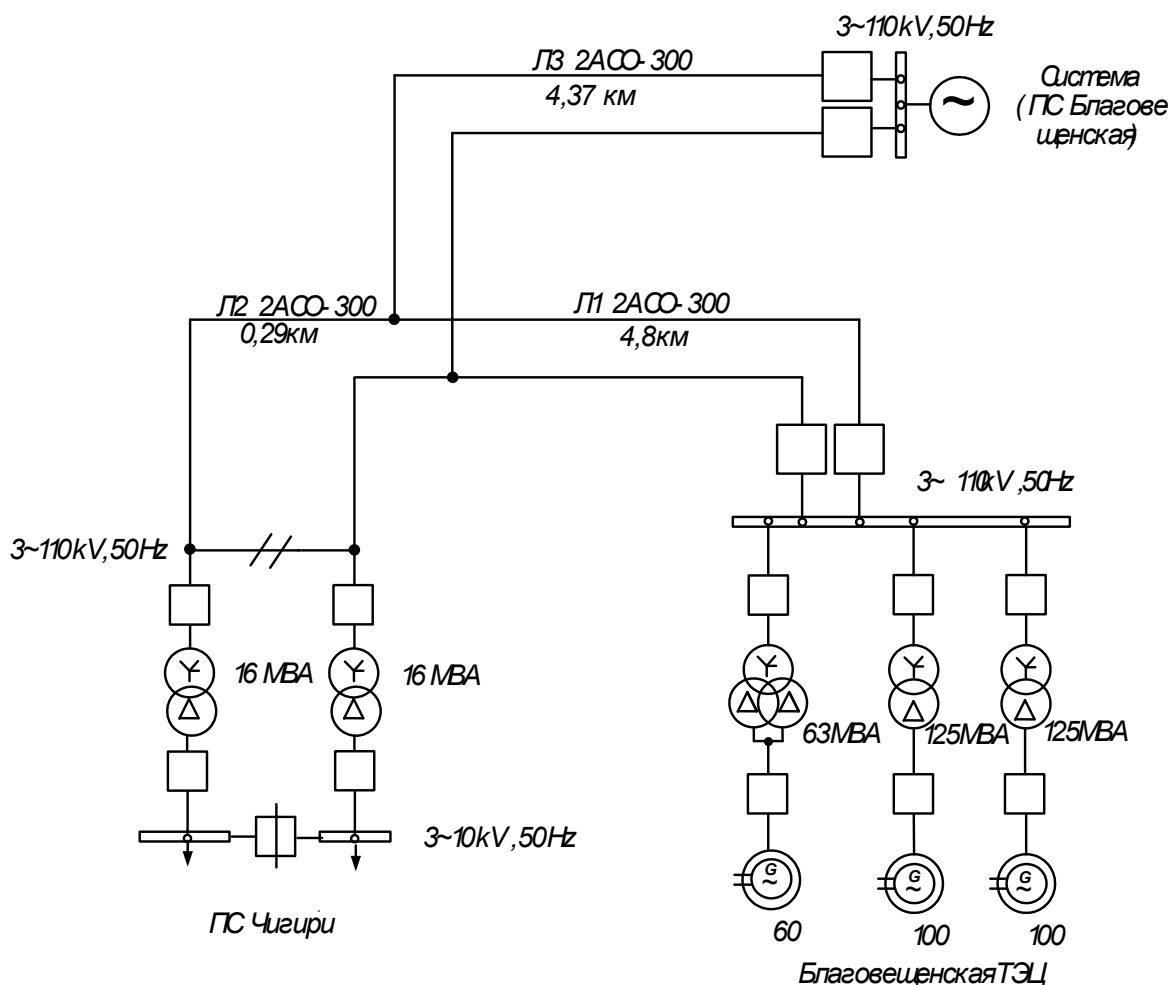


Рисунок 1 – Схема питания ПС Чигири

Воздушная линия выполнена на металлических и железобетонных опорах. Сечение проводов обеих цепей  $300 \text{ мм}^2$ , марки АСО – алюминиевые с облегченным стальным сердечником. Линейная изоляция выполнена в виде стеклянных подвесных изоляторов тарельчатого типа. Длина линий от рассматриваемой подстанции до Благовещенской ТЭЦ составляет 4,8 км, а до ПС Благовещенская 4,37 км, а отпайка составляет 0,29 км.

ПС Чигири со всем оборудованием была введена в эксплуатацию в 1985 году, и с тех пор оборудование практически не менялось.

Распределительное устройство высокого напряжения (РУВН) на ПС Чигири имеет схему – два блока с выключателями и неавтоматизированной перемычкой со стороны линий. На подстанции установлено два трансформатора марки ТДН-16000/110/10. Конструктивно РУВН состоит из ячеек КРУ СЭЩ К-59.

Высоковольтные выключатели на подстанции маломасляные ВМТ-110. На РУНН в КРУ установлены вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10-20/1000.

### **1.3 Характеристика основных электроприемников СХПК**

#### **Тепличный**

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом размещающихся на определенной территории.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Систематизацию потребителей электроэнергии промышленного предприятия осуществляют по режимам работы, мощности, напряжению, роду тока, симметричности нагрузки и требуемой степени надежности питания.

По мощности и напряжению все потребители электроэнергии можно разделить на две группы:

- потребители большой мощности (75-100 кВт и выше) на напряжение 6-10 кВ, получающие питание непосредственно от сети 6-10 кВ.
- потребители малой и средней мощности (ниже 75-100 кВт), питание которых возможно и экономически целесообразно только на напряжении 380-660 В.

Оборудование Тепличного комбината относится к потребителям малой и средней мощности.

По роду тока все потребители электроэнергии можно разделить на три группы: работающие от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц), работающие от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты и работающие от сети постоянного тока.

Электроустановки Тепличного работают на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц.

По надежности электроснабжения можно разделить на следующие группы:

- электроприемники 1 категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

- электроприемники 2 категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

- электроприемники 3 категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения 1 и 2 категорий.

Электроприемники СХПК Тепличный относятся к потребителям 2-3 категории по надежности электроснабжения.

Схема электроснабжения обусловлена технологией тепличного растениеводства, требованиями по повышению эффективности предприятия, что позволяет поддерживать необходимые параметры системы жизнеобеспечения блока теплиц.

### **1.3.1 Система горизонтального зашторивания теплиц**

Система горизонтального зашторивания служит для притенения растений и снижения тепловых потерь в зимнее время, растягивания шторного экрана в пролетах. В качестве приводов системы горизонтального зашторивания используются специализированные мотор-редукторы RW245-37/400/3/86 и RW405-55/400/3/86 фирмы «RIDDER», оборудованные системой конечных выключателей, позволяющих настраивать конечные положения растягиваемого шторного экрана и блокировку при аварийных ситуациях. Привод передает момент вращения через валы на ременные редукторы RSD250-40/RR UNIT «RIDDER», которые установлены на

верхних поясах фермы с шагом 4 м. К зубчатой рейке закреплены с обеих сторон трубы диаметром 27 мм. На этих трубах при помощи хомутов закреплены связанные между собой алюминиевые балки в каждом шаге и по всей длине отделения теплицы. Один конец шторного экрана закреплен прищепками к алюминиевой балке, второй – к защелкам к поясу фермы. При возвратно-поступательном движении системы происходит открывание-закрывание экрана от одного верхнего пояса фермы до другого. При этом, шторный экран скользит между нижним и верхним полиэтиленовыми шнурами, натянутыми за торцевые балки. На алюминиевых балках установлен уплотняющий резиновый профиль, ликвидирующий зазоры при закрывании экрана. Предусмотрена герметизация стационарной тканью по всему периметру теплицы.

### **1.3.2 Система вертикального зашторивания теплиц**

Система вертикального зашторивания предназначена для снижения тепловых потерь в зимнее время и равномерного рассеивания светового потока. В системе используется шторный экран «GEV-Al/alu-white» фирмы «TGU» с вшитым ламинированным тросом и пластиковым шнуром. В качестве привода системы используются специализированные трубчатые моторы RB120-11-48\230\1\50\36 «RIDDER», оборудованные системой конечных выключателей, позволяющих настраивать конечные положения при открытии и закрытии экрана. Каретка с приводом и системой приводных алюминиевых валов Ø63 мм, соединенных между собой вставками совершает вращательно-поступательное движение вверх-вниз по алюминиевому направляющему профилю, который закрепляется между прогонами болтовыми соединениями.

При движении системы вниз происходит раскручивание ткани, вверх – накручивание на валы. Верхний конец шторного экрана с ламинированным тросом закреплен в пазах прогона зажимами, а нижний с пластиковым шнуром – в паз приводного вала. Ход приводов осуществляется в интервалах между прогонами. Система работает в ручном



режиме. Блок управления RMC50-230\1\3D\3 «RIDDER» обслуживает 1 трубчатый мотор. Существует возможность управления блоком как вручную, так и при помощи дистанционного управления с входным сигналом 24 В (переменного или постоянного тока).

### **1.3.3 Автоматизированная система управления микроклиматом теплиц**

Автоматизированная система управления микроклиматом в теплицах применяется для автоматизированного управления температурно-влажностным режимом и исполнительными механизмами в теплице. Система включает в себя:

- автоматизацию системы обогрева теплицы;
- автоматизацию системы вентиляции и рециркуляции воздуха в теплице;
- автоматизацию управления зашториванием;
- автоматизацию подкормки CO<sub>2</sub>.

Поддержание требуемой температуры воздуха в теплицах осуществляется автоматически по датчикам температуры воздуха, посредством изменения температуры теплоносителя в системах обогрева.

Регулирование работы систем отопления осуществляется с помощью управления насосами циркуляции и смесительными 3-х ходовыми клапанами.

Контроль температуры теплоносителя ведется с помощью датчиков температуры, установленных на подающих трубопроводах узла управления отоплением. Также осуществляется контроль температуры и давления прямого и обратного теплоносителя на тепловом вводе.

- Предусмотрено управление следующими системами отопления;
- Системой нижнего обогрева;
- Системой верхнего обогрева;
- Системой зонального обогрева;
- Системой подлоткового обогрева;

При отключении электропитания обеспечивается ручное управление трехходовыми смесительными клапанами и фиксация положения клапанов.

Вентиляция теплицы предусмотрена естественная через открывающиеся форточки в кровле. Вентиляционные форточки открываются и закрываются с помощью системы с рельсовым механизмом. Стержни приводятся в движение моторами-редукторами. Моторы-редукторы снабжены датчиками положения, аварийными выключателями и регулируемыми концевыми выключателями.

Рециркуляция обеспечивается вентиляторами, управляемыми по разнице температур в контрольных точках, контролируемых датчиками температуры. Подача CO<sub>2</sub> осуществляется плавно через шибер с контролем заданного значения по датчикам.

#### **1.3.4 Электродосвечивание**

Эффективность систем электрического досвечивания теплиц определяется спектральным составом света, который они излучают, уровнем освещенности, который они обеспечивают, коэффициентом полезного действия, который влияет на эксплуатационные расходы. Оптимальный режим составляет 20 000 люкс/м<sup>2</sup> при 18-20 часовом суточном периоде. Для досвечивания растений в теплицах применяют лампы не любые, а те, которые максимально имитируют видимый спектр солнечного света. Ламп и светильников для теплиц великое множество, причём не только по количеству фирм-изготовителей, но и по принципу работы. Но основное при выборе лампы – мощность светового потока и цветовая температура, наиболее подходящая для выбранной вами культуры.

Преимущество светодиодов для повышения эффективности тепличного производства — возможность применения стеллажных конструкций. Рабочая температура светодиодных светильников Agro-24 для теплиц — 50-60 °С, что позволяет располагать светильники близко к растениям, а растения высаживать несколькими ярусами, для каждого яруса может быть установлена своя система досвечивания на светодиодах. Таким образом, уже

сегодня применение светодиодных светильников может обеспечить тепличным комбинатам экономию электроэнергии минимум в 3 раза. При практически сравнявшейся цене на светодиодную систему досвечивания Agro-24 и светильники с НЛВД постепенно начинается массовое переоснащение существующих теплиц.

Дополнительный экономический эффект от применения светодиодов более значителен при проектировании новых тепличных комплексов. Для досвечивания понадобится в 3 раза меньше электроэнергии и, соответственно, в 3 раза меньше средств на подключение необходимых мощностей. Средств, сэкономленных на закупке электрических мощностей, вполне хватит на приобретение светодиодной системы электродосвечивания, а значит, уже до начала эксплуатации теплицы инвестиции окупятся, далее она будет в 3 раза более экономичной по потреблению электричества за те же деньги, которые понадобились бы при постройке теплицы с обычной системой электродосвечивания.

Кроме экономии электроэнергии светодиоды упрощают регулирование микроклимата в теплицах, способствуют активному развитию растений и улучшению качества продукции.

#### **1.3.5 Вентиляция**

Для рециркуляции воздуха в теплице с целью более равномерного распределения температурных слоев, снижения перегревов растений, активизации физиологических процессов растений, ликвидации зон с повышенной влажностью в зимне-весенний и осенне-зимний периоды, когда естественная вентиляция через форточки невозможна или малоэффективна, в верхней зоне теплицы к строительным конструкциям подвешиваются осевые вентиляторы. Работа вентиляторов осуществляется в автоматическом режиме. Проектом предусмотрена установка рециркуляционных осевых вентиляторов фирмы «Priva».

Выполнено автоматическое включение рециркуляционных вентиляторов в зависимости от температуры воздуха в местах установки

датчиков. Точки установки датчиков выполнены в соответствии с эмперической картой температурного поля теплицы. Если температура в указанных точках будет отличаться от других более чем на 2° С в течении 5 минут должны включаться все вентиляторы. При достижении указанного параметра через 5 минут вентиляторы отключаются.

Механизм форточной вентиляции блока теплиц предназначен для естественного проветривания наружным воздухом через вентиляционные проемы в кровле, которые прикрыты форточками, шарнирно соединенными с коньком. Он позволяет приоткрывать форточки и обеспечить поступление необходимого объема наружного воздуха в теплицу, для поддержания в ней оптимальных температурных параметров в периоды с избыточной солнечной инсоляцией. Для открытия дополнительных торцевых форточек в теплицах по осям А1 и А50 к группе реечных редукторов RRD720-1005-K50/60 UNIT через систему приводных валов присоединены реечные редукторы типа TRN1000-5UK, закрепленные на швеллерах между лотками теплицы. На швеллерах установлены направляющие обоймы для труб. Привод форточек правого и левого склонов осуществляется разными мотор-редукторами. При включении привода вращение передается через систему валов на реечные редукторы. В результате, зубчатые рейки редукторов начинают поступательно перемещаться параллельно пояс у фермы (относительно основных форточек) и швеллеру (относительно дополнительных торцевых форточек), увлекая за собой соединенные с ней трубы. При поступательном перемещении труб через связи усилие передается на форточку, заставляя ее поворачиваться в коньковом шарнире. Происходит открытие вентиляционного проема.

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Исходные данные для расчета нагрузок

Электрические нагрузки промышленных предприятий определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, районных трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации электрических сетей.

В теплице 4 поколения установлены следующие электроприемники: сульфураторы; насосы для перекачки удобрений, для технического водопровода, для подачи воды на растворный узел, для системы обогрева; мотор-редукторы форточной вентиляции и системы зашторивания; вентиляторы; система досвечивания и другое.

Для расчета электрических нагрузок все электроприемники группируются по характерным категориям с одинаковыми  $K_i$  и  $\text{tg}\varphi$  независимо от мощности электроприемника.

Номинальная мощность отдельного электроприемника продолжительного режима работы – это паспортная мощность, обозначенная на заводской табличке или в паспорте электроприемника  $P_{ном}$ , кВт.

Для электроприемников повторно-кратковременного режима работы номинальная активная мощность приводится к продолжительному режиму ( $ПВ\%=100$ ) по следующей формуле [17]:

$$P_{ном.ПВ} = P_{ном} \sqrt{\frac{ПВ\%}{100}}, \quad (1)$$

где  $ПВ\%$  - продолжительность включения электроприемника, %.

Определяем суммарную номинальную мощность [17]:

$$P_{ном\Sigma} = P_{ном} \cdot n, \quad (2)$$

где  $n$  - количество электроприемников данного типа.

По справочным данным определяем коэффициент использования  $K_u$  и коэффициент мощности  $\cos\varphi$ , который переводим в  $tg\varphi$  [4, табл. 1.7].

Определяем среднюю активную мощность [17]:

$$P_{cp} = P_{ном\Sigma} \cdot K_u \quad (3)$$

Определяем среднюю реактивную мощность [12]:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (4)$$

Определяем эффективное число электроприемников по приближенной формуле [17]:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot P_{ном\Sigma}}{P_{ном.мах}} \quad (5)$$

При необходимости определяем средневзвешенный коэффициент использования характерной группы [17]:

$$K_{и.ср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}, \quad (6)$$

где  $P_{ср\Sigma}$  - средняя суммарная мощность характерной группы электроприемников.

Определяем расчетный коэффициент  $K_p$  в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников характерной группы [12, табл.9.3].

Определим расчетную активную нагрузку характерной группы [17]:

$$P_p = K_p \cdot P_{ср\Sigma}. \quad (7)$$

Реактивная мощность характерной группы зависит от эффективного числа электроприемников [17]:

При  $n_{эф} \leq 10$ :

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{ср\Sigma}. \quad (8)$$

При  $n_{эф} > 10$ :

$$Q_p = Q_{cp\Sigma} \quad (9)$$

Осветительная нагрузка [17]:

$$P_{p.0} = \alpha \cdot F \cdot K_{co}, \quad (10)$$

где  $\alpha$  - удельная плотность нагрузки, кВт/м<sup>2</sup>;

$F$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>.

$K_{co}$  - коэффициент спроса осветительной нагрузки.

$$Q_{p.0} = P_{p.0} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

Расчетная активная мощность цеха [17]:

$$P_{p.цех} = P_p + P_{p.0} \quad (12)$$

Расчетная реактивная мощность цеха [17]:

$$Q_{p.цех} = Q_p + Q_{p.0} \quad (13)$$



## 2.2 Расчет электрических нагрузок силового оборудования и системы досвечивания

В качестве примера произведем расчет нагрузки отделения для выращивания огурцов.

Покажем расчет на примере первого электроприемника и первой характерной группы электроприемников, остальные группы сведем в таблицу 1.

$$P_{ном\Sigma} = 2,2 \cdot 1 = 2,2 \text{ кВт},$$

$$P_{cp} = 2,22 \cdot 0,7 = 1,54 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp} = 1,54 \cdot 0,48 = 0,74 \text{ квар},$$

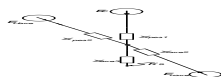
$$n_{эф} = \frac{2 \cdot 36,15}{5} = 15,$$

$$K_{и.ср} = \frac{25,305}{36,15} = 0,7,$$

$$K_p = 1,12,$$

$$P_p = 1,12 \cdot 25,305 = 28,34 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 12,15 \text{ квар},$$



кВт,

$$Q_{p.0} = 1,95 \cdot 0,88 = 1,72 \text{ квар},$$

$$P_{р.цех} = 1954,55 + 1,95 = 1956,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.цех} = 571,62 + 1,72 = 573,34 \text{ квар}.$$

Таблица 1 – Расчет нагрузки отделения для выращивания огурцов

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		пэ	Кр	Расчетная мощность	
По заданию			По справочным данным			Рср, кВт	Qср, квар			Рр, кВт	Qр, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, пф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ						
		одного ЭП	общая								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Насос дренажа	1	2,2	2,2	0,7	0,48	1,54	0,74				
Насос для перекачки удобрений	1	0,75	0,75	0,7	0,48	0,525	0,25				
Насос технического водопровода	1	4,00	4	0,7	0,48	2,8	1,34				
Насос подачи воды на раст. узел	1	5,00	5	0,7	0,48	3,5	1,68				
Насос системы обогрева	11	2,20	24,2	0,7	0,48	16,94	8,13				
<b>Итого</b>	<b>15</b>	<b>14,15</b>	<b>36,15</b>	<b>0,7</b>	<b>0,48</b>	<b>25,305</b>	<b>12,15</b>	<b>15</b>	<b>1,12</b>	<b>28,34</b>	<b>13,36</b>
Мотор-редуктор форточной вентиляции	6	1,1	6,6	0,8	0,8	5,28	4,224				
Мотор-редуктор зашторивания	6	0,55	3,3	0,8	0,8	2,64	2,112				
<b>Итого</b>	<b>12</b>	<b>1,65</b>	<b>9,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>7,92</b>	<b>6,34</b>	<b>12</b>	<b>1,07</b>	<b>8,47</b>	<b>6,34</b>
Штепсельный разъём для передвижного техн. оборудования	8	1	8	0,8	0,62	6,4	3,78				
Бак маточного раствора	2	0,5	1	0,8	0,62	0,8	0,49				

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Итого</b>	<b>10</b>	<b>1,50</b>	<b>9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,62</b>	<b>7,2</b>	<b>4,46</b>	<b>10</b>	<b>1,07</b>	<b>7,7</b>	<b>4,46</b>
Вентилятор осевой	33	0,39	12,87	0,8	0,57	10,29	5,87				
<b>Итого</b>	<b>33</b>	<b>0,39</b>	<b>12,87</b>	<b>0,8</b>	<b>0,57</b>	<b>10,29</b>	<b>5,87</b>	<b>33</b>	<b>1,05</b>	<b>10,81</b>	<b>5,87</b>
Сульфуратор	96	0,11	10,56	0,75	0,48	7,92	3,8				
<b>Итого</b>	<b>96</b>	<b>0,11</b>	<b>10,56</b>	<b>0,75</b>	<b>0,48</b>	<b>7,92</b>	<b>3,8</b>	<b>96</b>	<b>1,05</b>	<b>8,32</b>	<b>3,8</b>
Светильники дежурного освещения	43	0,08	3,44	0,85	0,33	2,92	0,96				
<b>Итого</b>	<b>43</b>	<b>0,08</b>	<b>3,44</b>	<b>0,85</b>	<b>0,33</b>	<b>2,92</b>	<b>0,9</b>	<b>43</b>	<b>1,05</b>	<b>3,07</b>	<b>0,96</b>
Лампа досвечивания	4216	0,6	2529,6	0,75	0,29	1897,2	550,19				
<b>Итого</b>	<b>4216</b>	<b>0,6</b>	<b>2530</b>	<b>0,75</b>	<b>0,29</b>	<b>1897,2</b>	<b>550,19</b>	<b>4216</b>	<b>1,01</b>	<b>1916</b>	<b>550,19</b>
<b>Общий итог</b>										<b>1955</b>	<b>571,62</b>

Расчет нагрузок рассадного отделения, отделения для выращивания томатов, теплицы для выращивания салата и АБК проведен в программе Excel и представлен в Приложении А.

### 2.3 Расчет электрических нагрузок Тепличного комбината

Расчетная полная мощность [4]:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2} \quad (14)$$

Расчетный ток в нормальном режиме [4]:

$$I_{p.ТП} = \frac{S_{p.ТП}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (15)$$

Основным источником электроснабжения потребителей теплицы является внешняя сеть. Электроснабжение технологического оборудования

трехгектарной теплицы и теплицы для выращивания салата выполняется от существующей внутриплощадочной закрытой трансформаторной подстанции. Электроснабжение системы досвечивания проектируется осуществить посредством двух трансформаторных подстанций ТП1-ТП2 серии 2БКТП-1600/10/0,4. От вновь устанавливаемой ТП 1 питается система досвечивания огуречного отделения; от ТП 2 – система досвечивания томатного отделения.

В качестве примера рассчитаем только ТП 1:

$$\Delta P_{m.ТП1} = 0,02 \cdot 1993,6 = 39,87 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m.ТП1} = 0,1 \cdot 1993,6 = 199,36 \text{ квар};$$

$$P_{p.ТП1} = 1916,17 + 39,87 = 1956,04 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ТП1} = 550,19 + 199,36 = 749,55 \text{ квар};$$

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{1956,04^2 + 749,55^2} = 2094,74 \text{ кВА};$$

$$I_{p.ТП1} = \frac{2094,74}{\sqrt{3} \cdot 10} = 120,94 \text{ А}.$$

Расчет нагрузок остальных ТП выполнен в программе Excel и представлен в Приложении Б.

Суммарная нагрузка СХПК Тепличный составляет:

$$P_p = 4040,68 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1603,56 \text{ квар}.$$

### 3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ внутрикомбинатовские и цеховые электрические сети.

Выбор числа и мощности трансформаторов ТП осуществляется только по активной мощности.

Расчетная мощность трансформатора ТП определенного цеха определяется как [17]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{\Sigma цеха}}{K_{з.онт} \cdot N_t}, \quad (16)$$

где  $P_{\Sigma цеха}$  - суммарная активная мощность цеха;

$K_{з.опт}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7);



- число силовых трансформаторов.

Выбираем мощность ТП 1:

$$S_{расч.тр} = \frac{1956,04}{0,7 \cdot 2} = 1397,17 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор марки ТМГ 1600 кВА.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть, определим по формуле:

$$Q_{max} = \sqrt{(N_m \cdot K_з \cdot S_{ном.т})^2 - P_{расч}^2} \quad (17)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{нк1} = Q_{расч} - Q_{max}, \quad (18)$$

где  $Q_{расч}$  - расчетная реактивная мощность.

Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{нк2} = Q_{расч} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_{опт} \cdot S_{ном.т}, \quad (19)$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент, определяемый по номограммам [17].

Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}. \quad (20)$$

Фактическая реактивная мощность, передаваемая из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{неск} = Q_{расч} - Q_{кpm}. \quad (21)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{P_{расч}}{(N_m \cdot S_{ном.т})}. \quad (22)$$

$$Q_{max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1956,04^2} = 1091,55 \text{ квар};$$

$$Q_{нк1} = 550,19 - 1091,55 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{нк2} = 550,19 - 0 - 0,4 \cdot 2 \cdot 1600 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{нк} = 0.$$

Следовательно, проводить компенсацию реактивной мощности не требуется.

Проверяем коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{1956,04}{(2 \cdot 1600)} = 0,6.$$

Данный коэффициент загрузки является оптимальным, так как входит в промежуток 0,5-0,75.

В послеаварийном режиме :

$$K_3 = \frac{1956,04}{((2-1) \cdot 1600)} = 1,22.$$

Коэффициент загрузки составляет  $1,22 \leq 1,4$ .

Для обеспечения надежности электроснабжения тепличного комбината необходимо устанавливать по два трансформатора в ТП.

Проверку трансформаторов остальных ТП сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Определение оптимального числа и мощности трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности

ТП	Марка	Ррасч, кВт	Ст.ном, кВА	Qmax, кВАр	Qнк1, кВАр	Qнк2, кВАр	Qнк, кВАр	Qнеск, кВАр	КРМ	Кз
ТП 1	ТМГ	1956,04	1600	1091,5	0	0	0		-	0,6
ТП 2	ТМГ	1553,33	1600	1613,9	0	0	0		-	0,6
ТП 3	ТМГ	531,3	1000	1295,3	0	0	0		-	0,27

Коэффициент загрузки на существующей ТП 3 равен 0,27, но в планах строительство склада в 10 тысяч квадратов для корнеплодов, рассчитанного на 12 тысяч тонн капусты, свеклы, моркови и картофеля. Строить планируют и новую луковую ферму. Помимо теплиц здесь будет еще и логистический центр - с холодильниками для продуктов. Это даст суммарный прирост нагрузки, что в целом загрузит ТП 3 и создаст резерв мощности.



## 4 ВЫБОР ДВУХ ВАРИАНТОВ СХЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- 1) обеспечивать необходимую надежность электроснабжения ЭП в зависимости от их категории;
- 2) быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- 3) иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);
- 4) иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение индустриальных и скоростных методов монтажа.

Схемы цеховых сетей бывают магистральные и радиальные.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью (позволяют заменять технологическое оборудование без особых изменений электрической сети). Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы. По сути они обеспечивают высокую надежность электроснабжения, но требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные. В данной работе предложено два возможных варианта цеховой электрической сети:

#### **4.1 Вариант установки шинопроводов**

Вариант основан на применении радиальной схемы при помощи установки трех распределительных шинопроводов типа ШРА 73.

Шинопровод - это жесткий токопровод на напряжение до 1 кВ заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями. В цехах предприятий, где механизмы расположены по всей площади рядами и часто перемещаются вследствие изменения технологического процесса производства, в качестве питающих магистральных линий и распределительной сети применяют магистральные и распределительные закрытые шинопроводы. Данный вариант целесообразен, так как трансформаторная подстанция имеет РУ НН, приемники электроэнергии расположены упорядоченно вдоль цеха. В месте присоединения шинопровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Непосредственно питание нагрузки осуществляется при помощи кабеля, присоединенного к шинопроводу через предохранитель. Даная схема показана на рисунке 5.

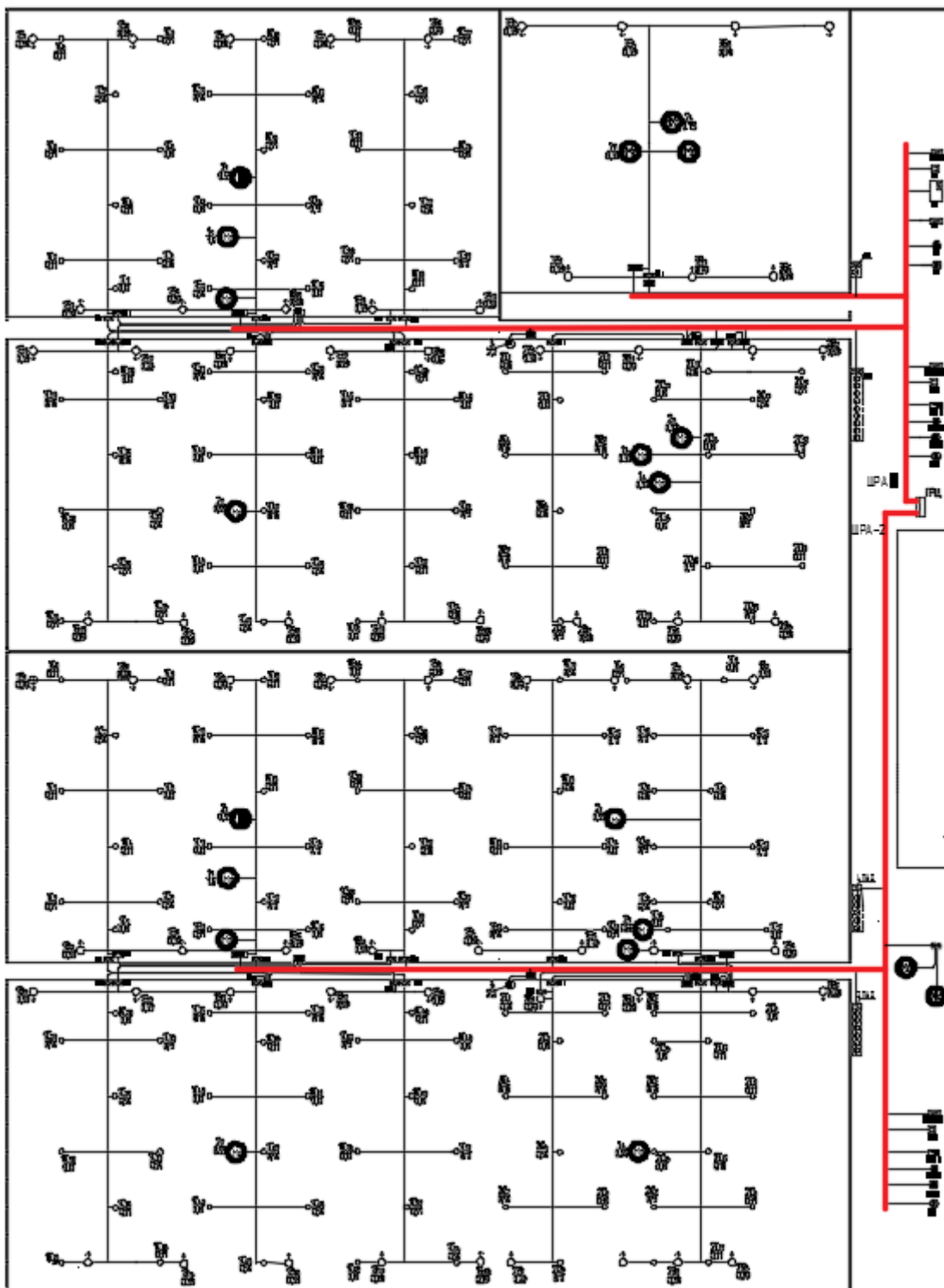


Рисунок 2 – Схема цеха выполненная шинопроводами

#### 4.2 Вариант установки силовых пунктов

Вариант выполнен с использованием силовых пунктов, в данном случае типа ШРС.

Силовые распределительные шкафы предназначены для распределения электрической энергии и защиты электрических установок постоянного тока напряжением до 220 В или переменного тока напряжением до 660 В при перегрузках и коротких замыканиях. Они изготавливаются в виде шкафов или устройств, собираемых из отдельных стандартных элементов: ящиков с соединительными шинами и ящиков с разными аппаратами. Преимущество этих устройств заключается в возможности получения разных схем из небольшого набора стандартных ящиков.

Питание распределительных шкафов осуществляется при помощи кабелей, присоединенных к РУ НН через автоматический выключатель. Питание ЭП от ШР выполнено кабельными линиями. Для защиты ЭП применены предохранители типа ПН2. Даная схема показана на рисунке 6.

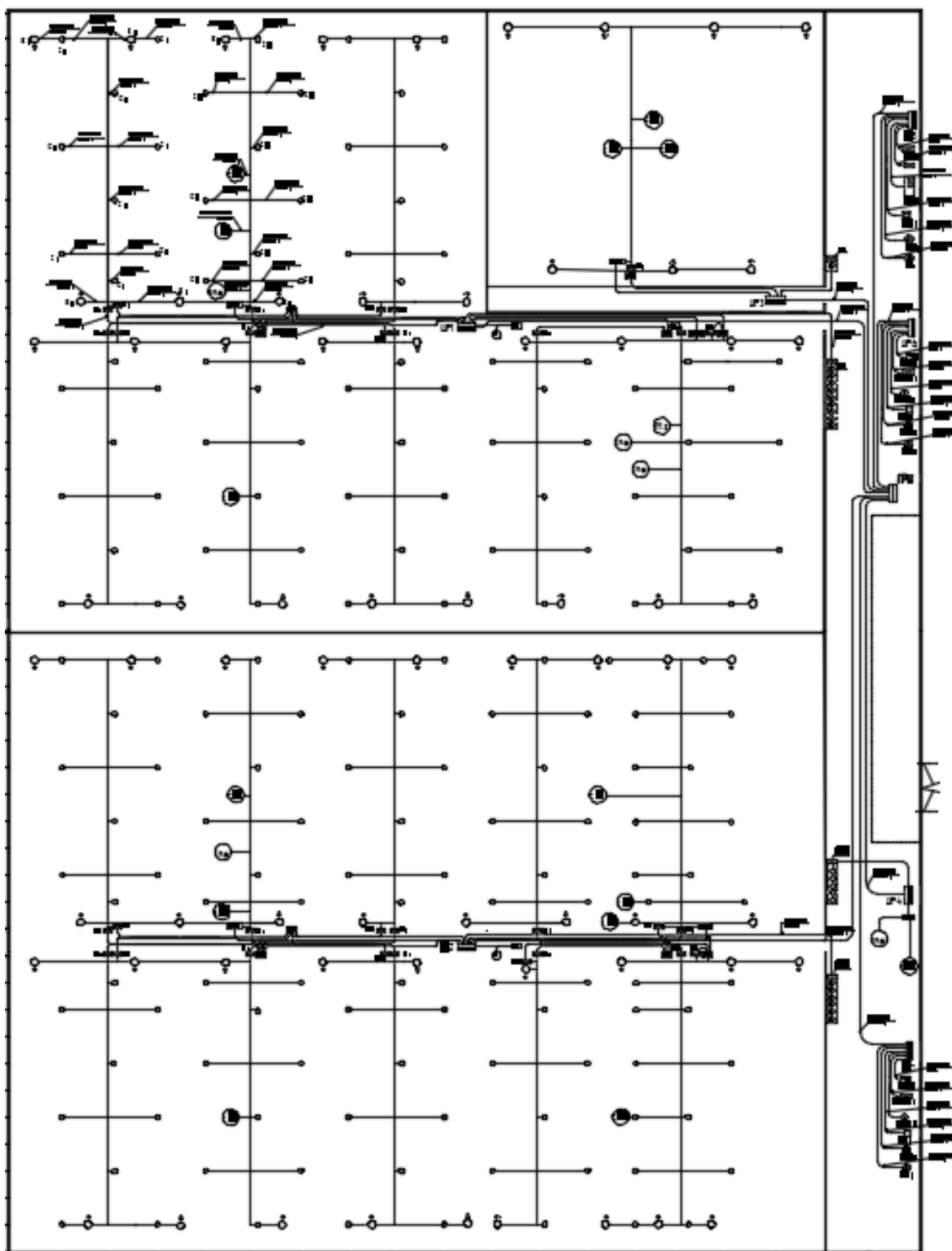


Рисунок 3 – Схема цеха, выполненная с использованием ШР

Далее произведем капитальный расчет и выберем наиболее целесообразный вариант схемы цеха, который будет соответствовать всем возможным критериям.

## 5 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ДЛЯ НИЗКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ ПО ВТОРОМУ ЭТАПУ

### 5.1 Расчёт нагрузок для варианта, выполненного шинопроводами

Алгоритм расчёта:

1) При разбиении ЭП на характерные категории учитывается схема низковольтной сети. В данном случае ЭП подключённые к одному ШРА, является одной характерной категорией. Результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор шинопроводов для первого варианта сети

№ гр.	$P_{ном\Sigma}$ , кВт	$P_{ср\Sigma}$ , кВт	$Q_{ср\Sigma}$ квар	$k_{и.срв}$	$tg\varphi_{срв}$	$n_{эф}$	$k_p$	$P_p, кВт / Q_p, квар$
ШРА 1	68,45	68,45	39,58	0,65	0,57	55	1,39	83,74/ 62,25
ШРА 2	77,7	56,42	34,08	0,71	0,58	48	1,14	62,25/ 37,49
ШОС	-	-	-	-	-	-	1	19,71/ 17,35

Рассчитаем токовую нагрузку и выберем по ней марку нужного шинопровода по формулам (14) и (15).

Для первой характерной категории:

$$S_{p1} = \sqrt{83,74^2 + 62,25^2} = 94,33 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА 1:

$$I_{p1} = \frac{94,33}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 136,97 \text{ А.}$$

Выбираем ШРА 73У3-250 на номинальный ток 250 А.

Для второй характерной категории:

$$S_{p2} = \sqrt{62,25^2 + 37,49^2} = 72,67 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА 2:

$$I_{p2} = \frac{72,67}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 105,13 \text{ А.}$$

Выбираем ШРМ 75У3-250 на номинальный ток 250 А.

Для осветительной категории:

$$S_{p0} = \sqrt{19,71^2 + 17,35^2} = 26,26 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШОС:

$$I_{p0} = \frac{26,26}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 37,9 \text{ А.}$$

Выбираем ШОС-67-У3 -63 на номинальный ток 63 А.

## 5.2 Расчёт нагрузок с использованием распределительных шкафов и кабелей

Алгоритм расчёта:

Для примера рассмотрим группу ШР5.

1) Определяем среднюю мощность для каждого типа ЭП и по характерной группе в целом по формулам (3-8):

Определяем суммарную среднюю активную и реактивную мощности ЭП, подключенных к ШР5:

$$P_{ШР5} = P_{ПУУППР} \cdot k_{уПУУППР} + P_{УРР} \cdot k_{уУРР} + P_{КПС} \cdot k_{уКПС} + P_{НСД} \cdot k_{уНСД} + P_{НПР} \cdot k_{уНПР} + P_{ПУН} \cdot k_{уПУН}; \quad (23)$$

$$P_{ШР5} = 3 \cdot 0,4 + 1,24 \cdot 0,6 + 2,84 \cdot 0,8 + 2 \cdot 0,65 + 2,2 \cdot 0,7 + 4 \cdot 0,7 + 15 \cdot 0,4 = 14,56 \text{ кВт};$$

$$Q_{ШР5} = P_{ПУУППР} \cdot k_{уПУУППР} \cdot \text{tg}\varphi_{ПУУППР} + P_{УРР} \cdot k_{уУРР} \cdot \text{tg}\varphi_{УРР} + P_{КПС} \cdot k_{уКПС} \cdot \text{tg}\varphi_{КПС} + P_{НСД} \cdot k_{уНСД} \cdot \text{tg}\varphi_{НСД} + P_{НПР} \cdot k_{уНПР} \cdot \text{tg}\varphi_{НПР} + P_{ПУН} \cdot k_{уПУН} \cdot \text{tg}\varphi_{ПУН}; \quad (24)$$

$$Q_{ШР5} = 3 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 1,24 \cdot 0,6 \cdot 0,75 + 2,84 \cdot 0,8 \cdot 0,62 + 2 \cdot 0,65 \cdot 0,48 + \\ + 2,2 \cdot 0,7 \cdot 0,48 + 4 \cdot 0,7 \cdot 0,48 + 15 \cdot 0,4 \cdot 0,48 = 7,5 \text{ квар.}$$

2) Определяем средневзвешенные значения  $\text{tg}\varphi$  и  $k_u$  по формулам:

$$k_{u.\text{срв1}} = \frac{14,56}{28,28} = 0,51;$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{срв1}} = \frac{7,5}{14,56} = 0,52.$$

3) Определяем эффективное число ЭП:

$$n_{\text{эф1}} = 8 \text{ шт.}$$

4) Определяем коэффициент расчётной нагрузки:

$$k_{p1} = 1,49.$$

5) Определяем расчётные нагрузки по формулам:

$$P_{p1} = 1,49 \cdot 14,56 = 22,74 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = 8,26 \text{ квар.}$$

6) Определяем расчетный ток

$$I_{p1} = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}; \quad (25)$$



$$I_{p2} = \frac{\sqrt{22,74^2 + 8,26^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 35,08 \text{ кА.}$$

Весь расчет произведем вручную. Для остальных групп значения расчёта покажем в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузки, приходящейся на шкафы распределительные

ШР	Наименование ЭП	$P_{ном\Sigma}$ , кВт	$P_{ср.\Sigma}$ , кВт	$Q_{ср.\Sigma}$ , квар	$k_{и.ср\phi}$	$tg\varphi_{ср\phi}$	$n_{\phi}$	$k_p$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$I_p, А$
ШР1	1БУС,2БУС 1БУВ, 2БУВ,БУД, 1ПУО, 1БУФ3, 2БУФ3	47,09	35,04	21,59	0,74	0,62	8	1,14	39,82	22,87	66,7
ШР2	3БУС,4БУС 3БУВ, 4БУВ,БУД, 3ПУО, 3БУФ3, 4БУФ3	44,88	33,84	21,8	0,75	0,64	8	1,12	37,64	22,71	63,88
ШР3	5БУВ, 5БУФ3, 3ПУО	6,58	4,38	2,72	0,67	0,62	3	1,37	5,53	2,87	9,09
ШР4	4ПУО, 6БУФ3	14,3	10,34	5,8	0,72	0,57	2	1,12	11,4	6,02	18,72
ШР5	ПУУППР, УРР,КПС, НСД,НПР, ПУН	28,28	14,56	7,5	0,51	0,52	6	1,49	22,74	8,26	35,08
ШР6	ПУУППР, БМР, ПУСЧ, НПДУ, НТВ,НПРУ	16,59	10,95	5,66	0,66	0,52	6	1,46	16,5	6,23	25,59
ШР7	ПУУППР, БМР, ПУСЧ, НПДУ, НТВ,НПРУ	16,59	10,95	5,66	0,66	0,52	6	1,46	16,5	6,23	25,59

Марка распределительного шкафа определяется в зависимости от тока и числа отходящих от него линий. Выбранная марка должна соответствовать следующим условиям [17]:

$$N_{прис} \leq N_{лин}, \quad (26)$$

где  $N_{прис}$  - количество отходящих от силового пункта линий,

соответствующее выбранной марки пункта;

$N_{лин}$  - фактическое количество отходящих линий.

$$I_{ном} \leq I_{доп}, \quad (27)$$

где  $I_{ном}$  - номинальный ток силового пункта;

$I_{доп}$  - допустимый ток.

Выбор марки распределительного пункта представлен в таблице 5.

Шкаф распределительный (силовой) служит для работы в сетях переменного тока частотой 50-60 Гц. Основное назначение ШРС 1 – прием и распределение электрической энергии по потребителям. Выполняет функцию защиты электрических линий от токов короткого замыкания. ШРС 1 собирается из вводной и коммутационной аппаратуры установленной на металлической сборно-разборной конструкции. В качестве коммутационной аппаратуры используются предохранители типа ПН2-100. На вводе ставиться рубильник типа ВР-32.

Таблица 5– Выбор марки распределительных пунктов

ШР	Марка	$I_p$ , А	$I_{ном}$ , А	Кол-во отходящих линий
ШР 1	ШРС1-24У3 (8x100А)	62,78	400	8
ШР 2	ШРС1-24У3 (8x100А)	61,47	400	8
ШР 3	ШРС1-24У3 (5x100А)	13,48	250	3
ШР 4	ШРС1-24У3 (5x100А)	19,62	250	2
ШР 5	ШРС1-24У3 (8x100А)	36,66	400	6
ШР 6	ШРС1-24У3 (8x100А)	24,05	400	6
ШР 7	ШРС1-24У3 (8x100А)	24,05	400	6

Далее следует полная проверка обоих вариантов и выбор сечения проводников.

### 5.3 Выбор и проверка сечений кабелей от ГРЩ к ШР

Выбор сечений кабелей от распределительных шкафов до главного распределительного щита производится по формуле (25), за исключением того, что поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой задан допустимый длительный ток принимается равным 0,89 [19, табл. 1.3.3.]. Расчет произведен в программе Excel и сведен в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор сечений кабелей от ШР к ГРЩ

№ группы	$P_{ном.}, \text{кВт}$	$I_p, \text{кА}$	Сечение, мм	Марка	Идоп, А
ШР 1	47,05	62,78	5x16	ВВГнг-LS	84
ШР 2	44,88	61,47	5x16	ВВГнг-LS	84
ШР 3	9,9	13,48	5x6	ВВГнг-LS	46
ШР 4	14,3	19,62	5x6	ВВГнг-LS	46
ШР 5	28,28	36,66	5x6	ВВГнг-LS	46
ШР 6	18,59	24,05	5x6	ВВГнг-LS	46
ШР 7	18,59	24,05	5x6	ВВГнг-LS	46

Проверим выбранные сечения по потере напряжения по следующей формуле [21]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (28)$$

где  $r_0, x_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивление;

$l$  – длина питающей или распределительной линии, км.

Потери мощности (электроэнергии) в элементах сети определяются по следующей формуле [13]:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле [13]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T, \quad (30)$$

где  $T$  – число часов использования максимуму нагрузки,  $T=8760$ , час.

Произведем расчет на примере ШР 1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,78 \cdot 99}{400} \cdot (1,16 \cdot 0,9 + 0,095 \cdot 0,44) \cdot 100 = 2,92 \%,$$

$$\Delta P = 3 \cdot 62,78^2 \cdot 1,16 \cdot 99 \cdot 10^{-3} = 1,36 \text{ кВт},$$

$$\Delta W = 1,36 \cdot 8760 = 11895 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка сечений кабелей от ШР к ГРЩ

Наименование	l, м	$I_p$ , А	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$\cos\phi / \sin\phi$	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
1	3	4	5	6	7	8	9	10
ШР 1	99	62,78	1,16	0,095	0,9/0,44	1,36	2,92	11895
ШР 2	144,6	61,47	1,16	0,095	0,9/0,44	1,90	4,18	16656
ШР 3	49,3	13,48	3,09	0,1	0,87/0,49	0,08	0,79	727,46
ШР 4	133,54	19,62	3,09	0,1	0,9/0,44	0,48	76,2	4174,4
ШР 5	127,12	36,66	3,09	0,1	0,87/0,49	1,58	71,5	13873
ШР 6	138,82	24,05	3,09	0,1	0,87/0,49	0,75	34,7	6520,3
ШР 7	149,52	24,05	3,09	0,1	0,87/0,49	0,80	104,2	7022,8

#### 5.4 Выбор и проверка питающих кабелей Тепличного комбината

Для питания ЩД, ГРЩ и салатной теплицы принимаем кабель АВББШв. Бронированный силовой кабель АВББШв используется на промышленных объектах для передачи электроэнергии. Кабель предназначен для проведения кабельных работ на открытом воздухе и в помещениях внутри зданий, в земляных траншеях и по ЛЭП.



Рисунок 4 – Конструкционные элементы кабеля АВББШв

1. Токопроводящая жила выполнена из алюминия, бывает однопроволочной или многопроволочной, круглой формы или секторной, первого или второго класса по ГОСТ 22483.
2. Изоляционный слой выполнен из поливинилхлоридного пластика (ПВХ). Изолированные жилы многожильного кабеля отличаются цветом. Изоляция нулевых жил – голубой цвет. Изоляция жил заземления выполнена в двухцветной зелено-желтой гамме.
3. Поясная изоляция в кабелях, где защитный покров ББШв выпрессовывается из ПВХ пластика
4. Защитный покров кабеля АВББШв - типа ББШв:
  - броня выполнена из двух стальных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента полностью закрывала зазоры между витками нижней ленты;
  - защитный шланг выполнен из ПВХ пластика.
5. Слои битума.
6. Защитный шланг из ПВХ пластика

Расчет выполнен в программе Excel и представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка питающих кабелей Тепличного комбината

Начало	Конец	$I_p$ , А	Сечение, мм	Марка	Иддоп, А	l, м	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
ТП 1	2ЩД1-2ЩД3	257.8	4x185	АВБбШв	321	157.25	3.25	5.30	46416.09
ТП 1	2ЩД4-2ЩД6	257.8	4x185	АВБбШв	321	130.35	2.70	4.39	38475.91
ТП 1	2ЩД7-2ЩД9	257.8	4x185	АВБбШв	321	101.63	2.10	3.42	29998.52
ТП 1	2ЩД10-2ЩД12	257.8	4x185	АВБбШв	321	75.24	1.56	2.54	22208.88
ТП 1	2ЩД13-2ЩД15	257.8	4x185	АВБбШв	321	48.16	1.00	1.62	14215.57
ТП 1	2ЩД16	85.94	4x185	АВБбШв	321	29.65	0.20	0.11	972.58
ТП 1	2ЩД17-2ЩД18	171.87	4x185	АВБбШв	321	14.2	0.20	0.21	1862.95
ТП 2	1ЩД1-1ЩД2	171.87	4x185	АВБбШв	321	148.63	2.05	2.23	19499.29
ТП 2	1ЩД3-1ЩД5	257.8	4x185	АВБбШв	321	107	2.21	3.61	31583.60
ТП 2	1ЩД6-1ЩД8	257.8	4x185	АВБбШв	321	73.64	1.52	2.48	21736.60
ТП 2	1ЩД9-1ЩД11	257.8	4x185	АВБбШв	321	47.79	0.99	1.61	14106.36
ТП 2	1ЩД12-1ЩД14	257.8	4x185	АВБбШв	321	30.08	0.62	1.01	8878.83
ТП 3	ГРЩ	242.09	4x185	АВБбШв	321	201	3.90	5.97	52319.29
ТП 3	Салатная теплица	264.52	4x185	АВБбШв	321	195	4.13	6.92	60598.76

### 5.5 Выбор и проверка сечений линий к ЭП

Для питания электроприемников от силовых распределительных шкафов данной работой предусмотрены провода марки ВВГнг-LS.

Кабель ВВГнг-LS - это силовой кабель с однопроволочными или многопроволочными жилами круглой или секторной формы. Назначение кабеля - передача и распределение электрической энергии в неподвижных стационарных электрических установках. Индекс "нг-LS" (не распространяющий горение с пониженным газо и дымовыделением) обозначает, что изоляция и оболочка электрического кабеля выполнена из пожаробезопасного пластиката, не распространяющего горение, поэтому ВВГнг-LS может применяться для прокладки в общественных зданиях и

промышленных помещениях - объектах с повышенными требованиями к пожарной безопасности.



Рисунок 5 – Конструктивное исполнение кабеля ВВГнг-LS

Сечения кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле [17]:

$$I_p \leq k_{cp} \cdot I_{доп}, \quad (31)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии, А;

$I_{доп}$  - допустимый длительный ток, А [17, табл.1.3.5];

$k_{cp}$  – поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы  $I_{доп}$  в ПУЭ,  $k_{cp} = 1$  [10].

Номинальный ток ЭП определяется по формуле [13, стр.108, формула 26]:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (32)$$

где  $P_{ном}$  - номинальная активная мощность ЭП, кВт;

$U_{ном}$  - номинальное линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$  - номинальный коэффициент мощности нагрузки;

$\eta$  - номинальный КПД.

Расчет выполнен в программе Excel и представлен в Приложении В. В качестве примера представим в таблице 9 выбор сечения кабелей для электроприемников, подключенных к ШР 5.

Таблица 9 – Выбор сечений кабелей от ШР 5 к ЭП

Электроприемник	Маркировка	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	L, м	Сечение, мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	8
Пульт управления узлом подготовки питательных растворов	ВВГнг-LS	10,38	21	10,6	3x1,5
Узел размешивания раствора	ВВГнг-LS	2,63	21	22,4	3x1,5
Камера проращивания семян	ВВГнг-LS	5,67	21	16	3x1,5
Насос системы дренажа	ВВГнг-LS	4,15	21	32,6	3x1,5
Насос перекачки растворов	ВВГнг-LS	7,55	21	27,8	3x1,5
Пульт управления насосами	ВВГнг-LS	28,3	36	7	3x4

Проверка производится аналогично проверке кабелей, питающих распределительные шкафы. Результаты расчетов для кабелей электроприемников, подключенных к ШР 5, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка сечений кабелей от ШР 5 к ЭП

Наименование ЭП	L, м	$I_p$ , А	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$\cos\varphi$ / $\sin\varphi$	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
1	3	4	5	6	7	8	9	10
Пульт управления узлом подготовки питательных растворов	10,6	10,38	12,6	0,126	0,9/0,44	0.54	0.04	377.97
Узел размешивания раствора	22,4	2,63	12,6	0,126	0,8/0,6	0.26	0.01	51.38



Продолжение таблицы 10.

<i>1</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Камера проращивания семян	16	5,67	12,6	0,126	0,85/0,53	0.42	0.02	170.54
Насос системы дренажа	32,6	4,15	12,6	0,126	0,9/0,44	0.67	0.02	185.99
Насос перекачки растворов	27,8	7,55	12,6	0,126	0,9/0,44	1.04	0.06	524.32
Пульт управления насосами	7	28,3	4,65	0,107	0,9/0,44	0.36	0.08	685.16

Выбранные кабели соответствуют требуемым параметрам.

## 6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму капитальных затрат, эксплуатационных издержек, амортизационных отчислений и минимуму потерь электроэнергии.

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K = \sum k_{инф} \cdot (K_i), \quad (33)$$

где  $K$  – укрупненные показатели стоимости  $i$ -го оборудования, руб.;

$k_{инф}$  – коэффициент инфляции.

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс\ i} \cdot K_i, \quad (34)$$

где  $\sum a_{экс\ i}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, %;

Издержки на амортизацию электрооборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (35)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, лет.

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{уд}, \quad (36)$$

где  $C_{уд}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,4 руб/кВт·ч [1];

Потери электроэнергии в кабелях и шинпроводах определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{ура} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p, \quad (37)$$

$$\Delta W_{кл} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p, \quad (38)$$

где  $T_p$  - время работы цеха,  $T_p=5000$ ч/год.

Сведем в таблицу 11 и 12 результаты расчета по варианту с шинпроводами и распределительными шкафами.

Таблица 11 – Результаты экономического расчета для варианта с шинпроводами

$K$ , руб.	$I_{экс}$ , руб.	$I_{ам}$ , руб.	$I_{\Delta W}$ , руб.	$\Delta W_{ура}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кл}$ , кВт·ч	$Z$ , руб
1725890	34517,80	69011,58	202033,34	1443095,3	374622,36	1725890

Таблица 12 – Результаты экономического расчета для варианта с распределительными шкафами

$K$ , руб.	$I_{экс}$ , руб.	$I_{ам}$ , руб.	$I_{\Delta W}$ , руб.	$\Delta W_{кл}$ , кВт·ч	$\Delta W_{скл}$ , кВт·ч	$Z$ , руб
324248	13887,79	11929,91	53266,04	38047,17	85690,86	324248

Подробный расчет приведен в Приложении Г.

Для дальнейшего расчёта, не смотря на значительные капиталовложения, принимается схема варианта с распределительными шкафами. Так как этот вариант является технически выгодным, исходя из наименьших потерь на его эксплуатацию и потерь электроэнергии.

## 7 СХЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛЭП

### 7.1 Установка ячеек К-59 на ПС Чигири

На ПС Чигири КРУН-10 кВ представлен ячейками типа К-59, которые используются для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока в сетях с изолированной нейтралью. Для вновь присоединяемой мощности СХПК Тепличный устанавливается по две ячейки с каждой секции шин. Это 1А, 2А, 2Б и 2В ячейки.

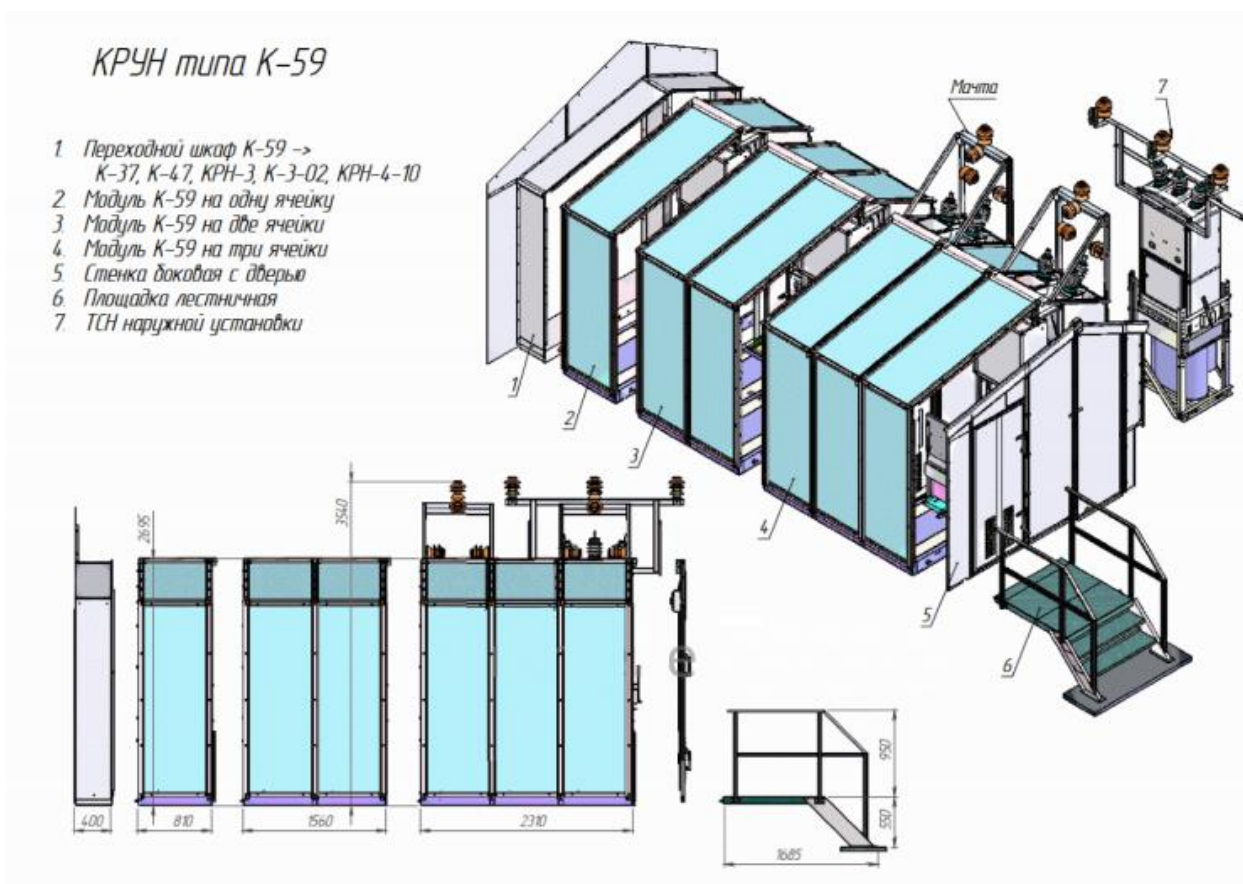


Рисунок 7 – Конструктивное исполнение ячеек КРУН типа К-59

Блок КРУН – это смонтированный на жёсткой раме металлический корпус, служащий защитной оболочкой, как высоковольтного оборудования, так и КРУН в целом. Блок разделён на высоковольтную часть и коридор управления. Защитная оболочка блока КРУН исполнения ХЛ1 выполнена из теплоизоляционных материалов типов «URSA», «ROCKWOOL» или других

аналогов по требованию заказчика, смонтированных между внутренней и наружной металлическими оболочками.

КРУН типа К-59 состоит из высоковольтных ячеек с коридором управления, шкафа ТСН и шкафа ВЧ связи; в КРУН исполнения У1 может входить навесной шкаф с трансформаторами напряжения. Для понижающих подстанций могут поставляться отдельно стоящие шкафы с трансформаторами типа НАМИ, ЗНОЛ, ЗНОЛП. Ячейки транспортируются блоками с собранными коридорами управления. Число ячеек в одном блоке до 3 штук. При заказе КРУН типа К-59 блоками, или если они предназначены для расширения КРУН этой же серии, а так же для расширения КРУН серий К-49, заказ комплектуется элементами для стыковки блоков (ячеек) между собой или с действующим КРУ. Изделие комплектуется лестницами, перилами и площадками(для выхода из КРУН). Компоновка шкафов и блока в целом предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУН без снятия напряжения со сборных шин и соседних присоединений. В целях предотвращения неправильных операций при проведении ремонтно-профилактических и других работ в КРУН имеются блокировки. Надежность электроснабжения обеспечивается релейной защитой. Эксплуатация КРУН типа К-59 не требует постоянного обслуживания.

## **7.2 Прокладка кабелей**

Для передачи и распределения электроэнергии на СХПК Тепличный от ячеек К-59 принимаются кабели марки АПвБП с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластиката, бронированные, в оболочке из полиэтилена (разрез и параметры кабеля представлены в графической части на листе №1). По территории ПС Чигири кабель проходит в наземных лотках, далее - в траншее.

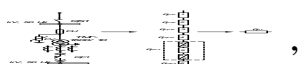
Данные кабели предназначены для эксплуатации в земле, независимо от степени коррозионной активности грунтов.

Основная область применения кабеля марки АПВБП – стационарная прокладка в земле (в траншеях). При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести кабелей. При большем количестве кабелей рекомендуется прокладывать их в отдельных траншеях. Допускается прокладывать кабели без подогрева при температуре окружающей среды не ниже  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При более низких температурах окружающей среды кабель должен быть нагрет выдержкой в обогреваемом помещении не менее 48 ч или при помощи специального устройства до температуры не ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при этом прокладка должна производиться в сжатые сроки (не более 30 минут). После прокладки кабель должен быть немедленно засыпан первым слоем грунта. Окончательную засыпку и уплотнение грунта производят после охлаждения кабеля. Прокладка кабелей при температуре окружающей среды ниже  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  не допускается.

Минимальный радиус изгиба кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при прокладке должен быть не менее  $15DN$ , где  $DN$  - наружный диаметр кабеля. При тщательном контроле изгиба, например, применением соответствующего шаблона, допускается уменьшение радиуса изгиба кабеля до  $8DN$ . При этом рекомендуется подогрев кабеля в месте изгиба до температуры  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Размотка кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с барабана должна производиться при применении необходимого количества проходных и угловых роликов. Применяемый метод размотки должен обеспечивать целостность кабеля. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена следует укладывать с запасом по длине  $1,2\%$ . В траншеях запас создается путем укладки кабеля «змейкой». Так же при прокладке в траншее необходимо произвести присыпку кабеля песчано-гравийной смесью или мелким грунтом толщиной не менее  $100\text{ мм}$  и провести испытания оболочки кабеля.

Выбор производится по расчетному и длительно-допустимому току.



где  $I_p$  - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо  $I_p$  принимают номинальный ток приемника  $I_{доп}$ );

$k_{CP}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы  $I_{доп}$  в ПУЭ;

$k_{np}$  - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах.

Расчетный ток будет определяться по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \quad (40)$$

Результаты сводятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка сечений кабелей напряжением 10 кВ

ТП	$I_p$ , кА	Сечение, мм	Марка	$I_{доп}$ , А	$r/x$ , Ом/км	$\cos\phi/\sin\phi$	$l$ , м	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч
КРУН-10 (Ф1А,Ф-26)-ТП 1	120,94	3x70	АПвБ П	210	0,42/ 0,086	0,82/ 0,58	305	0,273	5,621	49240
КРУН-10 (Ф2А,Ф-27)-ТП 2	96,04	3x70	АПвБ П	210	0,42/ 0,086	0,82/ 0,58	410	0,269	4,765	41741
КРУН-10 (Ф3,Ф-12)-ТП 3	34,12	3x70	АПвБ П	210	0,42/ 0,086	0,82/ 0,58	660	0,154	0,968	8480

### 7.3 Конструктивное исполнение ТП

На СХПК Тепличный к установке принимается две подстанции БКТП (блочная комплектная трансформаторная подстанция) с двумя трансформаторами 1600/10/0,4 полной заводской готовности, выполненные из железобетона размером 9080x7710x5250. Конструктивно одна секция блочной подстанции БКТП состоит из: бетонного блока с полной заводской

комплектацией, подземного модуля, образующего кабельное помещение, (приямка для БКТП). Здание блочной подстанции БКТП делится на несколько отсеков. В двух отсеках подстанции БКТП размещаются силовые трансформаторы ТМГ мощностью 2 по 1600 кВА, а в других отсеках подстанции БКТП высоковольтное и низковольтное оборудование в соответствии со схемой. Для подвода кабеля к электрооборудованию подстанции БКТП предусмотрены проёмы в полу. Жалюзийные решетки подстанции БКТП металлические, позволяют регулировать температуру в трансформаторном отсеке. Двери и ворота подстанции БКТП выполнены по типу сейф-двери, что обеспечивает надёжность и простоту обслуживания. Толщина стен здания от 60-120 мм. Крыша подстанции БКТП выполнена из металлочерепицы. Оборудование на стороне высокого напряжения (РУВН) в подстанциях БКТП используется самое надёжное в эксплуатации, такое, как распределительное устройство RM6 Schneider Electric, что позволяет выбрать любую схему подключения. В подстанции БКТП устанавливаются высоковольтные ячейки типа КСО. На стороне низкого напряжения (РУНН) в БКТП подстанциях используются панели типа ЩО-70. Так же (РУНН) подстанций БКТП выполняется на моноблоках импортного производства. Для удобства работы с низковольтной сборкой типа TUR в комплект поставки включены дополнительные аксессуары, позволяющие не только сделать работу со сборкой простой и приятной, но и полностью обезопасить эксплуатирующий персонал.

Основные преимущества блочных трансформаторных подстанций БКТП:

- полная заводская готовность к эксплуатации подстанций БКТП;
- высокая надёжность электрооборудования БКТП;
- простота конструкции и удобство монтажа подстанций БКТП;
- возможность применения любого типа трансформаторов в БКТП.



## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора электрических аппаратов и их проверки на термическую и динамическую стойкость.

Проведение расчета токов КЗ производится в следующем порядке:

- 1) Составление расчетной схемы замещения;
- 2) Выбор расчетного вида КЗ;
- 3) Расчет параметров элементов схемы.

Расчет токов КЗ осуществляется приближенным методом в относительных единицах [22].

На рисунке 8 представлена расчетная схема замещения.

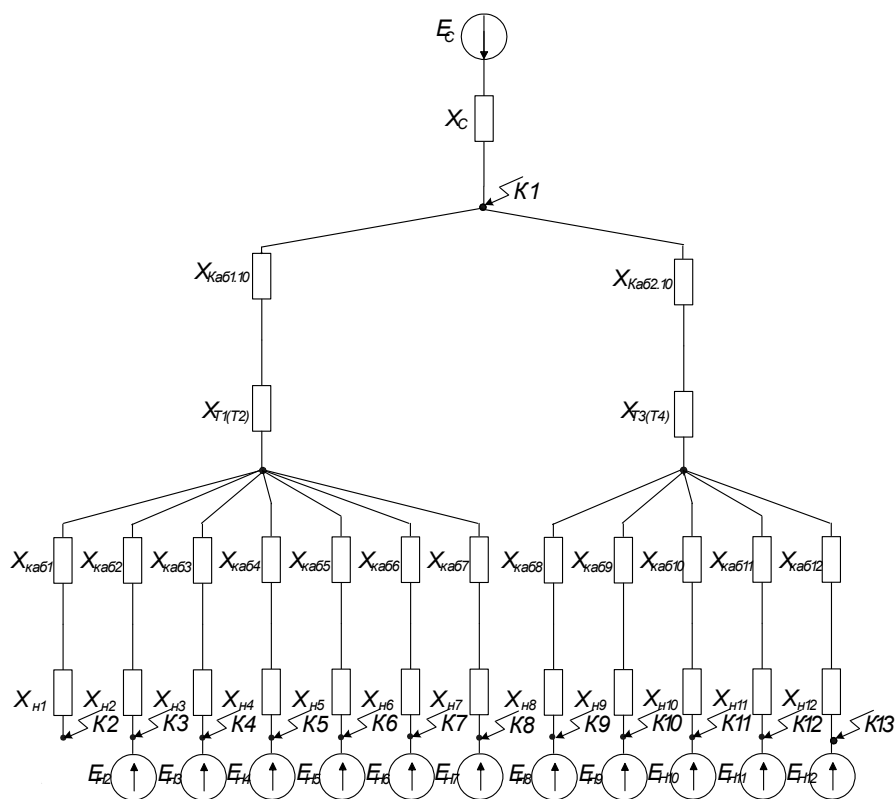


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому, согласно [10], проверяется динамическая устойчивость электрических аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения [22]:

- 1)  $I_{по}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;
- 2)  $I_{а0}$  - начальное действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ;
- 3)  $I_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания;
- 4)  $I_{ат}$  - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент  $t = \tau$ .

При определении сопротивления системы используется расчетный ток короткого замыкания с учетом перспективы на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ Чигири, равный 15,217 кА. Данные взяты в ходе прохождения преддипломной практики в Филиале АО «ДРСК» - «Амурские Электрические Сети». Расчет производится в относительных единицах. Базисная мощность принимается равной  $S_{б} = 1000$  МВА, ЭДС системы  $E_C = 1$  о.е. и ЭДС нагрузки  $E_H = 0,85$  о.е.

Задаются базисные напряжения:

$$U_{б} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Сопротивления систем  $X_C$  определяются по следующим формулам:

$$X_C = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{б}}, \quad (41)$$

где  $U_{б}$  - базисное напряжение первой ступени трансформации;

$S_{б}$  - базисная мощность;

$I_{кз}$  - расчетный ток КЗ на шинах 10кВ ПС 110/10 кВ Чигири.

Сопротивления систем будут равны:

$$X_C = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,217 \cdot 10,5} = 3,614 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабеля определяется по следующей формуле:

$$X_{\text{каб}} = l \cdot \frac{x_{\text{уд}}}{n_l} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (42)$$

где  $X_{\text{уд}}$  – удельное сопротивление кабеля;

$l$  – длина ВЛ;

$n_l$  – количество токопроводящих кабелей.

Сопротивления кабелей будут равны:

$$X_{\text{каб1.10}} = 0,083 \cdot \frac{1,305}{1} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,982 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{каб2.10}} = 0,083 \cdot \frac{1,305}{1} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,982 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформаторов определяются по формулам:

$$X_m = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном}}}, \quad (43)$$

где  $u_{\text{к\%}}$  – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов.

Сопротивления обмоток трансформатора будут равны:

$$X_{m1(m2)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{1,6 \cdot 2} = 32,82 \text{ о.е.};$$

$$X_{m3(m4)} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{1,6 \cdot 2} = 32,82 \text{ о.е.}$$

Определение расчетной нагрузки осуществляется по следующей формуле:

$$S_p = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}, \quad (44)$$

где  $P_{нагр}$  – активная мощность нагрузки, кВт;

$Q_{нагр}$  – реактивная мощность нагрузки, кВАр;

Реактивная мощность нагрузки находится следующим образом:

$$Q_{нагр} = P_{нагр} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (45)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности, который находится следующим образом:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (46)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - 0,94^2}}{0,94} = 0,363.$$

Нагрузка (1 секция шин):

2ЩД 1...16:  $P_{нагр} = 160$  кВт,  $Q_{нагр} = 58$  кВАр.

$$S_p = \sqrt{160^2 + 58^2} = 170,19 \text{ кВА}.$$

2ЩД 17...18:  $P_{нагр} = 80$  кВт,  $Q_{нагр} = 29,4$  кВАр.

$$S_p = \sqrt{80^2 + 29,4^2} = 85,11 \text{ кВА}.$$

Нагрузка (2 секция шин):

1ЩД:  $P_{нагр} = 80$  кВт,  $Q_{нагр} = 29,4$  кВАр.

$$S_p = \sqrt{80^2 + 29,4^2} = 85,11 \text{ кВА}.$$

1ЩД 2...14:  $P_{нагр} = 160$  кВт,  $Q_{нагр} = 58$  кВАр.

$$S_p = \sqrt{160^2 + 58^2} = 170,19 \text{ кВА}.$$

Сопротивления нагрузок определяются по следующим формулам:

$$X_n = X_{нагр} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n \cdot n}, \quad (47)$$

где  $X_{нагр} = 0,35$  – сопротивление нагрузки в относительных единицах.

Сопротивления нагрузок будут равны:

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н3} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н4} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н5} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н6} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19} = 2,06 \text{ о.е.};$$

$$X_{н7} = 0,35 \cdot \frac{1000}{85,11 \cdot 2} = 2,06 \text{ о.е.};$$

$$X_{н8} = 0,35 \cdot \frac{1000}{85,11 + 170,19} = 1,37 \text{ о.е.};$$

$$X_{н9} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н10} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н11} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 3} = 0,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{н12} = 0,35 \cdot \frac{1000}{170,19 \cdot 2} = 1,03 \text{ о.е.};$$

Сопротивление кабелей 0,4 кВ АВБбШв 4х185:

$$r_0 = 0,169 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,078 \text{ Ом/км.}$$

$$X_{каб1} = 0,078 \cdot 0,16552 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 80,69 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб2} = 0,078 \cdot 0,13825 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 67,4 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб3} = 0,078 \cdot 0,10983 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 53,54 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб4} = 0,078 \cdot 0,08324 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 40 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб5} = 0,078 \cdot 0,05616 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 27,38 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб6} = 0,078 \cdot 0,02965 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 14,45 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб7} = 0,078 \cdot 0,0142 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 6,92 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб8} = 0,078 \cdot 0,14863 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 72,46 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб9} = 0,078 \cdot 0,12286 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 59,89 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб10} = 0,078 \cdot 0,08164 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 39,8 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб11} = 0,078 \cdot 0,05579 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 27,2 \text{ о.е.};$$

$$X_{каб12} = 0,078 \cdot 0,03679 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 17,94 \text{ о.е.};$$

Базисный ток в точке  $K_i$  определяется по следующей формуле:

$$I_{бiсm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{iсm}}, \quad (48)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\delta}, \quad (49)$$

Начальное действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (50)$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial}, \quad (51)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (52)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент  $t = \tau$  определяется по формуле:

$$I_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (53)$$

Ниже будет приведен подробный расчёт токов КЗ для точки К2.

Преобразование схемы замещения для точки К2 происходит по следующим формулам:

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{каб2} + X_{н2}} + \frac{1}{X_{каб3} + X_{н3}} + \frac{1}{X_{каб4} + X_{н4}} + \frac{1}{X_{каб5} + X_{н5}} + \frac{1}{X_{каб6} + X_{н6}} + \frac{1}{X_{каб7} + X_{н7}}}; \quad (54)$$

$$X_{\text{эк61}} = \frac{1}{\frac{1}{67,4+0,69} + \frac{1}{53,54+0,69} + \frac{1}{40+0,69} + \frac{1}{27,38+0,69}} +$$

$$+ \frac{1}{\frac{1}{14,45+2,06} + \frac{1}{6,92+2,06}} = 3,75 \text{ o.e.}$$

$$X_{\text{эк62}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{каб8}} + X_{\text{н8}}} + \frac{1}{X_{\text{каб9}} + X_{\text{н9}}} + \frac{1}{X_{\text{каб10}} + X_{\text{н10}}}} +$$

$$+ \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{каб11}} + X_{\text{н11}}} + \frac{1}{X_{\text{каб12}} + X_{\text{н12}}}}; \quad (55)$$

$$X_{\text{эк62}} = \frac{1}{\frac{1}{72,46+1,37} + \frac{1}{59,89+0,69} + \frac{1}{39,8+0,69}} +$$

$$\frac{1}{\frac{1}{27,2+0,69} + \frac{1}{17,94+1,03}} = 6,98 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{эк63}} = X_{\text{каб1}} + X_{\text{н1}}; \quad (56)$$

$$X_{\text{эк63}} = 80,69 + 0,69 = 81,38 \text{ o.e.}$$

$$X_{\text{эк64}} = X_{\text{каб1.10}} + X_{\text{м1(м2)}}; \quad (57)$$

$$X_{\text{эк64}} = 0,982 + 32,82 = 33,8 \text{ o.e.};$$



$$X_{\text{экв5}} = X_{\text{каб2.10}} + X_{m3(m4)} + X_{\text{экв2}}; \quad (58)$$

$$X_{\text{экв5}} = 0,982 + 32,82 + 6,98 = 40,78 \text{ о.е.};$$

В результате преобразования получена следующая схема, представленная на рисунке 9.

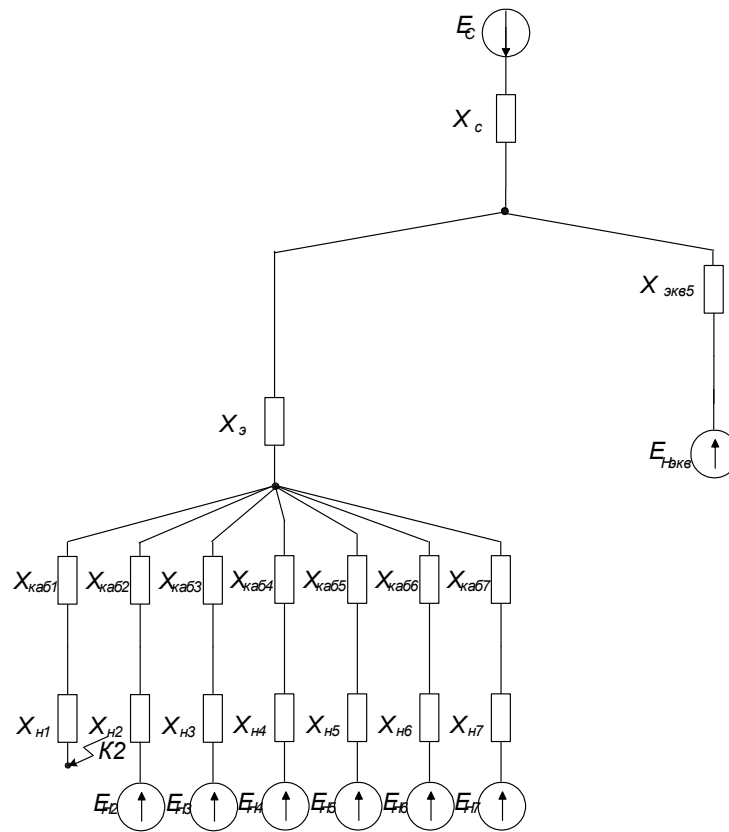


Рисунок 9– Преобразованная расчетная схема замещения для точки К2

$$X_{\text{экв6}} = \frac{1}{\frac{1}{X_c} + \frac{1}{X_{\text{экв5}}}}; \quad (59)$$

$$X_{\text{экв6}} = \frac{1}{\frac{1}{3,614} + \frac{1}{40,78}} = 3,32 \text{ о.е.};$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{экв6}}}{X_c}; \quad (60)$$

$$C_1 = \frac{3,32}{3,614} = 0,919 \text{ о.е.};$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{экв6}}}{X_{\text{экв5}}}; \quad (61)$$

$$C_2 = \frac{3,32}{40,78} = 0,081 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{каб1.10}} + X_{m1(m2)} + X_{\text{экв6}}; \quad (62)$$

$$X_{\text{рез}} = 0,982 + 32,82 + 3,32 = 37,12 \text{ о.е.};$$



$$, \quad (63)$$

$$X_{\text{рез1}} = \frac{37,12}{0,919} = 40,39 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{рез2}} = \frac{37,12}{0,081} = 458,27 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получена следующая схема, представленная на рисунке 10.

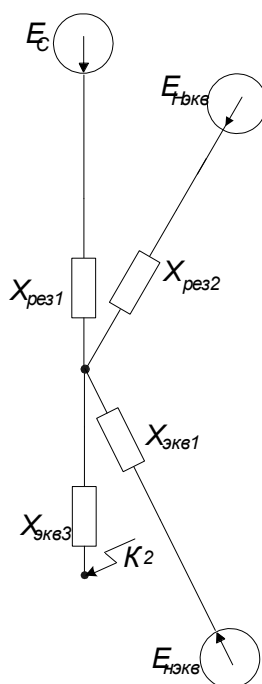


Рисунок 10 – Преобразованная расчетная схема замещения для точки К2

$$X_{экв7} = \frac{1}{\frac{1}{X_{рез1}} + \frac{1}{X_{рез2}} + \frac{1}{X_{экв1}}}; \quad (64)$$

$$X_{экв7} = \frac{1}{\frac{1}{40,39} + \frac{1}{458,27} + \frac{1}{3,75}} = 3,2 \text{ о.е.};$$

$$C_1 = \frac{X_{экв7}}{X_{рез1}}; \quad (65)$$

$$C_1 = \frac{3,2}{40,39} = 0,079 \text{ о.е.};$$

$$C_2 = \frac{X_{экв7}}{X_{рез2}}; \quad (66)$$

$$C_2 = \frac{3,2}{458,27} = 0,0069 \text{ o.e.};$$

$$C_3 = \frac{X_{\text{экв7}}}{X_{\text{экв1}}}; \quad (67)$$

$$C_3 = \frac{3,2}{3,75} = 0,853 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{pez}} = X_{\text{экв7}} + X_{\text{экв3}};$$

$$X_{\text{pez}} = 3,2 + 81,38 = 84,58 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{pezi}} = \frac{X_{\text{pez}}}{C_i}, \quad (68)$$

$$X_{\text{pez3}} = \frac{84,58}{0,079} = 1070,63 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{pez4}} = 12257,97 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{pez5}} = 99,16 \text{ o.e.}$$

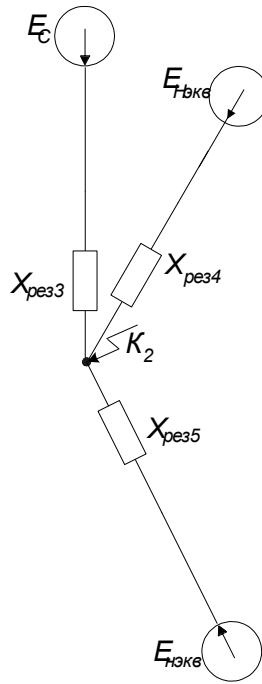


Рисунок 11 – Преобразованная расчетная схема замещения для точки К2

Базисный ток в точке К1 будет равен:

$$I_{\text{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 54,99 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 будет равно:

$$I_{n0} = \left( \frac{E_c}{X_{\text{рез3}}} + \frac{E_{\text{НЭКв}}}{X_{\text{рез4}}} + \frac{E_{\text{НЭКв}}}{X_{\text{рез5}}} \right) \cdot I_{\text{б1}}, \quad (69)$$

$$I_{n0} = (0,0009 + 0 + 0,0085) \cdot 54,99 = 0,5 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ в точке К2 будет равно:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 0,5 = 0,7 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент будет равен:

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

Ударный ток КЗ в точке К2 будет равен:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 1,368 = 1 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент  $t = \tau$  в точке К2 будет равна:

$$I_{ar} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 0,3 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом рассчитываются значения токов короткого замыкания в точках КЗ К2– К8.

Результаты расчетов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{a0}, \text{кА}$	$i_{ar}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$K_{уд}$	$I_{y0}, \text{кА}$
К2	0,5	0,7	0,3	0,01	1,368	1,1
К3	0,8	1,1	0,4	0,01	1,368	1,5
К4	0,8	1,1	0,4	0,01	1,368	1,5
К5	1	1,4	0,5	0,01	1,368	2
К6	1,4	2	0,7	0,01	1,368	2,7
К7	2,0	2,8	1,0	0,01	1,368	3,9
К8	2,4	3,4	1,3	0,01	1,368	4,6

Расчет токов короткого замыкания в точке К9.

Преобразование схемы замещения для точки К9 происходит по следующим формулам:

$$X_{экв1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{каб1} + X_{н1}} + \frac{1}{X_{каб2} + X_{н2}} + \frac{1}{X_{каб3} + X_{н3}} + \frac{1}{X_{каб4} + X_{н4}}} + \frac{1}{\frac{1}{X_{каб5} + X_{н5}} + \frac{1}{X_{каб6} + X_{н6}} + \frac{1}{X_{каб7} + X_{н7}}}; \quad (70)$$

$$X_{\text{экв1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,69+80,69} + \frac{1}{67,4+0,69} + \frac{1}{53,54+0,69} + \frac{1}{40+0,69}} +$$

$$+ \frac{1}{\frac{1}{27,38+0,69} + \frac{1}{14,45+2,06} + \frac{1}{6,92+2,06}} = 3,61 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{экв2}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{каб9}} + X_{\text{н9}}} + \frac{1}{X_{\text{каб10}} + X_{\text{н10}}} + \frac{1}{X_{\text{каб11}} + X_{\text{н11}}} + \frac{1}{X_{\text{каб12}} + X_{\text{н12}}}}; \quad (71)$$

$$X_{\text{экв2}} = \frac{1}{\frac{1}{59,89+0,69} + \frac{1}{39,8+0,69} + \frac{1}{27,2+0,69} + \frac{1}{17,94+1,03}} = 7,72 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{экв3}} = X_{\text{каб8}} + X_{\text{н8}}; \quad (72)$$

$$X_{\text{экв3}} = 1,37 + 72,46 = 73,83 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв4}} = X_{\text{каб1.10}} + X_{\text{м1(м2)}} + X_{\text{экв1}}; \quad (73)$$

$$X_{\text{экв4}} = 0,982 + 32,82 = 3,61 = 37,41 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{экв5}} = X_{\text{каб2.10}} + X_{\text{м3(м4)}}; \quad (74)$$

$$X_{\text{экв5}} = 0,982 + 32,82 = 33,80 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получена следующая схема, представленная на рисунке 12.

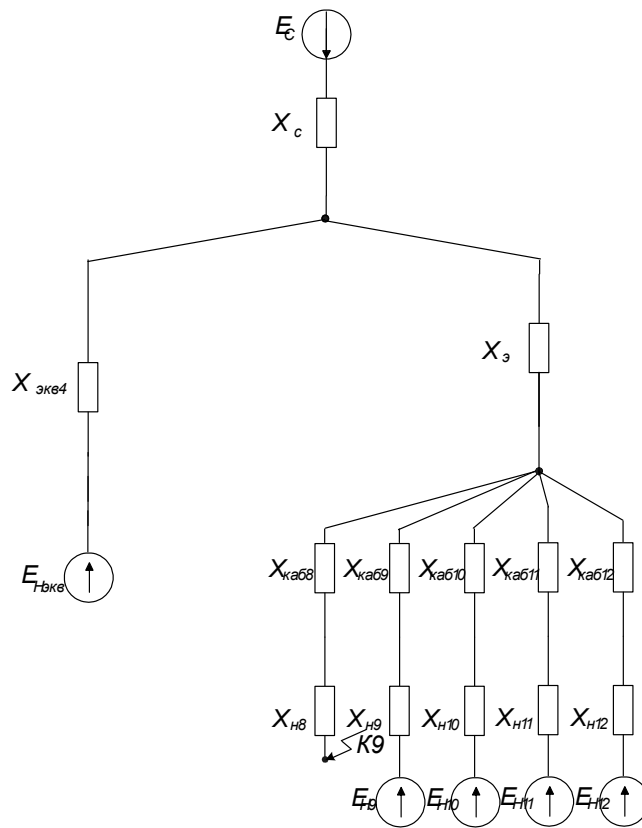


Рисунок 12– Преобразованная расчетная схема замещения для точки К9

$$X_{экв6} = \frac{1}{\frac{1}{X_c} + \frac{1}{X_{экв4}}}; \quad (75)$$

$$X_{экв6} = \frac{1}{\frac{1}{3,614} + \frac{1}{37,41}} = 3,3 \text{ о.е.};$$

$$C_1 = \frac{X_{экв6}}{X_c}; \quad (76)$$

$$C_1 = \frac{3,3}{3,614} = 0,913 \text{ о.е.};$$



$$C_2 = \frac{X_{\text{экв}6}}{X_{\text{экв}4}}; \quad (77)$$

$$C_2 = \frac{3,3}{37,41} = 0,088 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{каб}2.10} + X_{m3(m4)} + X_{\text{экв}6}; \quad (78)$$

$$X_{\text{рез}} = 0,982 + 32,82 + 3,3 = 37,1 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{рез}i} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_i}, \quad (79)$$

$$X_{\text{рез}1} = \frac{37,1}{0,913} = 40,64 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{рез}2} = \frac{37,1}{0,088} = 421,59 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получена следующая схема, представленная на рисунке 13.

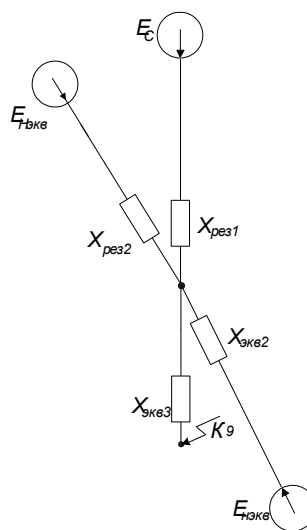


Рисунок 13 – Преобразованная расчетная схема замещения для точки

K9

$$X_{\text{экв}7} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{рез}1}} + \frac{1}{X_{\text{рез}2}} + \frac{1}{X_{\text{экв}2}}}; \quad (80)$$

$$X_{\text{экв}7} = \frac{1}{\frac{1}{40,64} + \frac{1}{421,59} + \frac{1}{7,72}} = 6,39 \text{ o.e.};$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{экв}7}}{X_{\text{рез}1}}; \quad (81)$$

$$C_1 = \frac{6,39}{40,64} = 0,157 \text{ o.e.};$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{экв}7}}{X_{\text{рез}2}}; \quad (82)$$

$$C_2 = \frac{6,39}{421,59} = 0,0151 \text{ o.e.};$$

$$C_3 = \frac{X_{\text{экв}7}}{X_{\text{экв}2}}; \quad (83)$$

$$C_3 = \frac{6,39}{8,43} = 0,758 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{экв}7} + X_{\text{экв}3}; \quad (84)$$



o.e.;



(85)

$$X_{рез3} = \frac{80,22}{0,157} = 510,96 \text{ о.е.};$$

$$X_{рез4} = 5312,58 \text{ о.е.};$$

$$X_{рез5} = 105,83 \text{ о.е.}$$

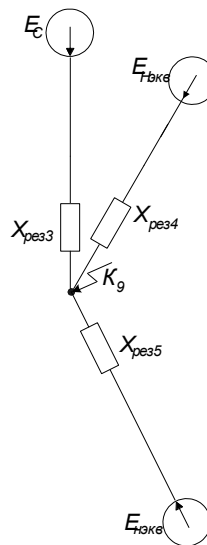


Рисунок 14 – Преобразованная расчетная схема замещения для точки К9

Базисный ток в точке К9 будет равен:

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 54,99 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К9 будет равно:

$$I_{n0} = \left( \frac{E_c}{X_{рез3}} + \frac{E_{НЭКВ}}{X_{рез4}} + \frac{E_{ЭЭКВ}}{X_{рез5}} \right) \cdot I_{б1}, \quad (86)$$

$$I_{n0} = (0,0019 + 0,0001 + 0,008) \cdot 54,99 = 0,6 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ в точке К9 будет равно:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 0,6 = 0,8 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент будет равен:

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

Ударный ток КЗ в точке К9 будет равен:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 1,368 = 1,1 \text{ кА.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент  $t = \tau$  в точке К9 будет равна:

$$I_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 0,3 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом рассчитываются значения токов короткого замыкания в точках К9 – К13.

Результаты расчетов сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{a0}, \text{кА}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$K_{уд}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К9	0,6	0,8	0,4	0,01	1,368	1,1
К10	0,7	1,0	0,4	0,01	1,368	1,3
К11	1,0	1,4	0,5	0,01	1,368	2,0
К12	1,4	1,4	0,7	0,01	1,368	2,6
К13	1,8	2,5	0,9	0,01	1,368	3,4

Таблица 17 – Значения токов КЗ на шинах 0,4 кВ (ТП 1 (К14), ТП 2 (К15))

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{a0}, \text{кА}$	$i_{a\tau}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$K_{уд}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К14	14,4	20,4	7,5	0,01	1,368	27,9
К15	8,2	11,6	4,3	0,01	1,368	15,9

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 9.1 Выбор и проверка оборудования РУНН

#### 9.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей производят по следующим параметрам [6]:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (87)$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (88)$$

4. По отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл. ном}, \quad (89)$$

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. ном}, \quad (90)$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Выбор автоматического выключателя рассматривается на примере фидера 0,4 кВ № 1.

1. По количеству полюсов: трехполюсный.
2. По напряжению установки:

$$0,4\text{кВ} \leq 0,4\text{кВ}.$$

3. По максимальному рабочему току:

$$1276,6 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$0,5 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Выбору подлежит выключатель марки: ВА07-216 ЗР 1600А 65 кА ИЭК.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$1,1 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Остальные быстродействующие фидерные выключатели выбираются аналогичным образом. Результаты выбора и проверки занесены в таблицу 18. Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,6 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1,3 \text{ кА}$ $I_{по} = 0,5 \text{ кА}$ $i_{уд} = 27,9 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $I_{откл.ном} \geq I_{по}$ $I_{откл.ном} \geq i_{уд}$

По результатам таблицы видно, что выключатель типа ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 19 – Выбор линейных выключателей 0,4 кВ

№ отходящей линии (кабеля) от секции шин 0,4 кВ	Наименование автоматического выключателя
Кабель1	ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК
Кабель2	ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК
Кабель3	ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК
Кабель4	ВА07-216 ЗР 1600А 65кА ИЭК

Продолжение таблицы 19.

№ отходящей линии (кабеля) от секции шин 0,4 кВ	Наименование автоматического выключателя
Кабель 5	ВА07-216 3Р 1600А 65кА ИЭК
Кабель 6	ВА88-40 500А 35кА ИЭК
Кабель 7	ВА88-40 500А 35кА ИЭК
Кабель 8	ВА07-208 3Р 800А 65кА ИЭК
Кабель 9	ВА07-216 3Р 1600А 65кА ИЭК
Кабель 10	ВА07-216 3Р 1600А 65кА ИЭК
Кабель 11	ВА07-216 3Р 1600А 65кА ИЭК
Кабель 12	ВА07-212 3Р 1250А 65кА ИЭК

Выбор вводных и секционного выключателей на ТП производится следующим образом:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}.$$

3. По максимальному рабочему току:

$$3829,79 \text{ А} \leq 4000 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$14,4 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА},$$

Выбору подлежит выключатель марки: ВА07-440 3Р 4000 А 100 кА ИЭК.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. Ном},$$

(91)

$$27,9 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА}.$$

2. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв} \quad (92)$$

$$27,9 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

3. По термической стойкости:

$$B_k = I_{н.о.Ки}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (93)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (94)$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 33,18 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k \leq B_{k. Ном}, \quad (95)$$

$$33,18 \text{ кА}^2\text{с} \leq 480 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя ВА07-440 ЗР 4000 А 100 кА ИЭК.



Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4\text{кВ}$ $I_{откл.ном} = 75\text{ кА}$ $i_{скв} = 100\text{ кА}$ $W_{к.ном} = 480\text{ кА}^2\text{с}$ $I_{ном} = 4\text{ кА}$ $I_{откл} = 75\text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4\text{кВ}$ $I_{рmax} = 27,9\text{ кА}$ $i_{уд} = 27,9\text{ кА}$ $W_{к.} = 33,18\text{ кА}^2\text{с}$ $I_{макс} = 3,8\text{ кА}$ $I_{по} = 14,4\text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $W_{к.ном} \geq W_{к.}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

По результатам таблицы видно, что выключатели типа ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

Таблица 21 – Выбор вводных выключателей 0,4 кВ

Местонахождение выключателя 0,4 кВ	Наименование автоматического выключателя
Секция шин 1, тр-р № 1 (ТП № 1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 2, тр-р № 2 (ТП № 1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 1, тр-р № 1 (ТП № 2)	ВА07-332 ЗР 3200А 85кА ИЭК
Секция шин 2, тр-р № 2 (ТП № 2)	ВА07-325 ЗР 2500А 85кА ИЭК
Секция шин 1, 2 (ТП №1)	ВА07 440 ЗР 4000А 100кА ИЭК
Секция шин 1, 2 (ТП №1)	ВА07-332 ЗР 3200А 85кА ИЭК

### 9.1.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 0,4 кВ

Трансформаторы тока на ТП выбираются по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке.

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$Z_2 = Z_{2НОМ} + r_2$$

(96)

где  $Z_2$  – сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  – сопротивление номинальной допустимой нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Сопротивление вторичной нагрузки  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пров}$ , переходного сопротивления контактов  $r_K$  и определяется по следующей формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}$$

(97)

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Согласно [10], по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил.

Ниже будет произведен подробный расчет выбора трансформаторов тока на отходящей от ТП № 1 кабельной линии к 2ЩД1...2ЩД3.

Выбираются трансформаторы тока марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТТ марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
ИТОГО		5,0	0	5,0

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки:

$$0,4\text{кВ} \leq 0,4\text{кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\max} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,3 \text{ кА};$$

$$2,3 \text{ кА} \leq 2,5 \text{ кА} .$$

- по термической стойкости:

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 33,18 \text{ кА}^2\text{с} .$$

- по электродинамической стойкости:

$$27,9 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА} .$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (98)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами, равная 10 ВА;

$I_2$ - вторичный номинальный ток прибора, принимается равным 5 А.

Сопротивление приборов будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} .$$

Выбираются провода сечением  $q=10 \text{ мм}^2$  ВВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283$ . Длину проводов примем равной 20 м [19].

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (99)$$

где  $q$  – сечение провода;

$l$  – длина провода;

$\rho$  – удельное сопротивление провода.

Сопротивление проводов будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,4} = 1,415 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом.

Определяется сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = 0,1 + 0,4 + 1,415 = 1,915 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{н}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{р}} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$
$Z_{2\text{н}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,915 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_2$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 27,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$V_{\text{к.ном}} = 480 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 33,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к}}$

По результатам таблицы видно, что трансформаторы тока марки ТШЛ-0,66-0,5S-2500/5 У2 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

## 9.2 Выбор и проверка оборудования РУВН

### 9.2.1 Выбор и проверка ячеек КРУН

Комплектные распределительные устройства серии КРУН (в дальнейшем КРУ) предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной нейтралью и применяются для комплектования распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций 35/6-10, 110/6-10 и 110/35/6-10 кВ энергосистем, промышленных и сельскохозяйственных предприятий. КРУН

разработанным для применения в блок РУ 6 (10) кВ для наружной установки. В данной работе выбирается КРУ-СЭЩ-59.

Шкаф представляет собой жесткую конструкцию, собранную с помощью различных продольно-поперечных связей.

В КРУН имеется быстродействующая дуговая защита, выполненная на светочувствительных элементах, установленных в высоковольтных отсеках, причём, при коротком замыкании в цепях сборных шин КРУН, с возможностью выполнения АПВ.

Выбор ячеек КРУН 10 кВ на ПС 110/10 кВ Чигири производится по напряжению установки и длительному току, согласно формулам 88-90. Проверка осуществляется по термической устойчивости, согласно формулам 93, и динамической стойкости ячеек, согласно формуле 92.

Выбор ячейки КРУН10 кВ для запитывания ТП 1 осуществляется по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\max\_HH} = \frac{\sqrt{2,72^2 + 0,987^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,167 \text{ кА}$$

$$0,167 \text{ кА} \leq 1,0 \text{ кА}$$

Проверка ячеек КРУН осуществляется по следующим параметрам [6].

- по термической устойчивости:

$$t_{откл} = 1,5 + 0,045 = 1,545 \text{ с},$$

$$W_k = 15,217^2 \cdot (1,545 + 0,01) = 360,071 \text{ кА}^2\text{с}.$$

- по динамической стойкости:

$$27,9 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки КРУ приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки КРУН-СЭЩ К-59

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,0 \text{ кА}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 0,167 \text{ А}$ $i_{уд} = 27,9 \text{ кА}$ $В_{к.} = 360,071 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$

По результатам таблицы видно, что ячейка КРУН-СЭЩ К-59 соответствует данным условиям и может быть принята к установке.

Выбор ячейки КРУН 10 кВ для запитывания ТП 2 осуществляется по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\max\_HH} = \frac{\sqrt{2,16^2 + 0,784^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,133 \text{ кА}$$

$$0,133 \text{ кА} \leq 1,0 \text{ кА}$$

Проверка ячеек КРУН осуществляется по следующим параметрам [6].

- по термической устойчивости:

$$t_{откл} = 1,5 + 0,045 = 1,545 \text{ с},$$

$$В_{к} = 15,217^2 \cdot (1,545 + 0,01) = 360,071 \text{ кА}^2\text{с}.$$

- по динамической стойкости:

$$27,9 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки КРУ приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки КРУН-СЭЩ К-59

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,0 \text{ кА}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 0,133 \text{ А}$ $i_{уд} = 27,9 \text{ кА}$ $В_{к.} = 360,071 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$

По результатам таблицы видно, что ячейка К-59 соответствует данным условиям и может быть принята к установке.

### 9.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

На стороне ВН (ячейки К-59) выбираются трансформаторы тока марки ТОЛ-10-М-2 УХЛ2.1. ТТ подключаются к двум фазам А и С. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока марки ТОЛ-10-М-2 УХЛ2.1

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194И-2К4Т	1,0	-	-
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	1,0	-	1,0
Варметр	СТ3021-5	1,0	-	1,0
Счетчик АЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
ИТОГО		8,0	0	7,0

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки:

$$10\text{кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- по длительному току:

$$I_{\text{max\_HH}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ кА,}$$

$$0,924 \text{ кА} \leq 4 \text{ кА.}$$

- по термической стойкости:

$$B_k = 15,217^2 \cdot (1,545 + 0,01) = 360,071 \text{ кА}^2\text{с.}$$

- по электродинамической стойкости:

$$27,9 \text{ кА} \leq 152,5 \text{ кА.}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (100)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами, равная 15 ВА;

$I_2$ - вторичный номинальный ток прибора, принимается равным 5 А.

Сопротивление приборов будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Выбираются провода сечением  $q=10 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283$ . Длину проводов примем равной 100 м [19].

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (101)$$

где  $q$  – сечение провода;

$l$  – длина провода;

$\rho$  – удельное сопротивление провода.

Сопротивление проводов будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{10} = 0,283 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом.

Определяется сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = 0,1 + 0,283 + 0,68 = 1,063 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока ТОЛ-10-М-2 УХЛ2.1



Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 4,0$ кА	$I_P = 0,924$ кА	$I_H \geq I_P$
$Z_{2H} = 1,2$ Ом	$Z_2 = 1,063$ Ом	$Z_{2H} \geq Z_2$
$I_{дин} = 152,5$ кА	$I_{уд} = 27,9$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_{к.ном} = 11163$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 360,071$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} \geq B_k$

По результатам таблицы видно, что трансформаторы тока марки ТОЛ-10-М-2 УХЛ2.1 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

### 9.2.3 Выбор и проверка шинных конструкций

В РУ 10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Принимаются однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $8 \times 80$  мм<sup>2</sup> марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и состаренные. Т.к.  $I_{доп} = 1025$  А больше  $I_{МАХ} = 17$  А, то условие выбора выполняется.

Проверка на термическую стойкость [6].

Минимальное сечение определяется по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (102)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{59 \cdot 10^3}}{95} = 2,7 \text{ мм}^2.$$

Механический расчет однополосных шин.

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (103)$$

где  $W$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, равный  $0,64 \text{ см}^3$ ;

$a$  - расстояние между фазами для выбранного КРУН-К 59 равно  $0,15 \text{ м}$ ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, равная  $0,75 \text{ м}$ .

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{28040^2 \cdot 0,75^2}{0,64 \cdot 0,15} = 58,6 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ , т.е.  $38,3 < 75 \text{ МПа}$ .

Условие механической прочности соблюдено.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки шины представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной шины марки АДЗ1Т

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{max}} = 17 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 38,3 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 2,7 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

По результатам таблицы видно, что шины марки АДЗ1Т соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

#### 9.2.4 Выбор и проверка ОПН

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

На стороне ВН трансформаторов ТП1 и ТП2 приняты ОПН марки ОПНПО-10/8,9/10/400 УХЛ1.

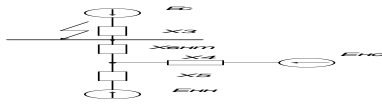
Энергия поглощения ОПН будет равна:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B} \Psi_{\text{ост}} \Psi_{\text{г}} \Psi_{\text{н}}, \quad (104)$$

$$\mathcal{E} = \frac{41 - 34,7}{15} \cdot 34,7 \cdot 2 \cdot 3,175 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11,7 \text{ кДж.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН будет равна:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (105)$$



Выбирается ОПН-10 кВ с классом 1 энергоёмкости (до 2 кДж/кВ).

### 9.2.5 Выбор и проверка выключателей

В КРУН-10 ПС Чигири выбор выключателей производят по следующим параметрам [6]:

1. По напряжению установки:  
 $10кВ \leq 10кВ;$
2. По длительному току:  
 $0,924 \text{ кА} \leq 1 \text{ кА};$
3. По отключающей способности:  
 $15,217 \leq 20;$

Проверку выключателей производят по следующим параметрам [6]:

1. По термической устойчивости выключателя:  
 $B_k = 15,217^2 \cdot (1,545 + 0,01) = 360,071 \text{ кА}^2\text{с};$   
 $360,071 \text{ кА}^2\text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл. ном}, \quad (106)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 14,14 \text{ кА}.$$

$$7,92\text{кА} \leq 14,14\text{кА},$$

3. По динамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{скв} \quad (107)$$

$$29,44 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателей ВВ/Тел-10–20/1000 УХЛ2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1,0 \text{ кА}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $W_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 0,924 \text{ кА}$ $i_{y\partial} = 29,44\text{кА}$ $W_{к.} = 360,071 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 15,217 \text{ кА}$ $I_{пт} = 15,217 \text{ кА}$ $i_{ат} = 7,92 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{y\partial}$ $W_{к.ном} \geq W_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По результатам таблицы видно, что выключатели типа ВВ/Тел-10–20/1000 УХЛ2 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

### 9.2.6 Выбор и проверка предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом должны соблюдаться условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельному отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{пл.вст} = \frac{n \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (108)$$

где  $S_{тр}$  - номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение сети.

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 1600 кВА, установленного на ТП 1:

$$I_{пл.вст} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ А};$$

Примем к установке кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-104-10-160-20 УЗ, результаты проверки сведем в таблицу 30.

Таблица 30 - Выбор предохранителей на стороне 10 кВ ТП 10/0,4

Паспортные данные	Условия проверки	Расчётные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.} = 160 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$	$I_{пл.вст} = 92,4 \text{ А}$

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 10.1 Виды релейной защиты

Согласно ПУЭ [10] для линий в сетях с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства от многофазных и однофазных замыканий на землю.

К релейной защите предъявляются следующие основные требования: селективность, быстрдействие; чувствительность и надежность.

Для защиты вводов и линий 10 кВ в КРУН -10 ПС Чигири принимается микропроцессорное устройство "Сириус-2-МЛ". Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстрдействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Устройство устанавливается в ячейке К-59 и выдает сигнал на отключение высоковольтного выключателя.

Устройство выполняет следующие функции защиты, автоматики и контроля:

трехступенчатая МТЗ, вторая и третья ступени могут иметь как независимую, так и одну из пяти зависимых времятоковых характеристик;

первые две ступени МТЗ могут быть запрограммированы как направленные, причем каждая со своей диаграммой направленности;

возможность комбинированного пуска по напряжению для МТЗ-1, МТЗ-2

защита от обрыва фазы по току обратной последовательности;

защита минимального напряжения;

однократное АПВ;

автоматический ввод ускорения первых двух ступеней МТЗ по включению выключателя, причем ступень МТЗ-1 может быть запрограммирована как ускоряющая отсечка;

автоматический вывод направленности на 1 секунду при включении выключателя;

логическая защита шин;

выработка сигнала АВР для включения секционного выключателя;

контроль целостности катушек включения и отключения выключателя.

Устройство может сопрягаться со стандартными каналами телемеханики, для чего предусмотрены соответствующие входные и выходные контакты.

Оперативное питание осуществляется от сети переменного или постоянного тока напряжением 220 В.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, а также нарушением нормального режима электрической сети.

## 10.2 Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{Kз \cdot Kсзп}{Kв} \cdot I_{нагр}, \quad (109)$$

где  $Kз$ ,  $Kсзп$ ,  $Kв$  – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата  
( $Kз=1,2$ ,  $Kсзп=1,2$  и  $Kв=0,95$  для Сириус – 2–МЛ).

$I_{нагр}$  - ток протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, [12]:



$$I_{нагр} = \frac{2094,74}{\sqrt{3} \cdot 10} = 120,94 \text{ А.}$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 120,94 = 183,32 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \quad (111)$$

где  $k_m$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ср} = \frac{183,32}{100/5} = 9,2 \text{ А.}$$

Принимается уставка, равная 10 А.

Ток срабатывания защиты:



$$I_{c.p} = \frac{100/5}{1} \cdot 10 = 200 \text{ A}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 13,351 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 11,56 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{11560}{200} = 57,8 > 1,5.$$

### 10.3 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [12]

$$I_{\text{с.то}} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot k_{\text{н}}, \quad (112)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\kappa}^{(3)}$  – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{\text{с.то}} = 13,351 \cdot 1,2 = 16,02 \text{ кА}.$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [12]:

$$k_{\text{ч2.то}} = \frac{I_{\text{н}}^{(2)}}{I_{\text{с.то}}} \geq 2, \quad (113)$$

где  $I_{\text{н}}^{(2)}$  – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = 15,217 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 13,18 \text{ кА}. \quad (114)$$

$$k_{ч2.то} = \frac{13,18}{16,02} = 0,82 \geq 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к  $K_{ч} < 2$ .

#### 10.4 АПВ и АВР

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия  $t$  АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

На ПС Чигири предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10) .

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения

(секции шин), что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

## **10.5 Устройства защиты и автоматики в РУ 0,4 кВ комбината**

### **Тепличный**

#### **10.5.1 Защита кабельных линий 0,4 кВ**

Кабельные линии 0,38 кВ, отходящие от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, защищаются от К.З. автоматическими выключателями типа ВА07. Защита автоматическими выключателями выполнена со

встроенными тепловыми электромагнитными расцепителями, и расцепителями в нулевом проводе, а также с выключателями, имеющими, кроме электромагнитного расцепителя тока, еще и независимый расцепитель. Защита от однофазных замыканий осуществляется с помощью токового реле РЭ-571Т в нулевом проводе, которое действует на независимый расцепитель автомата.

### 10.5.2 Автоматика

Для создания оптимальных условий для круглогодичного выращивания растений изготавливаются и поставляются специальные инженерные системы для теплиц. Современные технологии выращивания растений требуют постоянного поддержания определенных режимов микроклимата в теплицах. Для этого используются автоматизированные системы управления микроклиматом (АСУ МК). Они обеспечивают высокую точность поддержания заданных климатических режимов посредством воздействия на исполнительные механизмы и оборудование основных инженерных систем теплицы. Автоматизация систем управления микроклиматом в защищенном грунте позволяет экономить 15-25% тепла при росте урожайности, улучшения условий труда персонала и повышении общей культуры производства. В дополнении к микроклимату, АСУ МК обычно также управляет минеральным питанием растений в тепличном блоке.

Средства автоматизации (регулирования, контроля, пожарной сигнализации, защиты оборудования от аварийных режимов, блокировки и дистанционного управления) должны обеспечивать:

- автоматическое, программное (по времени и по внешним метеорологическим факторам и внутренним параметрам), регулирование и управление параметрами среды обитания растений,
- периодическую регистрацию параметров среды обитания растений,

- пожарную сигнализацию или включение системы пожаротушения,
- аварийную сигнализацию и регистрацию аварийных значений параметров среды обитания растений,
- возможность ручного, дистанционного управления всеми исполнительными механизмами теплиц, энергопункта, растворного узла удобрений и т.д.
- отображение и регистрацию положений всех исполнительных механизмов теплиц, энергопункта, растворного узла минеральных удобрений и т.д.

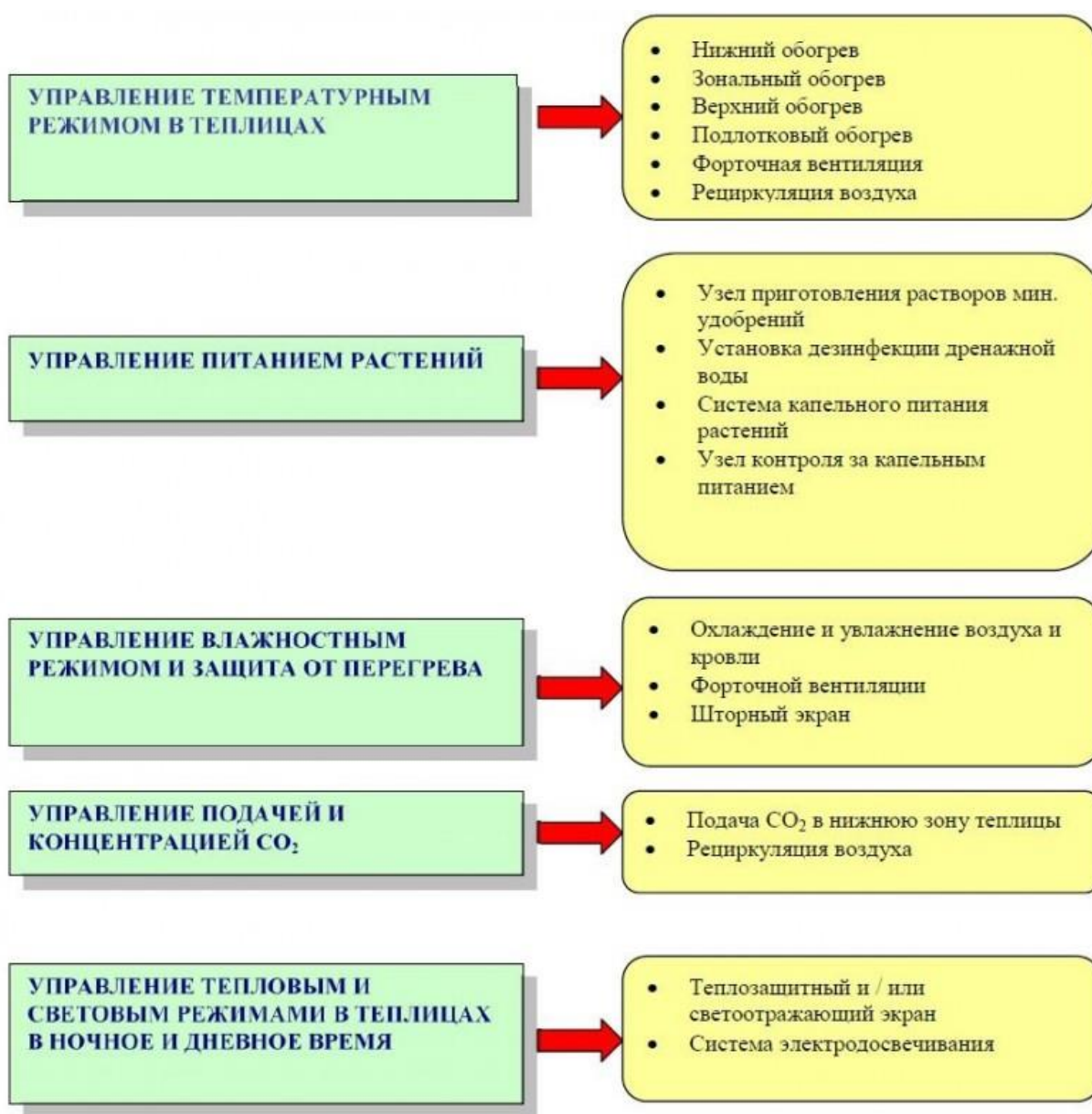


Рисунок 15 – Схема системы управления микроклиматом промышленной теплицы

## 11 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значение всех параметров, характеризующих способность системы выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Расчет надежности производится аналитическим методом (классическим методом). Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности, основанный на теории системного анализа и на теории вероятностей.

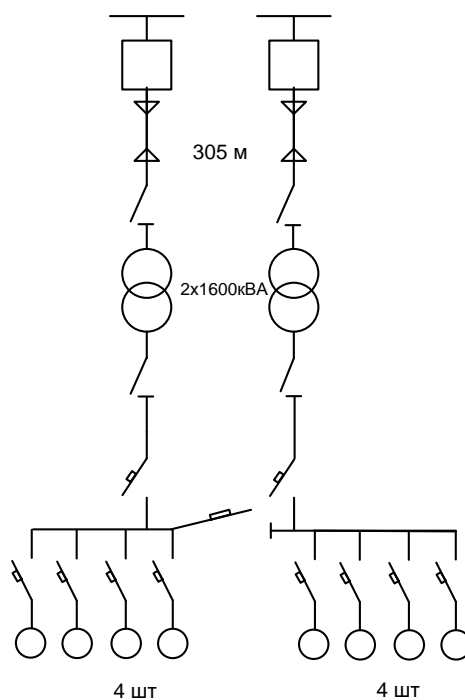


Рисунок 16 – Исходная схема

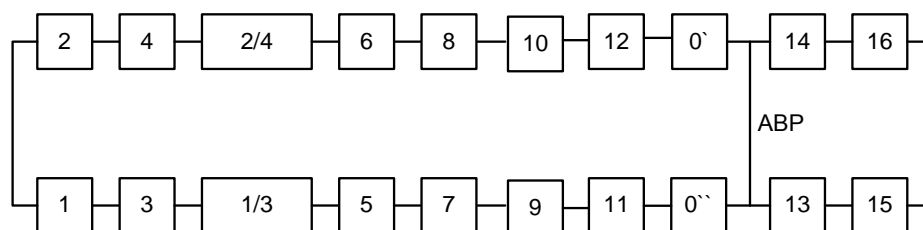


Рисунок 17 – Схема замещения

Таблица 31 – Показатели надежности элементов.

Элемент	$w$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч
Выключатель	0,022	11	0,2	24,2
КЛ	7,5	16	1	2
Трансформатор	0,016	50	0,250	6
Разъединитель	0,1	7	0,166	3,7
Автоматический выкл.	0,1	7	0,166	3,7
Сборные шины 0,4 кВ	0,013	5	0,166	5
Электроприемник	0,1	90	0,25	164

Определение исходных данных для расчета [14]:

$$q_{T10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}}, \quad (115)$$

где  $w$  - параметр потока отказов (таблица 1);

$T_B$  - время восстановления отказавшего элемента, ч;

$T_{\text{года}} = 8760$  - число часов в году.

Вероятность отказов трансформатора:

$$q_T = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,000091;$$

$$q_T = q_5 = q_6.$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_B = \frac{0,022 \cdot 11}{8760} = 0,000028;$$

$$q_B = q_1 = q_2.$$

Вероятность отказа разъединителей:

$$q_P = \frac{0,1 \cdot 7}{8760} = 0,000079;$$

$$q_P = q_7 = q_8.$$

Вероятность отказа кабельной линии [14]:

$$q_{КЛ10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}} \cdot \frac{l}{100}, \quad (116)$$

где  $l$  - длина линии, км;

$$q_{КЛ10} = \frac{7,5 \cdot 16}{8760} \cdot \frac{0,305}{100} = 0,00027;$$

$$q_{КЛ10} = q_4 = q_3.$$

Вероятность отказа сборных шин:

$$q_{Ш10} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 0,00001;$$

$$q_{Ш10} = q_0 = q_{0^*}.$$

$$q_{Ш2} = q_{12}.$$

Вероятность отказа электроприемников:

$$q_{ДВ} = \frac{0,1 \cdot 90}{8760} = 0,001$$

$$q_{15} = q_{ДВ} \cdot 14 = 0,014$$

$$q_{16} = q_{ДВ} \cdot 10 = 0,01$$

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя [14]:

$$q_{"Q"} = q_{\text{вст}} + a_{\text{кз}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \left( 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{\text{исм}}) \right) \times \left( \sum_{i=1}^n q_{\text{прз}} \right) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (117)$$

где  $q_{\text{вст}}$  - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$$a_{\text{кз}}^{220} = 0,002, a_{\text{кз}}^{20} = 0,005 - \text{параметр отказа выключателей при}$$

выключении к.з.;

 - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{\text{АПВ}}$  - коэффициент неуспешного действия АПВ:



$$K_{\text{АПВ}} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\text{уст.}} + w_{\text{неуст.}}} \cdot \frac{l}{100} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\Sigma}} \cdot \frac{l}{100}, \quad (118)$$

здесь  $\frac{w_{\Sigma}}{w_{\text{уст.}}} = 0,128$  - коэффициент неустойчивых отказов (Трубицын)

$q_{\text{исм}}$  - вероятность отказа смежных элементов;

$q_{\text{рз}}$  - вероятность отказа релейных защит, действующих на рассматриваемый выключатель;

$a_{\text{оп}}^{20} = 0,003$  - относительная частота отказа выключателя (Трубицын);

$N_{\text{оп}}$  - количество оперативных переключений.

Таблица 32 – Показатели надежности устройств защиты и автоматики

Вид защиты	Вероятность отказа $q$	Интенсивность отказа $w$
ДЗТ	0,0044	0,0102
Газовая защита	0,00525	0,003087
ДЗШ	0,0096	0,02636
УРОВ	0,00078	0,02134
АВР	0,001	-

Число оперативных переключений:

$$N_{\text{оп}} = \sum \mu_i = \mu_{\text{рв}} + \mu_{\text{рк}} + \mu_{\text{рт}} + \mu_{\text{рш}} + \mu_{\text{рр}} = 0,2 + 1 + 0,25 + 0,166 + 0,166 = 1,782 \approx 2$$

Вероятность отказа выключателя:

$$q_{\text{"Q"}} = q_{\text{ст}} + q_{\text{авт}} + q_{\text{оп}} =$$

$$= q_{\text{ст}} + a_{\text{авт}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot (q_{\text{ДЗШ}} + q_{\text{ГЗ}} + q_{\text{ДЗТ}} + q_{\text{УРОВ}} + q_{\text{АВР}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}};$$

$$q_{\text{"Q"}} = 0,00012 + 0,002(1 + 1 \cdot 0,463) \cdot (0,02103) + 0,007 \cdot 2 \cdot 1 = 0,0141;$$

Эквивалентирuem схему:

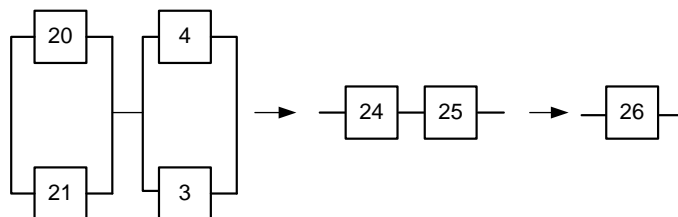


Рисунок 18 – Схема замещения

$$q_{20} = q_{21} = q_1 + q_3 + q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} + q_{13} = 0,000028 + 0,000091 + 0,000079 + 0,00027 + 0,00001 = 0,00048$$

$$q_{22} = q_{10} + q_{12} + q_{14} + q_{16} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,01 = 0,0101$$

$$q_{23} = q_9 + q_{11} + q_{13} + q_{15} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,014 = 0,0141$$

$$q_{24} = q_{20} \cdot q_{21} = 0,00048 \cdot 0,00048 = 2,3 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{25} = q_{22} \cdot q_{23} = 0,0101 \cdot 0,0141 = 1,4 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы без учета АВР и УРОВ:

$$q_{26} = 1,4 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы с учетом АВР и УРОВ:

$$\begin{aligned} q_{C(АПВ,УРОВ)} = & q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + \\ & + q(S/\bar{A}_1A_2) \cdot q(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) + \\ & + q(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(\bar{A}_2) + \\ & + q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot q(\bar{A}_1) \cdot q(\bar{A}_2) \end{aligned}$$

где  $q(S/A_1A_2)$  - условная вероятность отказа при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1A_2) = 0,5$  - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2) = 0,5$  - условная вероятность отказа при условии успешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) = 0,5$  - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении резервного элемента;

$p(A_1)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом вводе резервного элемента;

$q(\bar{A}_1), q(\bar{A}_1)$  - вероятности того, что произошел отказ в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента.

$$q_{C(АПВ,УРОВ)} = 2,19 \cdot 10^{-5}$$

Находим параметр потока отказов [14]:

$$\omega_{\text{"Q"}} = \omega_{\text{ст}} + \omega_{\text{авт}} + \omega_{\text{оп}}; \quad (119)$$

$$\omega_{\text{"Q"}} = \omega_{\text{ст}} + a_{\text{кз}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\text{јсм}} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{\text{јрз}} + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (120)$$

$$\omega_{\text{"Q"}} = 0,02$$

Определяем возможные дефициты мощности. В данной схеме предусматривается взаимное резервирование, т.е. дефицит мощности возможен только при полном погашении ПС. Следовательно:

$$P_{\text{деф}} = 1600 \text{кВА}$$

Определяем количество недоотпущенной энергии [14]:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{деф}i} \cdot k_{\text{псі}} \cdot T_{\text{г}}, \quad (121)$$

где  $k_{\text{псі}}$  - коэффициент простоя системы, который определяется [14]:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \cdot t_{\text{в}i} \quad (122)$$

$$k_{\text{пс}} = 0,0003$$

$$W_{\text{нед}} = 1600 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 42048 \text{ кВА}$$

Определяем основной ущерб:

$$Y_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}}, \quad (123)$$

где  $y_o$  - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

$$\text{Принимаем } y_o = 75 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$Y_{\text{осн}} = 75 \cdot 42048 = 3153600 \text{ руб}$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{\text{нс}} \cdot T_{\text{г}} \quad (124)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 0,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (125)$$

$$Y_{\text{вн}} = 0,5 \cdot 1600 = 800$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (126)$$

$$Y_{\Sigma} = 3153600 + 800 = 3154400 \text{ руб.}$$

Суммарный ущерб из-за недоотпуска электроэнергии при полном погашении ПС составил 3154400 руб.

## 12 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ. ТБ И ЧС

### 12.1 Заземление и молниезащита

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель - проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем [24].

Различают следующие виды заземлений:

защитное— для обеспечения электробезопасности;

рабочее— для обеспечения нормальных режимов работы установки;

молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Для устройства заземлений применяются вертикальные и горизонтальные электроды (заземлители). Для горизонтальных заземлителей используется сталь круглого сечения диаметром 16 мм. В качестве вертикальных заземлителей применяются стержни диаметром 12 мм. Заземлитель представляет собой сложную систему, состоящую обычно из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих сетку на площади, занимаемой подстанцией.

Заземлитель характеризуется значением сопротивления, которое окружающая земля оказывает стекающему с него току. Сопротивление заземлителя зависит от его геометрических размеров и удельного сопротивления грунта  $\rho$ , в котором он находится.

Исходные данные для расчета:

Тип грунта – пески с примесью глины;

Коррозионная активность – повышенная;

Удельное сопротивление грунта первого слоя –  $\rho_1 = 55 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

Высота верхнего слоя –  $h_1 = 0,5 \text{ м}$ ;

Высота нижнего слоя –  $h_2 = 4,5 \text{ м}$ ;

Климатическая зона – 1;

Ток трехфазного КЗ –  $I_{\text{КЗ}} = 13,9 \text{ кА}$ ;

Коэффициенты, зависящие от вида грунта –  $\alpha_0 = 0,044$ ;

$$\alpha_1 = -0,0068;$$

$$\alpha_2 = 0,003;$$

$$\alpha_3 = 0,0013;$$

Расчёт сетки заземления:

Производится расчет импульсного сопротивления заземлителя.

Удельное сопротивление грунта второго слоя:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\varphi}, \quad (127)$$

где  $\rho_1$  – удельное сопротивление грунта первого слоя,  $\rho_1 = 55 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

$\varphi = 2,1$  - коэффициент сезонности, о.е. [24].

$$\rho_2 = \frac{55}{2,1} = 26,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Тогда площадь используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (128)$$

где  $A, B$  – размеры подстанции, м.

$$S = (7,71 + 2 \cdot 1,5) \cdot (9,08 + 2 \cdot 1,5) = 129,4 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в

сетке, выполненных в виде прутков диаметром равным  $d = 10$  мм.

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (129)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t_{ОТКЛ}}{400 \cdot \beta}}, \quad (130)$$

где  $t_{ОТКЛ}$  - время срабатывания РЗ при его отключении,  $t_{ОТКЛ} = 0,055$  с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, для стали  $\beta = 21$  о.е..

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{13,9^2 \cdot 10^6 \cdot 0,055}{400 \cdot 21}} = 35,5 \text{ мм}^2,$$

Проверяем сечения заземлителя на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot S_{СР} \cdot (d + S_{СР}) \quad (131)$$

где  $S_{СР}$  - средняя глубина коррозии, мм

$$S_{СР} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 \quad (132)$$

где  $T$  - время использования заземлителя,  $T=240$  мес.

$$S_{СР} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 - 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (10 + 0,311) = 10,1 \text{ мм}^2,$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (133)$$

$$F_{КОР} + F_{T.C.} = 10,1 + 35,5 = 45,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{\Pi-\Pi} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2\cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2\cdot 1,5) + \frac{(B+2\cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2\cdot 1,5) \quad (134)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{(7,71+2\cdot 1,5)}{4} \cdot (9,08+2\cdot 1,5) + \frac{(9,08+2\cdot 1,5)}{4} \cdot (7,71+2\cdot 1,5) = 63 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади ТП квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (135)$$

$$m = \frac{63}{2 \cdot \sqrt{129,4}} - 1 = 1,7$$

Принимаем  $m = 2$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{129,4}}{2} = 5,69 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (136)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{129,4} \cdot (2+1) = 70 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5$  м - длина вертикального электрода;

$a = 2 \cdot l_{\Pi-\Pi}$  м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (137)$$



$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{129,4}}{8} = 5,6$$

Принимаем  $n_B = 6$ .

Произведем расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (138)$$

где  $A$  - коэффициент подобия, принимается по [24] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,2, \text{ принимаем } A = 0,33.$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{l_B + 0,5}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (139)$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5 + 0,5}{\frac{0,5}{55} + \frac{4,5}{26,2}} = 30,4 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_S = 30,4 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{129,4}} + \frac{1}{70 + 6 \cdot 5} \right) = 1,2 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (140)$$

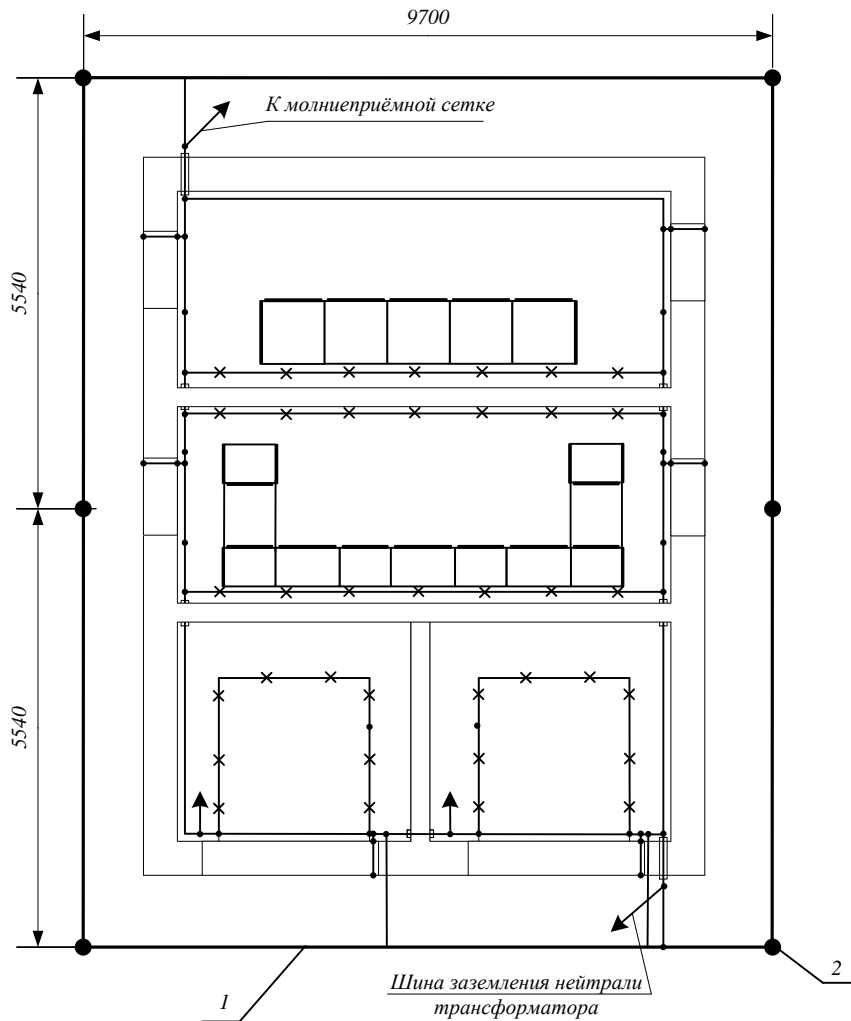
$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{129,4}}{(55 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,2$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (141)$$

$$R_u = 1,2 \cdot 0,2 = 0,24 \text{ Ом};$$

$R_u \leq 0,5$ ;  $0,24 \leq 0,5$  - условие выполняется.



- 1 - Горизонтальный заземлитель, сталь диаметром 10 мм, глубина прокладки 0,5 м  
 2 - Вертикальный заземлитель, сталь диаметром 10 мм, длина 5,0 м

Рисунок 19 – Схема заземления БКТП 2х1600 кВА

Расчетное сопротивление заземлителя не превышает 0,5 Ом.

На вводе электроэнергии в теплицу производится повторное заземление нулевых проводников питающих линий, а также уравнивание

потенциалов. РЕ-шина вводно-распределительного устройства является главной заземляющей шиной.

Заземление (зануление) электрооборудования теплицы выполняется нулевыми защитными РЕ-проводниками, в качестве которых используются отдельные жилы кабелей. Дополнительным РЕ-проводником служит стальной каркас теплицы.

Вокруг теплицы предусмотрено оборудовать контур заземления, состоящий из вертикальных электродов (стального уголка 50x50x5) длиной по 3 м, соединённых между собой полосовой прокатной сталью сечением 40x5, укладываемой на глубине 0,7 м.

Для защиты от поражения электрическим током в электроустановке объекта применены следующие мероприятия:

- защита от прямого прикосновения посредством изоляции токоведущих частей, использования ограждений, оболочек и устройств защитного отключения;

- защита от косвенного прикосновения посредством зануления электрооборудования, использования средств, обеспечивающих автоматическое отключение питания, а также оборудования класса защиты II.

Для защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии и вторичных проявлений молнии, а также от статического электричества предусмотрена система молниезащиты, содержащая естественные молниеприемники, токоотводы и заземлители. Так как кровля БКТП выполнена из металла (из металлочерепицы) достаточно заземлить металлические части кровли, присоединив их к контуру заземления

## 12.2 ТБ и ЧС

При эксплуатации электроустановок тепличного хозяйства должен выполняться комплекс организационных и технических мероприятий с целью безопасного обслуживания и ремонта электрооборудования. В том числе должно быть предусмотрено использование защитного инвентаря,

обеспечивающего безопасную эксплуатацию электроустановок: изолированный инструмент, изолирующие коврики, диэлектрические перчатки и галоши, предупреждающие плакаты и т. п.

Образующиеся в тепличных хозяйствах производственные и хозяйственно-бытовые стоки, отработанный грунт, минераловатный субстрат и растительные остатки подлежат обязательному обезвреживанию во избежание формирования источников загрязнения почвы, водоемов, атмосферного воздуха рабочей зоны. Запрещается выпуск хозяйственно-фекальных и производственных сточных вод тепличных хозяйств в поглощающие колодцы. Не допускается вывоз отработанного почвенного или минераловатного субстрата и остатков растительности на городские свалки. Места обезвреживания регенерации и утилизации отработанного почвенного и минераловатного субстрата должны быть согласованы с территориальными учреждениями санэпидслужбы. Загрязненные пестицидами растительные остатки сжигают или компостируют, а отработанный почвогрунт - компостируют. Отходы производства (битая посуда, инвентарь, неподдающийся переработке) подлежат обезвреживанию и захоронению в соответствии с «Санитарными нормами и правилами порядка накопления и транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных, промышленных отходов».

Для безопасности жизнедеятельности работающего персонала в теплицах следует обеспечивать гигиенические нормативы, установленные в санитарных нормах, по оптимальным параметрам микроклимата (температура, влажность, скорость движения воздуха), химическому составу воздушной среды. При подкормке растений углекислым газом через теплогенераторы, инфракрасные газовые излучатели, генераторы углекислого газа на природном газе и поступающем от котельных, необходимо поддерживать режимы, обеспечивающие наиболее полное сгорание топлива.

При пожаре предусмотрено отключение вентиляционных систем. В соответствии с требованиями ПУЭ и противопожарных норм для электрооборудования, установленного в пожароопасных зонах помещений, предусмотрено соответствующее исполнение по степени защиты.

При определении видов и количества первичных средств пожаротушения следует учитывать физико-химические и пожароопасные свойства горючих веществ, их взаимодействие с огнетушащими веществами, а также площадь производственных помещений, открытых площадок и установок. Комплектование технологического оборудования огнетушителями осуществляется согласно требованиям технических условий (паспортов) на это оборудование. Для размещения первичных средств пожаротушения в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территориях, не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок на расстояние более 100 метров от источников наружного противопожарного водоснабжения должны оборудоваться пожарные щиты. Ящики с песком, как правило, устанавливаются со щитами в помещениях или на открытых площадках, где возможен разлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.

## 13 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ. УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 13.1 Диспетчеризация

Работой оборудования ПС 110 кВ Чигири оперативно управляет диспетчер оперативной диспетчерско-информационной службы филиала АО «ДРСК» - «Амурские электрические сети». Контроль происходит дистанционно с помощью оборудования телемеханики. Переключения и осмотр оборудования осуществляет оперативно-выездная бригада по команде диспетчера.

В Тепличном комбинате запроектирована централизованная система автоматического управления и диспетчеризации. Управление технологическим процессом производится в операторской через персональный компьютер.

Централизованная система автоматического управления обеспечивает управление технологическим оборудованием теплицы, системой электродосвечивания, потреблением электроэнергии, в том числе ограничением максимальной нагрузки тепличного комплекса.

### 13.2 Телемеханика и сигнализация

Для нормального функционирования энергосистемы между диспетчерским пунктом (ДП) и контролируемыми объектами должна передаваться определенная информация. Системы телемеханики обеспечивают автоматический обмен информацией между ДП и контролируемыми пунктами. При этом устанавливаются устройства телемеханики: симплексные (если информация передается в одном направлении) или дуплексные (если информация между этими устройствами должна передаваться в обоих направлениях). Каналы связи телемеханических устройств называют каналами телемеханики. С помощью устройств телемеханики диспетчер имеет возможность контролировать состояние оборудования и режим работы объектов энергосистемы,

возможность непосредственно управлять оборудованием и режимом работы контролируемых объектов.

Функции системы телемеханики подразделяются на:

- системы телесигнализации;
- системы телеизмерений;
- системы телеуправления;
- системы аварийно – предупредительной сигнализации.

Для передачи информации используются световодные кабели, называемых световолоконными или оптоволоконными кабелями (ВОЛС). По нити такого кабеля хорошо распространяется световая волна с частотами  $10^{11} - 10^{12}$  кГц.

Целесообразность разработки и внедрения многофункциональных устройств телемеханики с элементами оптоволоконной техники обусловлена высокой надежностью устройств передачи информации; высокой помехозащищенностью передачи информации в отношении электрических помех и различных электромагнитных влияний; наличием полной электрической развязки между передатчиком и приемником информации за счет использования для связи оптоволоконного кабеля; возможностью передачи больших объемов информации с высокой скоростью передачи.

На подстанции Чигири для сбора, обработки и выдачи информации диспетчеру, а также для передачи команд телеуправления предлагается к установке устройства телемеханики Мультиплексор М-30 АЕ с блоком ОТ-07 – это семейство контроллеров, оптимизированных для решения узкоспециальных функций, которые разбиты на группы: контроллеры связи и согласователи интерфейсов; контроллеры ввода – вывода; контроллеры системы управления мимическим щитом; сервисное оборудование; коммутационное (вводные клеммники, устройства защиты от повреждающих помех, блоки реле – повторителей); компоновочное оборудование (шкафы, панели); программное обеспечение. Контроллеры разработаны с

использованием современной элементной базы ведущих мировых производителей и выполнены на высоком технологическом уровне.

Современный подход предполагает установку непосредственно у силового оборудования (в ячейках КРУ) интеллектуальных датчиков и управляющих контроллеров, объединенных линией связи с сервером устройства. Этим достигается существенная экономия кабелей при телемеханизации новых или реконструируемых ПС. Из-за ограничения доступа при обслуживании установленного в ячейках КРУ оборудования требования к его надежности существенно повышаются.

Основными достоинствами комплекса, выполненного на базе семейства Мультиплексор М-30, является: масштабируемость устройств комплекса, позволяющая телемеханизировать как малые, так и большие ПС. Это дает возможность потребителю использовать однородное оборудование для телемеханизации ПС различного уровня; возможность последующего наращивания информационной емкости эксплуатируемого оборудования телемеханики при развитии объектов; высокая разрешающая возможность времени регистрации событий.

### **13.3 Учет электроэнергии**

Согласно ПУЭ расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции Чигири должны устанавливаться для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей СХПК Тепличный.

Для учета электроэнергии устанавливается счетчик СЕ303S31543-JAVZ - трехфазный, универсальный трансформаторного или непосредственного включения, предназначенный для измерения активной и реактивной электрической энергии, мощности, частоты напряжения, коэффициентов активной и реактивной мощностей, углов между векторами фазных напряжений и векторами фазных токов и напряжений, среднеквадратического значения напряжения, силы тока. Счетчик имеет возможность организации многотарифного учета электроэнергии с передачей накопленной информации через оптопорт,



интерфейс RS485, радио, PLC или GSM/GPRS модемы. Счетчик активно-реактивной электроэнергии трансформаторного включения с креплением на три винта. Класс точности по активной/реактивной энергии: 0,5S/0,5. Номинальное напряжение (фазное): 230 В. Номинальный, базовый (максимальный) ток: 60 А. Тип корпуса: S31 - для установки в щиток. Размеры (длина, глубина, высота): 175x71,5x210,5.

Счетчик обеспечивает возможность задания следующих параметров:

- текущего времени и даты;
- значения ежесуточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на "летнее" время (с заданием месяцев перехода на "зимнее", "летнее" время);
- до 12-ти дат начала сезона;
- до 15-ти зон суточного графика тарификации рабочих дней и альтернативных суточных графиков тарификации для каждого сезона;
- до 32-х исключительных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила и задается пользователем);
- графиков тарификации субботных и воскресных дней;
- коэффициентов трансформации тока и напряжения;
- пароля для доступа по интерфейсу (до 8 символов);
- идентификатора (до 24 символов);
- скорости обмена (в т.ч. стартовой);
- перечня кадров, выводимых на индикацию.

С целью автоматизации передачи показаний устанавливается устройство сбора и передачи данных (УСПД).

УСПД предназначено для сбора, обработки и передачи измерительной информации и телеметрических данных в заданном формате для использования этих данных в многоуровневых территориально распределенных автоматизированных системах контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) (на промышленных предприятиях, предприятиях электроэнергетики и в непромышленной сфере).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данной работой представлены решения по электроснабжению технологического оборудования комбината Тепличный, в том числе насосного оборудования, механизмов зашторивания, вентиляции и освещения, а также решения по сетям ассимиляционного досвечивания.

Технические решения, принятые в работе, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

В ходе проектирования выбрано современное оборудование. Рассчитана микропроцессорная релейная защита питающих кабельных линий. Объем релейной защиты и автоматики выбран в соответствии с требованиями ПУЭ. На основании расчета нагрузок выбраны питающие и распределительные линии на напряжения 10 и 0,4 кВ.

Рассмотрены аспекты экологического влияния Тепличного комбината на окружающую среду, меры по их предотвращению и обеспечение пожарной безопасности.

Данной работой внесены изменения в существующую систему электроснабжения с учетом соблюдения параметров надежности и качества. Все предложенные работой мероприятия должны позволить Тепличному комбинату поставлять большее количество свежих овощных продуктов на надежной и выгодной основе.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин.: ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 2009.
- 3 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
- 5 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов. – М.: Изд-во «Мастерство», 2010. – 320 с.
- 6 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 7 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2009. – 545 с.
- 8 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» [Текст]/ НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 9 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 10 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.: ил.

- 11 Радкевич, В.Н. Проектирование систем электроснабжения. – М.: ПИОН, 2001.-292 с.
- 12 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014
- 13 Савина, Н.В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебно-методический комплекс. – Благовещенск, 2012.
- 14 Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.
- 15 Соколов, Б. А., Соколов Н. Б. Монтаж электрических установок - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1991. - 592 с.; ил.
- 16 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.
- 17 Фёдоров, А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2007 – 368 с.
- 18 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.
- 19 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 648 с.
- 20 ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. - М.: Стандартинформ, 2006. - 82 с
- 21 НТП 10-95 Нормы технологического проектирования теплиц и тепличных комбинатов для выращивания овощей и рассады/ Минсельхозпрода РФ - М.: Институт «НИПИ Гипронисельпром», 1996 - 84 с.
- 22 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

23 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

24 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

25 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт электрических нагрузок АБК

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		пэ	Кр	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, пф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ						
		одного ЭП	общая								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пульт управления узлом подготовки питательных растворов	3	5.50	16.5	0.4	0.48	6.6	3.168				
Блок управления редукторами	3	3.30	9.9	0.4	0.48	3.96	1.9008				
Пульт управления обогревом теплицы	4	15.5	62	0.4	0.48	24.8	11.904				
Пульт управления подготовки питательных растворов	3	5.5	16.5	0.4	0.48	6.6	3.168				
Пульт управления насосами	1	15	15	0.4	0.48	6	2.88				
Пульт управления стерилизатором	2	7.5	15	0.4	0.48	6	2.88				
Шкаф управления насосом	1	4.2	4.2	0.4	0.48	1.68	0.8064				
Пульт управления стерилизатором	2	7.5	15	0.4	0.48	6	2.88				
Шкаф силовой растворного узла	2	11	22	0.4	0.48	8.8	4.224				
Шкаф управления котлом дезинфектора	1	36	36	0.4	0.48	14.4	6.912				
Шкаф силовой узла фильтрации воды	1	11	11	0.4	0.48	4.4	2.112				
Щиток освещения	1	4.7	4.7	0.4	0.48	1.88	0.9024				
<b>Итого</b>	<b>24</b>	<b>126.70</b>	<b>227.8</b>	<b>0.4</b>	<b>0.48</b>	<b>91.12</b>	<b>43.7376</b>	<b>13</b>	<b>1.36</b>	<b>123.923</b>	<b>43.7376</b>
Вентилятор приточный	4	0.573	2.292	0.8	0.57	1.8336	1.045152				
Вентилятор вытяжной	5	0.32	1.6	0.8	0.57	1.28	0.7296				
<b>Итого</b>	<b>9</b>	<b>0.89</b>	<b>3.892</b>	<b>0.8</b>	<b>0.57</b>	<b>3.1136</b>	<b>1.774752</b>	<b>9</b>	<b>1.08</b>	<b>3.36269</b>	<b>1.95223</b>
Рукосушитель	7	0.164	1.148	0.65	0.62	0.7462	0.462644				
<b>Итого</b>	<b>7</b>	<b>0.164</b>	<b>1.148</b>	<b>0.65</b>	<b>0.62</b>	<b>0.7462</b>	<b>0.462644</b>	<b>7</b>	<b>1.33</b>	<b>0.99245</b>	<b>0.50891</b>
Холодильник	1	0.60	0.6	0.6	0.62	0.36	0.2232				
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>0.60</b>	<b>0.6</b>	<b>0.6</b>	<b>0.62</b>	<b>0.36</b>	<b>0.2232</b>	<b>1</b>	<b>1.46</b>	<b>0.5256</b>	<b>0.24552</b>
Микроволновая печь	1	0.5	0.5	0.8	0.48	0.4	0.192				
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>0.8</b>	<b>0.48</b>	<b>0.4</b>	<b>0.192</b>	<b>1</b>	<b>1.14</b>	<b>0.456</b>	<b>0.2112</b>
<b>Общий итог</b>										<b>129.26</b>	<b>46.4443</b>

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт электрических нагрузок рассадного отделения

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		пэ	Кр	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		Pcp, кВт	Qcp, квар			Pp, кВт	Qp, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, пф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ						
		одного ЭП	общая								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Узел размешивания раствора	1	1.24	1.24	0.6	0.75	0.744	0.558				
Узел приготовления маточных растворов	1	6.00	6	0.6	0.75	3.6	2.7				
Узел подкисления	1	5.50	5.5	0.6	0.75	3.3	2.475				
Узел фильтрации дренажа для теплиц	1	5.50	5.5	0.6	0.75	3.3	2.475				
Узел фильтрации воды для теплиц	1	11.00	11	0.6	0.75	6.6	4.95				
<b>Итого</b>	<b>5</b>	<b>29.24</b>	<b>29.24</b>	<b>0.6</b>	<b>0.75</b>	<b>17.544</b>	<b>13.158</b>	<b>5</b>	<b>1.26</b>	<b>22.1054</b>	<b>14.4738</b>
Насосная станция для теплиц	1	11.00	11	0.7	0.48	7.7	3.696				
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>26.95</b>	<b>41.1</b>	<b>0.7</b>	<b>0.48</b>	<b>28.77</b>	<b>13.8096</b>	<b>1</b>	<b>1.29</b>	<b>34.524</b>	<b>15.1906</b>
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1	1.1	1.1	0.8	0.8	0.88	0.704				
Мотор-редуктор зашторивания	1	0.55	0.55	0.8	0.8	0.44	0.352				
<b>Итого</b>	<b>2</b>	<b>1.65</b>	<b>1.65</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>1.32</b>	<b>1.056</b>	<b>2</b>	<b>1.14</b>	<b>1.5048</b>	<b>1.1616</b>
Камера проращивания семян	1	2.84	2.84	0.8	0.62	2.272	1.40864				
Штепсельный разъём для передвижного техн. оборудования	3	1	3	0.8	0.62	2.4	1.488				
УФ дезинфектор для теплиц	2	6	12	0.8	0.62	9.6	5.952				
<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>9.84</b>	<b>17.84</b>	<b>0.8</b>	<b>0.62</b>	<b>14.272</b>	<b>8.84864</b>	<b>6</b>	<b>1.1</b>	<b>15.6992</b>	<b>9.7335</b>
Вентилятор осевой	2	0.39	0.78	0.8	0.57	0.624	0.35568				
<b>Итого</b>	<b>2</b>	<b>0.39</b>	<b>0.78</b>	<b>0.8</b>	<b>0.57</b>	<b>0.624</b>	<b>0.35568</b>	<b>2</b>	<b>1.14</b>	<b>0.71136</b>	<b>0.39125</b>
Светильники дежурного освещения	4	0.08	0.32	0.85	0.33	0.272	0.08976				
<b>Итого</b>	<b>4</b>	<b>0.08</b>	<b>0.32</b>	<b>0.85</b>	<b>0.33</b>	<b>0.272</b>	<b>0.08976</b>	<b>4</b>	<b>1.05</b>	<b>0.2856</b>	<b>0.09874</b>
<b>Общий итог</b>										<b>18.201</b>	<b>11.3851</b>

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт электрических нагрузок салатной теплицы

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		пэ	Кр	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		Pср, кВт	Qср, квар			Pр, кВт	Qр, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, пф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ						
		одного ЭП	общая								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мотор-редуктор форточной вентиляции	4	1.1	4.4	0.8	0.8	3.52	2.816				
Мотор-редуктор зашторивания	2	0.55	1.1	0.8	0.8	0.88	0.704				
<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>1.65</b>	<b>5.5</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>4.4</b>	<b>3.52</b>	<b>6</b>	<b>1.1</b>	<b>4.84</b>	<b>3.872</b>
Бокс розеточный	4	3.00	12	0.4	1.33	4.8	6.384				
Щит управления редукторами	2	3.30	6.6	0.4	1.33	2.64	3.5112				
Щит управления узлом предварительного размешивания удобрений	1	1.24	1.24	0.4	1.33	0.496	0.65968				
Щит управления подогревом	1	5.5	5.5	0.4	1.33	2.2	2.926				
Щит управления камерой проращивания семян	2	2.84	5.68	0.4	1.33	2.272	3.02176				
Щит насосов отопления	1	3.5	3.5	0.4	1.33	1.4	1.862				
Щит управления раствором узлом	2	4	8	0.4	1.33	3.2	4.256				
<b>Итого</b>	<b>13</b>	<b>23.38</b>	<b>42.52</b>	<b>0.4</b>	<b>1.33</b>	<b>17.008</b>	<b>22.62064</b>	<b>13</b>	<b>1.45</b>	<b>24.6616</b>	<b>22.6206</b>
Насосы отопления	5	2.2	11	0.7	0.48	7.7	3.696				
<b>Итого</b>	<b>5</b>	<b>2.20</b>	<b>11</b>	<b>0.7</b>	<b>0.48</b>	<b>7.7</b>	<b>3.696</b>	<b>5</b>	<b>1.26</b>	<b>9.702</b>	<b>4.0656</b>
Дежурное освещение	18	0.43	7.74	0.85	0.33	6.579	2.17107				
<b>Итого</b>	<b>18</b>	<b>0.08</b>	<b>1.44</b>	<b>0.85</b>	<b>0.33</b>	<b>1.224</b>	<b>0.40392</b>	<b>18</b>	<b>1.06</b>	<b>1.29744</b>	<b>0.40392</b>
Лампа досвечивания	704	0.4	281.6	0.75	0.36	211.2	76.032				
<b>Итого</b>	<b>704</b>	<b>0.4</b>	<b>281.6</b>	<b>0.75</b>	<b>0.36</b>	<b>211.2</b>	<b>76.032</b>	<b>704</b>	<b>1.25</b>	<b>264</b>	<b>76.032</b>
<b>Общий итог</b>										<b>304.501</b>	<b>106.994</b>



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчёт электрических нагрузок томатного отделения

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		пэ	Кр	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		Рср, кВт	Qср, квар			Рр, кВт	Qр, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, пф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ						
		одного ЭП	общая								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Насос дренажа	1	2.2	2.2	0.7	0.48	1.54	0.7392				
Насос перекачки растворов	1	4.00	4	0.7	0.48	2.8	1.344				
Насос для перекачки удобрений	2	0.75	1.5	0.7	0.48	1.05	0.504				
Насос технического водопровода	2	4.00	8	0.7	0.48	5.6	2.688				
Насос подачи воды на раст. узел	2	5.00	10	0.7	0.48	7	3.36				
Насос системы обогрева	9	2.20	19.8	0.7	0.48	13.86	6.6528				
<b>Итого</b>	<b>17</b>	<b>18.15</b>	<b>45.5</b>	<b>0.7</b>	<b>0.48</b>	<b>31.85</b>	<b>15.288</b>	<b>17</b>	<b>1.11</b>	<b>35.3535</b>	<b>Н14</b>
Мотор-редуктор форточной вентиляции	4	1.1	4.4	0.8	0.8	3.52	2.816				
Мотор-редуктор зашторивания	3	0.55	1.65	0.8	0.8	1.32	1.056				
<b>Итого</b>	<b>7</b>	<b>1.65</b>	<b>6.05</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>4.84</b>	<b>3.872</b>	<b>7</b>	<b>1.09</b>	<b>5.2756</b>	<b>4.2592</b>
Камера проращивания семян	1	2.84	2.84	0.65	0.62	1.846	1.14452				
Штепсельный разъём для передвижного техн. оборудования	5	1	5	0.65	0.62	3.25	2.015				
Бак маточного раствора	2	0.5	1	0.65	0.62	0.65	0.403				
<b>Итого</b>	<b>8</b>	<b>4.34</b>	<b>8.84</b>	<b>0.65</b>	<b>0.62</b>	<b>5.746</b>	<b>3.56252</b>	<b>6</b>	<b>1.2</b>	<b>6.8952</b>	<b>3.91877</b>
Вентилятор осевой	27	0.39	10.53	0.8	0.57	8.424	4.80168				
<b>Итого</b>	<b>27</b>	<b>0.39</b>	<b>10.53</b>	<b>0.8</b>	<b>0.57</b>	<b>8.424</b>	<b>4.80168</b>	<b>27</b>	<b>1.05</b>	<b>8.8452</b>	<b>4.80168</b>
Сульфуратор	75	0.11	8.25	0.75	0.48	6.1875	2.97				
<b>Итого</b>	<b>75</b>	<b>0.11</b>	<b>8.25</b>	<b>0.75</b>	<b>0.48</b>	<b>6.1875</b>	<b>2.97</b>	<b>75</b>	<b>1.05</b>	<b>6.49688</b>	<b>2.97</b>
Светильники дежурного освещения	33	0.08	2.64	0.85	0.33	2.244	0.74052				
<b>Итого</b>	<b>33</b>	<b>0.08</b>	<b>2.64</b>	<b>0.85</b>	<b>0.33</b>	<b>2.244</b>	<b>0.74052</b>	<b>33</b>	<b>1.02</b>	<b>2.28888</b>	<b>0.74052</b>
Лампа досвечивания	3348	0.6	2008.8	0.75	0.29	1506.6	436.914				
<b>Итого</b>	<b>3348</b>	<b>0.6</b>	<b>2008.8</b>	<b>0.75</b>	<b>0.29</b>	<b>1506.6</b>	<b>436.914</b>	<b>3348</b>	<b>1.01</b>	<b>1521.67</b>	<b>436.914</b>
<b>Общий итог</b>										<b>1551.47</b>	<b>453.604</b>

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт электрических нагрузок Тепличного комбината

ТП	$\Delta P_m$ , кВт	$\Delta Q_m$ , квар	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А
ТП 1	39.87	199.36	1956.04	749.55	2094.74	120.94
ТП 2	31.66	158.31	1553.33	595.23	1663.47	96.04
ТП 3	11.17	55.83	531.31	258.78	590.98	34.12
Итог:			4040.68	1603.56		

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Выбор и проверка сечений кабелей к ЭП

Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Номинальная мощность, кВт	cosφ	Ip, А	Ид.доп. А	Сечение, мм	Марка	г, Ом/км	X, Ом/км	sinφ	l, м	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сульфуратор 1	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	5.300	0.005	0.000	0.076
Сульфуратор 2	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	16.000	0.016	0.000	0.228
Сульфуратор 3	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	17.000	0.017	0.000	0.242
Сульфуратор 4	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	18.800	0.019	0.000	0.268
Сульфуратор 5	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	34.000	0.035	0.000	0.485
Сульфуратор 6	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	35.000	0.036	0.000	0.499
Сульфуратор 7	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	36.800	0.038	0.000	0.525
Сульфуратор 8	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	52.000	0.053	0.000	0.742
Сульфуратор 9	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	53.000	0.054	0.000	0.756
Сульфуратор 10	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	11.500	0.012	0.000	0.164
Сульфуратор 11	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	12.500	0.013	0.000	0.178
Сульфуратор 12	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	9.800	0.010	0.000	0.140
Сульфуратор 13	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	25.000	0.026	0.000	0.357
Сульфуратор 14	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	26.000	0.027	0.000	0.371
Сульфуратор 15	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	27.800	0.028	0.000	0.397
Сульфуратор 16	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	43.000	0.044	0.000	0.613
Сульфуратор 17	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	44.000	0.045	0.000	0.628
Сульфуратор 18	0.110	0.900	0.208	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	45.800	0.047	0.000	0.653
Вентилятор осевой 1	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	56.200	0.204	0.001	10.783
Вентилятор осевой 2	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	48.000	0.174	0.001	9.210
Вентилятор осевой 3	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	4.900	0.018	0.000	0.940
Вентилятор осевой 4	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	11.500	0.042	0.000	2.207
Вентилятор осевой 5	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	28.200	0.102	0.001	5.411
Вентилятор осевой 6	0.390	0.870	0.761	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.500	68.000	0.247	0.001	13.047
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	7.400	0.076	0.002	14.052
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	7.400	0.076	0.002	14.052
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	7.400	0.076	0.002	14.052
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	16.800	0.173	0.004	31.902
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	16.800	0.173	0.004	31.902
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	16.800	0.173	0.004	31.902
Мотор-редуктор зашторивания	0.550	0.780	1.197	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	24.700	0.127	0.001	11.726
Мотор-редуктор зашторивания	0.550	0.780	1.197	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	24.700	0.127	0.001	11.726
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	1.000	0.020	0.001	5.705
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	2.000	0.041	0.001	11.411
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	3.000	0.061	0.002	17.116
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	4.000	0.082	0.003	22.821
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	5.000	0.102	0.003	28.526
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	6.000	0.123	0.004	34.232
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	7.000	0.143	0.005	39.937
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	8.000	0.164	0.005	45.642
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	9.000	0.184	0.006	51.348
Пульт управления насосами	15.000	0.900	28.301	36.000	3x4	ВВГнг-LS	4.650	0.107	0.430	7.000	0.363	0.078	685.164
Пульт управления узлом подготовки питательных растворов	5.500	0.900	10.377	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	10.600	0.543	0.043	377.975
Камера проращивания семян	2.840	0.850	5.674	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.530	16.000	0.424	0.019	170.544
Узел размешивания раствора	1.240	0.800	2.632	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.600	22.400	0.259	0.006	51.384
Насос перекачки раствора	4.000	0.900	7.547	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	27.800	1.035	0.060	524.320
Насос системы дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	32.600	0.668	0.021	185.992

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Выбор и проверка сечений кабелей к ЭП

Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Номинальная мощность, кВт	cosφ	Ip, А	Ид.доп, А	Сечение, мм	Марка	г, Ом/км	х, Ом/км	sinφ	l, м	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Пульт управления стерилизатором Viaflux	7.500	0.900	14.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	7.000	0.489	0.053	464.144
Пульт управления узлом подготовки питательных растворов	5.500	0.900	10.377	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	10.600	0.543	0.043	377.975
Насос подачи воды на раст. узел	5.000	0.850	9.989	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.530	16.000	0.746	0.060	528.614
Бак маточного раствора	0.500	0.850	0.999	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.530	20.600	0.096	0.001	6.806
Насос для перекачки удобрений	0.750	0.850	1.498	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.530	24.600	0.172	0.002	18.287
Насос технического водопровода	4.000	0.850	7.991	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.530	29.300	1.093	0.071	619.536
Насос дренажа	2.200	0.900	4.151	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.430	9.000	0.184	0.006	51.348
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	6.000	0.062	0.001	11.394
Мотор-редуктор форточной вентиляции	1.100	0.780	2.395	21.000	3x1.5	ВВГнг-LS	12.600	0.126	0.630	7.000	0.072	0.002	13.293

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Результаты экономического расчета для варианта с шинопроводами

Наименование	Цены на 2016 г., руб.	Длина, м.	К, руб.	Иэкс., руб.	Иам., руб.	$I_{\Delta W}$ , руб.	$\Delta W$ , кВт•ч	З, руб.
ШРА-1	3296.00	213.00	702048.00	14040.96	28081.92	83916.97	59940.69	154121.77
ШРА-2	3296.00	223.00	735008.00	14700.16	29400.32	109550.57	78250.40	183051.37
ШОС	604.30	472.00	285229.60	5704.59	11409.18	6727.06	4805.05	35250.02
ВВГнг-LS 3x1.5	21.19	128.80	2729.27	54.59	90.98	1115.66	796.90	1388.59
ВВГнг-LS 3x4	52.73	16.60	875.32	17.51	29.18	723.07	516.48	810.61
Итого:			1725890.19	34517.80	69011.58	202033.34	144309.53	374622.36

### Результаты экономического расчета для варианта с распределительными шкафами

Наименование	Цены на 2016 г., руб.	Длина, м.	К, руб.	Иэкс., руб.	Иам., руб.	$I_{\Delta W}$ , руб.	$\Delta W$ , кВт•ч	З, руб.
ШР1	24100.00		24100.00	482.00	964.00			2410.00
ШР2	24100.00		24100.00	482.00	964.00			2410.00
ШР3	23873.00		23873.00	477.46	954.92			2387.30
ШР4	23873.00		23873.00	477.46	954.92			2387.30
ШР5	24100.00		24100.00	482.00	964.00			2410.00
ШР6	24100.00		24100.00	482.00	964.00			2410.00
ШР7	24100.00		24100.00	482.00	964.00			2410.00
ВВГнг-LS 3x1.5	21.19	879.10	18628.13	372.56	620.94	9082.23	6487.31	10945.04
ВВГнг-LS 3x4	52.73	146.10	7703.85	154.08	256.80	6786.51	4847.51	7556.90
ВВГнг-LS 5x6	129.95	335.90	43650.21	873.00	1455.01	13795.08	9853.63	18160.10
ВВГнг-LS 5x16	353.12	243.60	86020.03	1720.40	2867.33	23602.21	16858.72	32204.21
Итого:			324248.22	13887.79	11929.91	53266.04	38047.17	85690.86