

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем  
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой В.М. Левин

  
(подпись, инициалы, фамилия)

«10» июня 2019 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Мокроусовой Юлии Валерьевны

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

Управление аварийными режимами распределительных электрических сетей с

(тема работы)

применением новых технологий

Факультет энергетики

(полное название факультета)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки бакалавра)

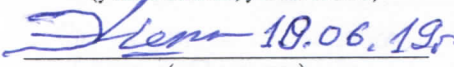
**Руководитель  
от НГТУ**

Чекмазов Э.М.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент кафедры АЭЭС, НГТУ

(ученая степень, ученое звание)

  
(подпись, дата)

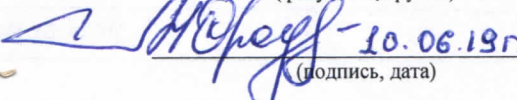
**Автор выпускной  
квалификационной работы**

Мокроусова Ю.В.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН2-51

(факультет, группа)

  
(подпись, дата)



**Консультанты по разделам:**

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

  
(подпись, дата, инициалы, фамилия)  
  
(подпись, дата, инициалы, фамилия)


Новосибирск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем  
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Левин В.М.  
(фамилия, имя, отчество)

 04.03.2019г.  
(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту Мокроусовой Юлии Валерьевне  
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

Факультет энергетики  
(полное название факультета)

Тема Управление аварийными режимами распределительных электрических сетей  
с применением новых технологий  
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)

Исходные данные (или цель работы) Принципиальная схема существующей сети 35-110 кВ Черепановского района  
электрических сетей (РЭС)

Структурные части работы Введение. Постановка задачи.  
Глава 1. Оценка состояния существующей сети.

1. Анализ существующей схемы энергоснабжения потребителей.  
Характеристика нагрузок потребителей. Уточнение параметров схемы  
замещения.

2. Расчет, анализ нормальных и характерных ремонтных режимов энергосистемы  
с последующим выделением мест установки реклоузеров.



Глава 2. Повышение надежности энергоснабжения.

1. Реконструкция высоковольтных сетей энергосистемы и подстанций, с учетом устанавливаемых реклоузеров.

2. Функции контроля и управления аварийными режимами системы, выполняемые реклоузерами. Монтаж и настройка реклоузеров.

Глава 3. Организационно-экономический раздел.

1. Ввод в эксплуатацию реклоузеров и оценка экономической эффективности их применения.

Глава 4. Вопросы охраны труда.

1. Требования техники безопасности при установке и эксплуатации реклоузеров.

2. Расчет контура заземления подстанции «Улыбино».

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель  
от НГТУ**

Чекмазов Э.М.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент кафедры АЭЭС, НГТУ

(ученая степень, ученое звание)

Э.М. 04.03.19г.

(подпись, дата)

**Студент**

Мокроусова Ю.В.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН2-51

(факультет, группа)

Ю.В. 04.03.2019г.

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 1184/2от «04» марта 2019 г.

изменена приказом по НГТУ № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

ВКР сдана в ГЭК № 30.2, тема сверена с данными приказа

А.Ю. 19.06.19  
(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Арестова Анна Юрьевна

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной  
экзаменационной комиссии по защите ВКР)

**Консультанты по разделам:**

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Нормоконтроль

(краткое наименование раздела)

12.03.19. Парохин А.М.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

12.03.19. Дронова Ю.В.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

19.06.19. Арестова А.Ю.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем  
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой В.М. Левин

(подпись, инициалы, фамилия)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Мокроусовой Юлии Валерьевны

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

Управление аварийными режимами распределительных электрических сетей с  
(тема работы)

применением новых технологий

Факультет энергетики

(полное название факультета)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

**Руководитель  
от НГТУ**

Чекмазов Э.М.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент кафедры АЭЭС, НГТУ

(ученая степень, ученое звание)

(подпись, дата)

**Автор выпускной  
квалификационной работы**

Мокроусова Ю.В.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН2-51

(факультет, группа)

(подпись, дата)

**Консультанты по разделам:**

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Парахин А.М.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Дронова Ю.В.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем  
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Левин В.М.  
(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту Мокроусовой Юлии Валерьевне  
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

Факультет энергетики

(полное название факультета)

Тема Управление аварийными режимами распределительных электрических сетей  
с применением новых технологий  
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)

Исходные данные (или цель работы) Принципиальная схема существующей сети 35-110 кВ Черепановского района  
электрических сетей (РЭС)

Структурные части работы Введение. Постановка задачи.

Глава I. Оценка состояния существующей сети.

1. Анализ существующей схемы энергоснабжения потребителей.

Характеристика нагрузок потребителей. Уточнение параметров схемы  
замещения.

2. Расчет, анализ нормальных и характерных ремонтных режимов энергосистемы  
с последующим выделением мест установки реклоузеров.

Глава 2. Повышение надежности энергоснабжения.

1. Реконструкция высоковольтных сетей энергосистемы и подстанций, с учетом устанавливаемых реклоузеров.

2. Функции контроля и управления аварийными режимами системы, выполняемые реклоузерами. Монтаж и настройка реклоузеров.

Глава 3. Организационно-экономический раздел.

1. Ввод в эксплуатацию реклоузеров и оценка экономической эффективности их применения.

Глава 4. Вопросы охраны труда.

1. Требования техники безопасности при установке и эксплуатации реклоузеров.

2. Расчет контура заземления подстанции «Улыбино».

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель  
от НГТУ**

Чекмазов Э.М.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент кафедры АЭЭС, НГТУ

(ученая степень, ученое звание)

(подпись, дата)

**Студент**

Мокроусова Ю.В.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН2-51

(факультет, группа)

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 1184/2от «04» марта 2019 г.

изменена приказом по НГТУ № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

ВКР сдана в ГЭК № \_\_\_\_\_, тема сверена с данными приказа

(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Арестова Анна Юрьевна

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной  
экзаменационной комиссии по защите ВКР)

**Консультанты по разделам:**

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Нормоконтроль

(краткое наименование раздела)

Парахин А.М.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Дронова Ю.В.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Арестова А.Ю.

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Название работы: «Управление аварийными режимами распределительных электрических сетей с применением новых технологий».

Ключевые слова: распределительные сети, автоматизация управления энергосистемой, реклоузеры, повышение надежности энергоснабжения.

Объем работы: 73 стр.

Количество иллюстраций: 35 ед., таблиц: 17 ед., источников литературы: 9 ед.

Цель выполненной работы:

Повышение надежности электроснабжения отпаечных потребителей, относящихся к 1 категории, с помощью автоматизации управления, организованной реклоузерами.

Основные результаты, полученные в ходе работы:

- Приобретение навыков работы с промышленным программным комплексом для расчета режимов «Мустангом».
- Расчет режимов мощностей и напряжений в заданной схеме Черпановского района электрических сетей.
- Реконструкция схемы энергосистемы, позволяющая осуществлять качественное электроснабжение не только в нормальном, но и в ремонтных режимах.
- Выделение участка сети, нуждающегося в использовании реклоузеров для повышения надежности электроснабжения.
- Оценка возможностей настройки работы реклоузеров на отпаечном участке.

## ABSTRACT

The name of the work: "Management of emergency modes of electrical distribution networks with the use of new technologies."

Keywords: distribution networks, automation of power system management, reclosers, increase of power supply reliability.

Scope of work: 73 p.

Number of illustrations: 35 items, tables: 17 items, sources of literature: 9 items.

The purpose of the work performed:

Improving the reliability of power supply to unbeatable consumers belonging to category 1, with the help of automation management, organized by reclosers.

The main results obtained during the work:

- Acquisition of skills to work with an industrial program complex for the calculation of the Mustang modes.
- Calculation of power modes and voltages in a given scheme of Cherpanovsky district of electrical networks.
- Reconstruction of the power system layout, which allows to provide high-quality power supply not only in normal, but also in repair modes.
- Allocation of the network section that needs the use of reclosers to improve the reliability of power supply.
- Evaluation of the possibilities of setting up the work of reclosers on the print site.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	7
1 ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ.....	9
1.1 Анализ существующей схемы энергоснабжения потребителей. Характеристика нагрузок потребителей.....	9
1.2 Уточнение параметров и составление схемы замещения высоковольтных сетей энергорайона системы, с учетом развития...	12
1.3 Расчет, анализ нормальных режимов энергосистемы.....	17
1.4 Выделение энергорайона системы, в котором предполагается установка и применение реклоузеров для повышения надежности электрообеспечения .....	24
2 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ.....	26
2.1 Реконструкция высоковольтных сетей энергосистемы и подстанций, с учетом устанавливаемых реклоузеров и расчет ремонтных режимов сети .....	26
2.2 Расчет токов трехфазных к.з. в местах установки реклоузеров.....	31
2.3 Функции контроля и управления аварийными режимами системы, выполняемые реклоузерами.....	38
2.4 Монтаж и настройка реклоузеров, с целью повышения эффективности их использования .....	42
3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ .....	49
3.1 Запуск процесса ввода в эксплуатацию реклоузеров.....	49
3.2 Оценка экономической эффективности применения реклоузеров....	49
4 ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА.....	54
4.1 Требования техники безопасности при установке и эксплуатации реклоузера.....	54
4.2 Расчет контура заземления на подстанции «Улыбино» .....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	64

ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Е .....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж .....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ К .....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ Л .....	73

## ВВЕДЕНИЕ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Главной задачей энергоснабжающих организаций является надежность и качество энергообеспечения потребителей в соответствии с ГОСТами на качество электроэнергии, например, ГОСТ Р 54149-2010. В рассматриваемой части схемы Черепановской районной электрической сети 35-110 кВ ставится задача об улучшении надежности. Всем известно, что распределительные сети являются наиболее протяженными сетями, то есть имеют наибольшую суммарную длину, а значит вероятность возникновения повреждения для них значительно больше. Обращаясь к статистическим данным, имеем возможность выделить следующую информацию, что ориентировочно 80% всех сетей это распределительные сети. Они могут быть подвержены различным воздействиям, в том числе извне, например: габаритные расстояния для такого класса напряжения небольшие, а значит возможны схлестывания проводников при порывах ветра; замыкание нескольких фаз ветками деревьев, растущими вдоль трассы воздушной линии (ВЛ). На линиях 35 кВ в основном применяются провода марки АС. Но в данный период развития энергетики они активно замещаются более новыми проводниками – СИПами. Перечисленные выше ситуации кратковременны и могут самоликвидироваться, то есть повторное автоматическое включение линии (АПВ) дало бы шанс на продолжение нормального энергоснабжения. Но в связи с тем, что практически повсеместно такие ВЛ оснащены только разъединителями в местах отпаек от линии, то при срабатывании релейной защиты происходит отключение с дальнейшим выездом бригады на подстанцию. Причем, каждый раз, при абсолютно любой аварии, обслуживающий персонал ищет место повреждения и только потом будут произведены коммутации на включение резервного источника питания разъединителями. Затем, произойдет успешное восстановление питания потребителей, но это является достаточно времязатратной процедурой и может занимать по среднестатистическим данным около 1,5-3 часов. Переход от системы, не имеющей автоматизированного управления, к

автоматизированному управлению с помощью применения реклоузеров способствует исключению, в крайнем случае, минимизации человеческого фактора. Получаем автоматизированную систему, которая может самостоятельно по выставленным уставкам производить операции для восстановления питания. У реклоузеров возможно реализовать следующие функции: автоматическое повторное включение (АПВ), защиту от замыканий на землю с возможностью определения поврежденной фазы, автоматический ввод резерва (АВР), максимальную токовую защиту (МТЗ), установление границы балансовой принадлежности и коммерческий учет электроэнергии [1]. Но прежде, чем рассуждать на тему установки аппаратов необходимо рассчитать потокораспределение по элементам сети, напряжение на шинах 10 кВ в нормальных и аварийных режимах, выполнить реконструкцию участков сети, которые нуждаются в этом мероприятии. После выполнения анализа работы схемы, выделим наиболее проблемные зоны с позиции надежности, являющиеся потенциальными местами установки реклоузеров, для которых проведем оценку энергоэффективности применения новых устройств и отметим основные моменты по требуемым мерам безопасности при эксплуатации.

# 1 ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

## 1.1 Анализ существующей схемы энергоснабжения потребителей.

### Характеристика нагрузок потребителей

Все потребители электрической энергии разделяются на три категории, в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ). В данной схеме, изображенной на рисунке 1.1, потребителями первой категории, требующей бесперебойное питание, являются такие подстанции как Битки, Мильтюши, Быстровка, Птичья.

На Битках имеются следующие подключения: завод по переработке молочной продукции, нефтеперекачивающая станция (НПС), тепличный комплекс площадью 6,8 Га. К подстанции Мильтюши присоединены птицекомбинат, деревообрабатывающая фабрика. Подстанции Быстровка и Птичья запитывают птицефабрики, ФАП-центры.

Дадим описательную характеристику части сети: выдача мощности расположена на шинах 110 кВ подстанции Заречной и с шин 110 кВ подстанции Южной, на которую работает один из генераторов Новосибирской ГЭС (принято, что гидрогенератор выдает мощность, равную 40 МВт при приходе непосредственно на шину Южной подстанции 110 кВ). Заречная подстанция связана с подстанцией 110 кВ Улыбино по двухцепной ВЛ 2хАС-120, с шин среднего напряжения 35 кВ Улыбино осуществляется распределение энергии к потребителям по цепям АС-90, а также отходят две цепи на подстанцию Гилево на шину 35 кВ, а с шин 110 кВ этой подстанции получает питание самый мощный и наиболее ответственный потребитель – подстанция Битки, представленная в виде шины 110 кВ. В целом схема является кольцевой неоднородной электрической сетью.

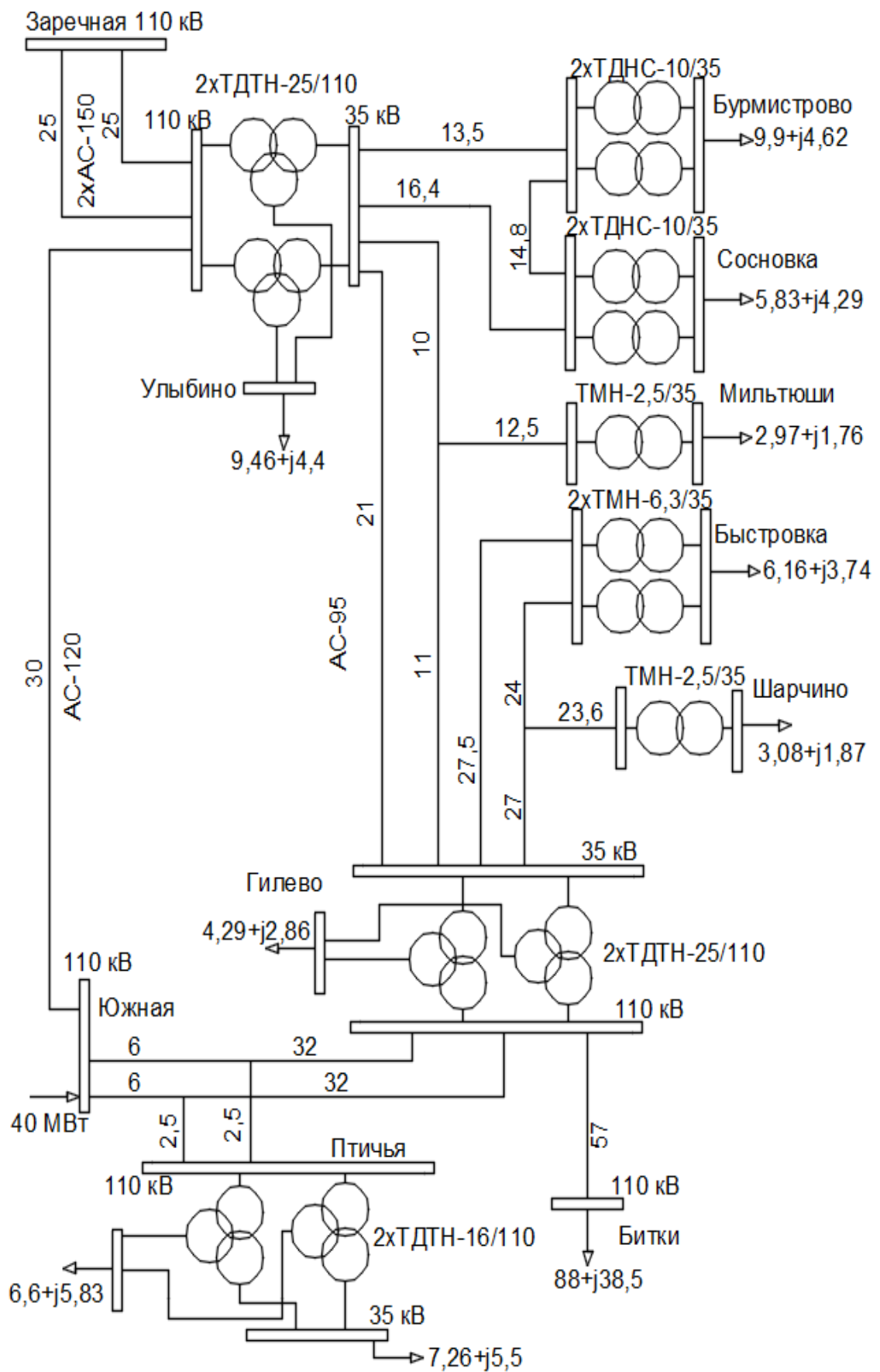


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема сети 35-110 кВ Черепановского района электрических сетей (РЭС)



Таблица 1.1 – Сечения ВЛ, соединяющих подстанции

Откуда	Куда	Марка проводника	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	B <sub>0</sub> , мкСм/км	Длина L, км
U <sub>ном</sub> =110 кВ						
Заречная	Улыбино	2хАС-150	0,204	0,420	2,707	25
Улыбино	Южная	АС-120	0,244	0,427	2,658	30
Южная	Гилево	2хАС-120	0,244	0,427	2,658	38
отп.Птичьа	Птичьа	2хАс-120	0,244	0,427	2,658	2,5
Гилево	Битки	АС-120	0,244	0,427	2,658	57
U <sub>ном</sub> =35 кВ						
Улыбино	Бурмистрово	АС-95	0,301	0,432	-	13,5
Бурмистрово	Сосновка	АС-95	0,301	0,432	-	14,8
Улыбино	Сосновка	АС-95	0,301	0,432	-	16,4
Улыбино	Гилево	2хАС-95	0,301	0,432	-	21
отп.Мильтюши	Мильтюши	АС-95	0,301	0,432	-	12,5
Гилево	Быстровка	2хАС-95	0,301	0,432	-	27,5 и 51
отп.Шарчино	Шарчино	АС-95	0,301	0,432	-	23,6

Таблица 1.2 – Трансформаторы, установленные на подстанциях

Подстанция	Тип	R <sub>T</sub> , Ом	X <sub>T</sub> , Ом	u <sub>к</sub> %	P <sub>xx</sub> , кВт	Q <sub>xx</sub> , кВар	U, кВ
Улыбино	2хТДТН-25/110	ВН: 1,5 СН: 1,5 НН: 1,5	ВН:56,9 СН: 0 НН:35,7	В-С: 0,5 В-Н: 7,5 С-Н: 6,5	31	175	ВН: 115 СН: 38,5 НН: 11
Гилево	2хТДТН-25/110	ВН: 1,5 СН: 1,5 НН: 1,5	ВН: 6,9 СН: 0 НН: 5,7	В-С: 0,5 В-Н: 7,5 С-Н: 6,5	31	175	ВН: 115 СН: 38,5 НН: 11
Птичьа	2хТДТН-16/110	ВН: 2,6 СН: 2,6 НН: 2,6	ВН:88,9 СН: 0 НН: 52	В-С:10,5 В-Н: 17 С-Н: 6	23	160	ВН: 115 СН: 38,5 НН: 11
Бурмистрово	2хТДНС-10/35	0,81	10,8	8	12,5	60	36,75/10,5
Сосновка	2хТМН-6,3/35	1,4	14,6	7,5	9,2	56,7	35/11
Быстровка	2хТМН-6,3/35	1,4	14,6	7,5	9,2	56,7	35/11
Мильтюши	ТМН-2,5/35	5,1	31,9	6,5	5,1	27,5	35/11
Шарчино	ТМН-2,5/35	5,1	31,9	6,5	5,1	27,5	35/11

Примечание - трансформаторы типа: ТДТН-25/110 и ТДТН-16/110 имеют РПН ±9х1,78% на стороне ВН; ТДНС-10/35 имеет РПН ±8х1,5%; ТМН-6,3/35 и ТМН-2,5/35 снабжены РПН ±6х1,5% и ПБВ ±2х2,5% на стороне ВН.

Так как предоставленная схема была с 2005 года, то исходя из того, что обычно рассматривается перспектива развития на 5 лет с соответствующим завышением параметров нагрузки на 5%, будем увеличивать нагрузку на 10% для достижения более или менее адекватных нагрузок на текущий период времени.

Таблица 1.3 – Нагрузки в системе с учетом развития сети

Потребитель	P, МВт	Q, МВар	P <sub>на 10%</sub> , МВт	Q <sub>на 10%</sub> , МВар
Улыбино НН	8,6	4	9,46	4,4
Бурмистрово	9	4,2	9,9	4,62
Сосновка	5,3	3,9	5,83	4,29
Мильтюши	2,7	1,6	2,97	1,76
Быстровка	5,6	3,4	6,16	3,74
Шарчино	2,8	1,7	3,08	1,87
Гилево НН	3,9	2,6	4,29	2,86
Битки	80	35	88	38,5
Птичьа НН	6	5,3	6,6	5,83
Птичьа СН	6,6	5	7,26	5,5

## **1.2 Уточнение параметров и составление схемы замещения высоковольтных сетей энергорайона системы, с учетом развития**

При решении этой задачи воспользуемся П-образной схемой замещения линий электропередач (ЛЭП) и Г-образной схемой замещения двух-, трехобмоточных трансформаторов [2]. Активной проводимостью, то есть потерями на корону, а также токами утечки через гирлянду изоляторов ЛЭП пренебрегаем. Коронирование не включают в рассмотрение, так как напряжение 35-110 кВ достаточно мало, а значит напряженность электрического поля, зависящая от плотности электрических зарядов, распределенных по поверхности проводника, будет тоже мала. В целом, для уменьшения такого негативного процесса на этапе проектирования объекта, закладываются сечения проводов не меньше установленных допустимых сечений. Активное сопротивление как на ЛЭП, так и в трансформаторах, обусловлено омическим сопротивлением проволок скрученных, витков обмоток. Индуктивность линий, равная отношению магнитного потока к току,

создающему этот поток, представляется совокупностью собственной индуктивности проводника и взаимной индуктивности. У трансформаторов все аналогично. Емкостная проводимость линии состоит из фазных и междуфазных емкостей проводников, выступающих в роли обкладок конденсаторов как между собой (фаза-фаза), так и по отношению к земле. Этот параметр дает возможность определять генерацию линией реактивной мощности, которая учитывается в сетях 110 кВ и выше, а для сетей 35 кВ и ниже является крайне маленькой и ей пренебрегают. Трансформаторы в этом плане являются потребителями реактивной мощности – потери холостого хода, так как эта мощность необходима для начала их работы и идет на намагничивание магнитопровода. Используемые в расчетах схемы замещения элементов сети представлены на рисунках 1.2 и 1.3, а итоговая схема замещения на рисунке 1.4.

Допускаемые пренебрежения не создадут погрешность, превышающую 5%, которая является допустимой для инженерных вычислений.

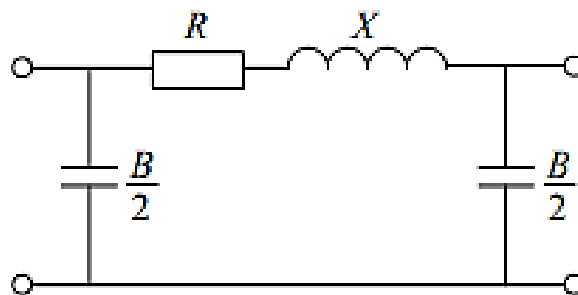


Рисунок 1.2 – Схема замещения ЛЭП

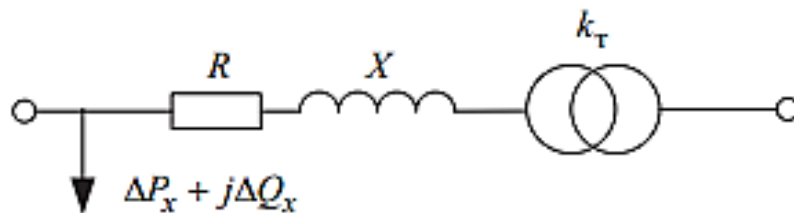


Рисунок 1.3 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Параметры вычислим по данным, взятым из справочника Файбисовича [3]. Для ЛЭП использовали погонные параметры, посредством которых получили активное, реактивное сопротивления, а также емкостную проводимость линии по следующим формулам:

$$R = R_0 \cdot l \quad (1.1)$$

$$X = X_0 \cdot l \quad (1.2)$$

$$B = B_0 \cdot l \quad (1.3)$$

где  $R_0$ ,  $X_0$ ,  $B_0$  – погонные активное, индуктивное сопротивление и погонная проводимость;  $l$  – длина линии.

Для двухцепных линий активные и реактивные сопротивления уменьшали в два раза, а емкости, наоборот, увеличивали в 2 раза, так как это эквивалентирование параллельно соединенных элементов.

Параметры трансформаторов также взяли из этого же справочника, причем в источнике заданы сопротивления аппаратов, уже приведенные к стороне высокого напряжения. Но, не имея этих данных, вычисления производили бы так:

$$R = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном вн}^2}{S_{ном}^2} \quad (1.4)$$

$$Z = \frac{u_{кз\%} \cdot U_{ном вн}^2}{S_{ном}} \quad (1.5)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (1.6)$$

где  $R$  – активное сопротивление трансформатора;  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания;  $U_{ном вн}$  – номинальное напряжение высокой стороны;  $S_{ном}$  – полная мощность трансформатора;  $Z$  – полное сопротивление трансформатора;  $u_{кз\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  $X$  – индуктивное сопротивление трансформатора.

Для трансформаторов большой мощности можно пренебрегать активным сопротивлением, так как оно намного меньше реактивного, поэтому полное сопротивление можно условно приравнять к реактивному.

Таблица 1.4 – Исходные данные по ЛЭП для расчета сети

Откуда	Куда	Длина L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
$U_{ном}=110$ кВ					
Заречная	Улыбино	25	5,1	10,5	67,675
Улыбино	Южная	30	7,32	12,81	79,74
Южная	Гилево	38	11,438	16,492	99,218
отп.Птичьа	Птичьа	2,5	1,806	2,604	15,666
Гилево	Битки	57	17,157	24,738	148,827
$U_{ном}=35$ кВ					
Улыбино	Бурмистрово	13,5	4,064	5,6835	-
Бурмистрово	Сосновка	14,8	4,455	6,231	-
Улыбино	Сосновка	16,4	4,936	6,904	-
Улыбино	Гилево	21	5,124	8,694	-
отп.Мильтюши	Мильтюши	12,5	3,76	5,265	-
Гилево	Быстровка	27,5 и 51	8,277/15,351	11,578/21,471	-
отп.Шарчино	Шарчино	23,6	7,104	9,936	-

Таблица 1.5 – Исходные данные по трансформаторным ветвям для расчета сети (учет 2-х аппаратов)

Узел 1	Узел 2	R, Ом	X, Ом	$K_T$	$P_{xx}+jQ_{xx}$ , кВА
Подстанция «Улыбино»					
Улыбино ВН	Улыбино в тр	0,75	28,45	-	62+j350
Улыбино в тр	Улыбино СН	0,75	0	2,987	-
Улыбино в тр	Улыбино НН	0,75	17,85	10,454	-
Подстанции потребители					
Бурмистрово ВН	Бурмистрово НН	0,405	5,4	3,5	25+j120
Сосновка ВН	Сосновка НН	0,7	7,3	3,182	18+j113,4
Мильтюши ВН	Мильтюши НН	5,1	31,9	3,182	5,1+j27,5
Узел 1	Узел 2	R, Ом	X, Ом	$K_T$	$P_{xx}+jQ_{xx}$ , кВА
Быстровка ВН	Быстровка НН	0,7	7,3	3,182	18+j113,4
Шарчино ВН	Шарчино НН	5,1	31,9	3,182	62+j350
Подстанция «Гилево»					
Гилево ВН	Гилево в тр	0,75	28,45	-	62+j350
Гилево в тр	Гилево СН	0,75	0	2,987	-
Гилево в тр	Гилево НН	0,75	17,85	10,454	-
Подстанция «Птичьа»					
Птичьа ВН	Птичьа в тр	1,3	44,45	-	46+j320
Птичьа в тр	Птичьа СН	1,3	0	2,987	-
Птичьа в тр	Птичьа НН	1,3	26	10,454	-

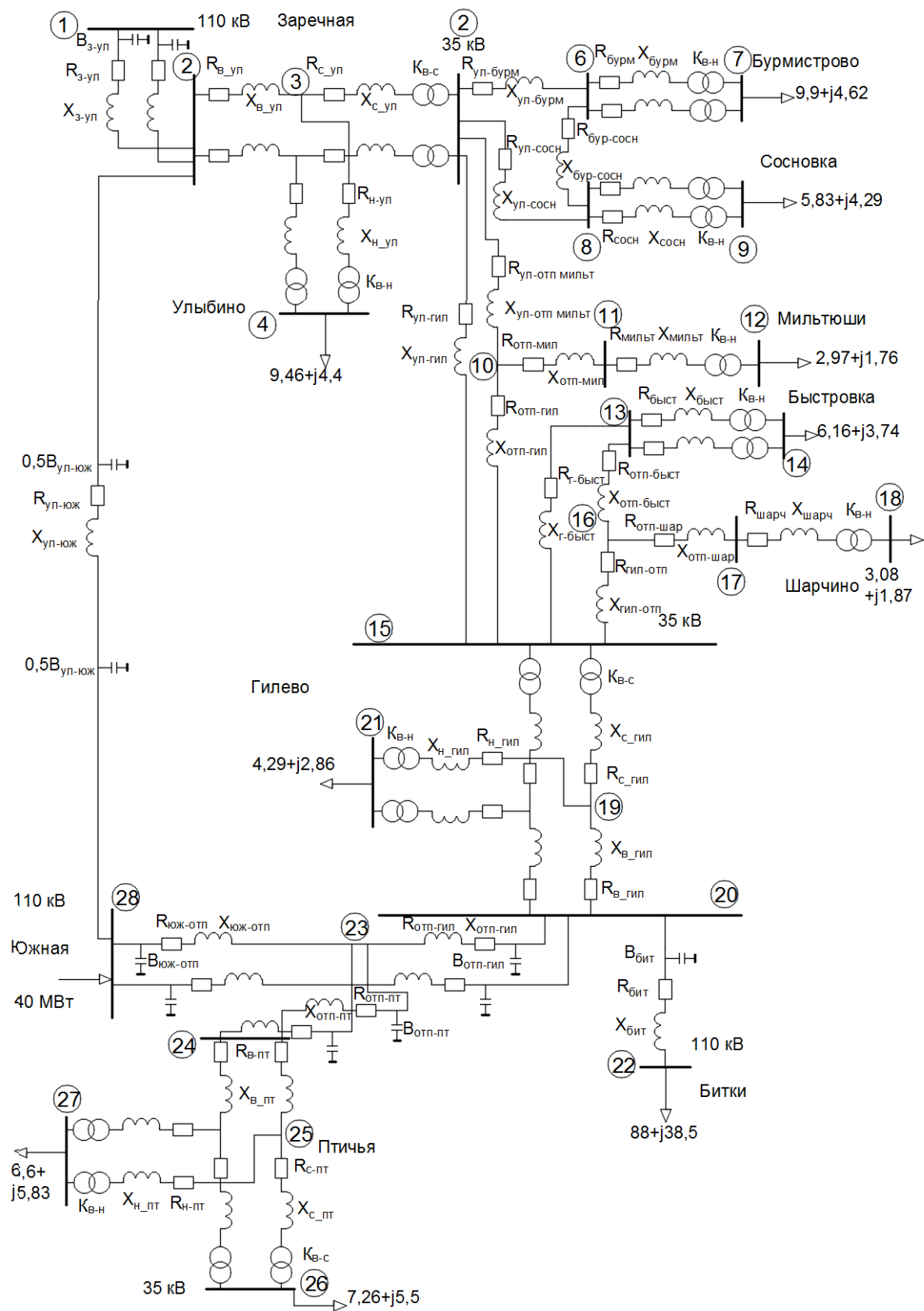


Рисунок 1.4 – Схема замещения сети 35-110 кВ Черепановского района электрических сетей (РЭС)



### 1.3 Расчет, анализ нормальных режимов энергосистемы

Расчет схемы осуществляли в программе «Мустанг». Данный программный комплекс применяется для расчета установившихся режимов сетей, электромеханических переходных процессов в энергосистеме. Вычисление неизвестных параметров системы осуществляется по методу Ньютона-Рафсона (метод касательных).

Итак, для осуществления расчета необходимо создать файл-набор данных в формате .ssp, в котором задаются данные по узлам и ветвям исходной схемы, изображенной на рисунке 1.4. В качестве генерирующего узла может выступать шина 110 кВ подстанции Южной – код 1010, а на роль балансирующего узла выбран узел связи с мощной энергосистемой шины 110 кВ подстанции Заречной – код 1100. Отметим, что при заданной активной мощности на шине подстанции Южной 40 МВт, зная что на Новосибирской ГЭС работают агрегаты СВ 1343/140-96 с косинусом равным 0,85, получаем выдачу реактивной мощности 24,787 МВт. Потребляемые мощности заданы в соответствующей таблице положительными, также, как и генерируемые, но располагающиеся в соседнем столбце. Потери холостого хода трансформаторов были определены как нагрузки в узлах шин 110,10 кВ, исходя из смысла самих потерь. В качестве нормальных напряжений со стороны высокого напряжения трансформатора, приняты завышенные относительно номинала на 10%. Все это задается во вкладке «Узлы», а во вкладке «Ветки» внесли рассчитанные значения активных, реактивных сопротивлений, проводимостей и коэффициентов трансформации. Первоначально вычисляли коэффициенты трансформации как отношение напряжений, заданных в паспортных данных, то есть при нулевом положении РПН.

Таблица 1.6 – Первый программный расчет сети

Название	N	Код	Uстарт	Uрасч	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.0	121.0				121.0	128.6	91.6	-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.0	114.33	- 1.8	0.06	0.35	121.0				

Продолжение таблицы 1.6

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Unорм	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Улыбино в тр	3	11	121.0	105.46	-7.2			121.0				
Улыбино НН	4	11	10.5	10.02	-7.9	9.46	4.40	10.5				
Улыбино СН	5	11	38.5	35.23	-7.1			38.5				
Бурмистр ВН	6	11	38.5	33.46	-8.4	0.03	0.12	38.5				
Бурмистр НН	7	11	10.5	9.56	-8.4	9.90	4.62	10.5				
Сосновка ВН	8	11	38.5	33.45	-8.1	0.02	0.11	38.5				
Сосновка НН	9	11	10.5	10.20	-9.9	5.83	4.29	10.5				
Отп Мильтюши	10	11	38.5	33.52	-7.8			38.5				
Мильтюши ВН	11	11	38.5	32.91	-8.1	0.01	0.03	38.5				
Мильтюши НН	12	11	10.5	9.68	-12.1	2.97	1.76	10.5				
Быстровка ВН	13	11	38.5	29.69	-9.7	0.02	0.11	38.5				
Быстровка НН	14	11	10.5	9.03	-11.9	6.16	3.74	10.5				
Гилево СН	15	11	38.5	32.11	-8.2			38.5				
Отп Шарчино	16	11	38.5	30.12	-9.4			38.5				
Шарчино ВН	17	11	38.5	28.81	-10.2	0.01	0.03	38.5				
Шарчино НН	18	11	10.5	8.28	-15.0	3.08	1.87	10.5				
Гилево в тр	19	11	121.0	95.58	-7.9			121.0				
Гилево ВН	20	11	121.0	94.05	-7.9	0.06	0.35	121.0				
Гилево НН	21	11	10.5	9.09	-8.3	4.29	2.86	10.5				
Битки	22	11	121.0	63.59	-17.9	88	38.5	121.0				
Отп Птичьа	23	11	121.0	101.78	-5.4			121.0				
Птичьа ВН	24	11	121.0	101.67	-5.4	0.05	0.32	121.0				
Птичьа в тр	25	11	121.0	96.51	-8.4			121.0				
Птичьа СН	26	11	38.5	32.31	-8.4	7.26	5.50	38.5				
Птичьа НН	27	11	10.5	9.09	-9.3	6.60	5.83	10.5				
Южная	28	11	121.0	103.61	-5.0			121.0	40	24.8		

Очевидно, что полученные значения напряжений не удовлетворяют требованиям. По потокораспределению в приложении А можно подвести

заключение о том, что такие большие просадки напряжения, вплоть до 63,59 кВ на Битках, вызваны крупными транзитами реактивной мощности по элементам сети. В частности, на нашего крупного потребителя мощность идет прямо с шин Заречной до конечного пункта потребления, то есть практически через всю сеть, вызывая потери мощности. Поэтому РПН, как первоочередную меру в повышении напряжения и снижении потерь в сети, рассматривать пока не имеет смысла. В связи с этим устанавливаем синхронный компенсатор мощностью 30 МВар, например КСВ 32-10У1 [4], на шинах высокого напряжения подстанции Битки, а также батарею конденсаторов, например БСК-110-30 УХЛ1 [5], на шинах 110 кВ подстанции Южной. Так как, синхронные компенсаторы — это синхронные машины, работающие в двигательном режиме с выдачей реактивной мощности, то нам необходим будет трансформатор 10/110 кВ, через который мы подключим этот источник реактивной мощности к шинам. Задав дополнительные генерации на Южной и скомпенсировав реактивную нагрузку Биток, заново произвели расчет режима.

Напряжение в узлах начало подниматься (на Битках 69,06 кВ), но этого недостаточно. В целях повышения пропускной способности участка сети «Улыбино-Южная» предлагаем провести вторую цепь: два параллельных элемента сети будут иметь меньшее сопротивление, а значит меньшие потери мощности и потери напряжения. Помимо этого, в исходных данных работает одноцепная ВЛ на участке сети «Гилево шины ВН- Битки», которую также предлагаем заменить на двухцепную, преследуя те же цели.

Напряжение в самом проблемном узле приближается к номинальному - 99,96 кВ. Но возникла еще одна проблема, связанная с тем, что нужно провести проверку сечений линий, связывающих подстанцию Южную с подстанцией Гилево по напряжению 110 кВ. Так как этот участок является наиболее загруженным, потому что снабжает электроэнергией самого мощного потребителя, вышерасположенная часть схемы находится практически на самобалансе и тянет мощность только с балансирующего узла, которая в дальнейшем с учетом потерь при передаче полностью там распределяется.

Дополнительно, увеличим генерацию реактивной мощности до 50 МВар на шине 110 кВ подстанции Битки.

В Приложении В представлены рассчитанные по ветвям токи, после проведения всех действий. Теперь ориентируясь на них, будем проводить проверку сечений. Основанием для несоответствия проводника, будет сравнение тока в аварийном или ремонтном режиме, то есть двухцепные линии будем заменять одноцепными, а одноцепные просто проверять по длительно допустимому току на воздухе для данного сечения марки АС. Учитывая, что это маленькая часть энергосистемы ОЭС Сибири и среднегодовая эквивалентная температура составляет порядка 10 градусов, то данные в справочнике Файбисовича значения тока будем домножать на 1,29 [2,6]. Это делает завышение тока на 29%, что в свою очередь объясняется достаточно низкой температурой, которая будет способствовать теплоотводу с поверхности нагретого металлического проводника, оказывать охлаждающее действие. Проверив все участки, резюмируем, что не проходят проверку: «отпайка Птичьья - Южная», «Гилево ВН – отпайка Птичьья», «Гилево-Битки».

Таблица 1.7 – Замена проводников на участках сети

Участок	Реальный ток, А	Марка исходная	1,29I <sub>дд</sub> , А	Заменяющий проводник	1,29I <sub>дд</sub> , А
Гилево ВН – отп. Птичьья	510	2хАС-95	425,7	2хАС150/24	580,5
Отп. Птичьья – Южная	540	2хАС-95	425,7	2хАС150/24	580,5
Гилево ВН - Битки	620	2хАС-95	425,7	2хАС185/29	657,9

Помимо того, что эти участки теперь стали надежными и работоспособными в ремонтных режимах, замена сечений сделала передачу мощности более экономически выгодной, так как сопротивление уменьшилось, и улучшится ситуация с напряжениями.

Напряжение на Битках поднялось до номинального, но после всех преобразований в схеме получили избыточную реактивную мощность,

потребляемую теперь уже балансирующим узлом, а значит будем снижать реактивную мощность, генерируемую батареями до 20 МВар.

В итоге дополнительно снизив мощность батареи на подстанции Южная до 15 МВар, начинаем выставлять отпайки на головных трансформаторах подстанции «Улыбино». Там установлены два параллельно работающих трехобмоточных трансформатора, а у них РПН располагается на стороне высокого напряжения. Это позволяет проводить более плавную регулировку, потому что витков много, также коммутации выполняются легче, в связи с тем, что токи маленькие. Такие аппараты имеют связанное регулирование, потому что изменение положения на высокой стороне отразится на коэффициентах трансформации как средней, так и низкой стороны. Поэтому ориентироваться будем на низкую сторону, чтобы напряжение не превысило допустимые 11 кВ, которые еще выдерживает изоляция. Затем будем переходить с центрального регулирования на локальную дорегулировку в тех местах, где это необходимо. За желаемое напряжение принимаем 10%-ое превышение напряжения, относительно номинала, то есть 11 кВ. Отпайку будем вычислять следующим образом [2]:

$$U_{\text{отп вн}} = \frac{U_{\text{нн ном}}}{U_{\text{жел}}} \cdot U_{\text{вн реал}} \quad (1.7)$$

Далее зная ступени РПН можно определить номер отпайки, которую нужно выставить. Очевидно, что отпайки почти все будут минусовыми, то есть снижающими номинальное напряжение на стороне ВН, так как тогда уменьшится коэффициент трансформации, а значит напряжение на шинах 10 кВ будет повышаться.

Приведем пример по выставлению отпайки на подстанции «Бурмистрово»:

$$U_{\text{отп вн}} = \frac{U_{\text{нн ном}}}{U_{\text{жел}}} \cdot U_{\text{вн реал}} = \frac{10,5}{11} \cdot 36,65 = 34,984 \text{ кВ}$$

где  $U_{\text{нн ном}}$  – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора;  $U_{\text{жел}}$  – желаемое напряжение на шине 10 кВ;  $U_{\text{вн реал}}$  – реальное напряжение, полученное по расчету;  $U_{\text{отп вн}}$  – напряжение высокой стороны, с учетом выставления нужной отпайки.

У трансформатора ТДНС-10/35 имеем 8 ступеней РПН в сторону повышения и понижения количества отпаек ценой по 1,5% от номинального напряжения стороны высокого напряжения 36,75 кВ, то есть одна ступень равна 0,551 кВ [3]. Очевидно, что необходимо поставить три отпайки в сторону занижения коэффициента трансформации, тогда получим уменьшение напряжения ВН на 1,654 кВ. Новый коэффициент будет равен отношению 35,096 кВ к 10,5 кВ, а значит составит 3,34.

Таблица 1.8 – Выставление номера отпаек на трансформаторах

Подстанция	РПН	Выставленная отпайка	$K_{\text{ТСН}}$	$K_{\text{ТНН}}$
Улыбино	$\pm 9 \times 1,78\%$	-1	2,934	10,268
Бурмистрово	$\pm 8 \times 1,5\%$	-3	-	3,340
Сосновка	$\pm 6 \times 1,5\%$	+1	-	3,229
Мильтюши	$\pm 6 \times 1,5\%$	0	-	3,182
Быстровка	$\pm 6 \times 1,5\%$	0	-	3,182
Шарчино	$\pm 6 \times 1,5\%$	-6	-	2,895
Гилево	$\pm 9 \times 1,78\%$	0	2,987	10,455
Птичья	$\pm 9 \times 1,78\%$	0	2,987	10,455

Таблица 1.9 – Итоговый расчет нормального режима схемы

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	$P_{\text{н0}}$	$Q_{\text{н0}}$	U норм	$P_{\text{г}}$	$Q_{\text{г}}$	Q min	Q max
Заречная	1	1100	121.0	121.0				121.0	116. 2	5.4	-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.0	118.3 7	-2.4	0.06	0.35	121.0				
Улыбино в тр	3	11	121.0	112.8	-7.0			121.0				
Улыбино НН	4	11	10.5	10.91	-7.8	9.46	4.40	10.5				
Улыбино СН	5	11	38.5	38.38	-7.0			38.5				
Бурмистр ВН	6	11	38.5	36.52	-8.2	0.03	0.12	38.5				
Бурмистр НН	7	11	10.5	10.68	- 10.5	9.90	4.62	10.5				



Продолжение таблицы 1.9

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	Pн0	Qн0	U норм	Pг	Qг	Q min	Q max
Сосновка ВН	8	11	38.5	36.60	-8.0	0.02	0.11	38.5				
Сосновка НН	9	11	10.5	11.02	-9.7	5.83	4.29	10.5				
Отп Мильтю ш	10	11	38.5	37.64	-7.9			38.5				
Мильтю ш ВН	11	11	38.5	37.03	-8.2	0.01	0.03	38.5				
Мильтю ш НН	12	11	10.5	10.97	- 12.0	2.97	1.76	10.5				
Быстровк а ВН	13	11	38.5	34.91	-9.9	0.02	0.11	38.5				
Быстровк а НН	14	11	10.5	10.67	- 12.0	6.16	3.74	10.5				
Гилево СН	15	11	38.5	37.31	-8.6			38.5				
Отп Шарчино	16	11	38.5	35.31	-9.6			38.5				
Шарчино ВН	17	11	38.5	33.97	- 10.4	0.01	0.03	38.5				
Шарчино НН	18	11	10.5	10.87	- 15.1	3.08	1.87	10.5				
Гилево в тр	19	11	121.0	111.4 5	-8.6			121.0				
Гилево ВН	20	11	121.0	113.6 6	-8.0	0.06	0.35	121.0				
Гилево НН	21	11	10.5	10.61	-9.0	4.29	2.86	10.5				
Битки	22	11	121.0	110.0	- 13.2	88	- 11.5	121.0				
Отп Птичьа	23	11	121.0	116.6	-5.2			121.0				
Птичьа ВН	24	11	121.0	116.5	-5.2	0.05	0.32	121.0				
Птичьа в тр	25	11	121.0	111.6 4	-7.9			121.0				
Птичьа СН	26	11	38.5	37.35	-7.9	7.26	5.50	38.5				
Птичьа НН	27	11	10.5	10.54	-8.7	6.60	5.83	10.5				
Южная	28	11	121.0	117.3	-4.7		- 15.0	121.0	40	24. 8		

В заключение пункта 1.3 первой главы, подведем следующие итоги расчетов: напряжение на шинах подстанции Битки достигло номинального

значения, конечно желательно было бы получить хотя бы 115 кВ, но не будем забывать, что в рассмотрении, схема ограничивалась только шинами 110 кВ. А реально там стоят два трансформатора мощностью по 63 МВА, которые имеют свои РПН и могут осуществлять встречное регулирование напряжения, то есть на шинах среднего и низкого напряжения из пришедшего напряжения можно вытянуть желаемые 38,5 кВ и 10,5 кВ. Также на каждой подстанции есть резервирование по стороне низкого напряжения, то есть потребитель питается не только по рассмотренным двум цепям, а значит часть мощности может идти из других линий, что в свою очередь снизит потери как мощности, так и напряжения. Здесь была проведена работа по осуществлению нормального электроснабжения только для случаев каких-то ремонтов резервирующих линий, причем в момент максимальной загрузки в зимний период времени; мы не учитывали изменение нагрузки, задали ее конкретным фиксированным числом, независимым ни от напряжения, ни от частоты, ни от каких-то других параметров.

#### **1.4 Выделение энергорайона системы, в котором предполагается установка и применение реклоузеров для повышения надежности электроснабжения**

Как уже говорилось во введении данной работы, особое внимание требуют отпаечные присоединения. Такими являются подстанции Мильтюши и Шарчино. Отпайка на Мильтюши расположена в 10 км от подстанции Улыбино и в 11 км от подстанции Гилево, непосредственно на саму подстанцию Мильтюши отходит линия 12,5 км. То есть расстояния может и не колоссальные, но все же не малые. Цепи выполнены одноцепными, а значит в случае какого-либо повреждения произойдет отключение потребителей с помощью головных выключателей под воздействием релейной защиты. Сама отпаечная часть присоединена ко всей сети разъединителями, установленными как на самой отпайке, так и с двух сторон, примыкающих к отпайке. Они не могут производить включения-отключения цепи с током, потому что

рассчитаны только на то, чтобы отключать какие-то малые токи холостого хода, емкостные токи. А в целом разъединители организуют видимый разрыв в схеме. Бригада, направленная с целью нахождения и ликвидации неисправности, сначала определит поврежденный фидер, а затем будет искать вдоль всей линии фидера аварийный участок. Это, разумеется, займет много времени, на протяжении которого работа каких-то фабрик, предприятий будет остановлена. А затем, будет предъявлен материальный ущерб энергоснабжающей организации. Если рассмотреть Шарчино, то там расстояния в несколько раз больше при том же одноцепном исполнении питающих линий, а именно 24 км от подстанции Быстровки, 27 км от подстанции Гилево, сама отпайка имеет протяженность 23,6 км. А значит поиски будут длиться еще больше. Также не стоит отбрасывать и то время, в течение которого будет выполнен ремонт повреждения, потому что оно может занимать несколько часов. Разумеется, что птицекомбинат, деревообрабатывающая фабрика, запитывающиеся от подстанции «Мильтюши», а также ФАП-центры, получающие питание от «Шарчино» не могут столько ждать восстановления электроснабжения. Но все же чаще всего случаются самоликвидирующиеся неисправности, которые могут после работы АПВ (у реклоузеров это может быть несколько циклов) исчезнуть, а схема опять продолжит свою работу и не потребует направлять бригаду.

## 2 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Реконструкция высоковольтных сетей энергосистемы и подстанций, с учетом устанавливаемых реклоузеров и расчет ремонтных режимов сети

Данные устройства устанавливаются на одну стойку опоры, на двух стойках опор либо как металлические модули с основанием санного типа (УСЛ-реклоузеры). Так как места установки это все-таки отпайки от линии, подстанции далеко, то очевидно, что нас будут интересовать только столбовые варианты. Реклоузеры могут использоваться в данной сети как пункт секционирования при двухстороннем питании от Улыбино и от Гилево, а также как защитное устройство по отношению к потребителям на отпайке. Сеть выполнена опорами железобетонными, пролет для данного класса напряжения составляет около 200-250 м. А вес вакуумного реклоузера на 35 кВ - самого коммутационного модуля около 86 кг, шкаф управления этого модуля весит не более 35 кг. То есть в целом нужно чтобы механически выдерживалось до 120 кг. Если бы реклоузер был для сети 10 кВ, то его вес был бы меньше и можно было устанавливать его на одну опору. Но габариты внушительные, а еще помимо этой силы тяги на опору будут действовать и ветровые механические нагрузки. В итоге она может завалиться. Поэтому рекомендуется установить коммутационный модуль на двух стойках опор, а шкаф управления прикрепить к одной из опор. Таким образом наиболее большая масса распределиться между двумя столбами, что является более надежным. Поэтому нужно поставить еще 3 опорных столба для монтажа данной конструкции на нее. Ведь в понятие реклоузера входит не только блок управления и коммутационный модуль, но и трансформатор (ТСН) для собственных нужд, а также ограничители перенапряжений (ОПН). Оба элемента устанавливаются с двух сторон, так как участок имеет двухстороннее питание. В итоге до установки реклоузеров в расщелинии линий необходимо установить рядом с опорами, которые находятся в местах установки аппаратов, дублирующие опоры на расстоянии около 10 м (по длине модуля). На рисунке 2.1 представлена предлагаемая установка аппаратов.

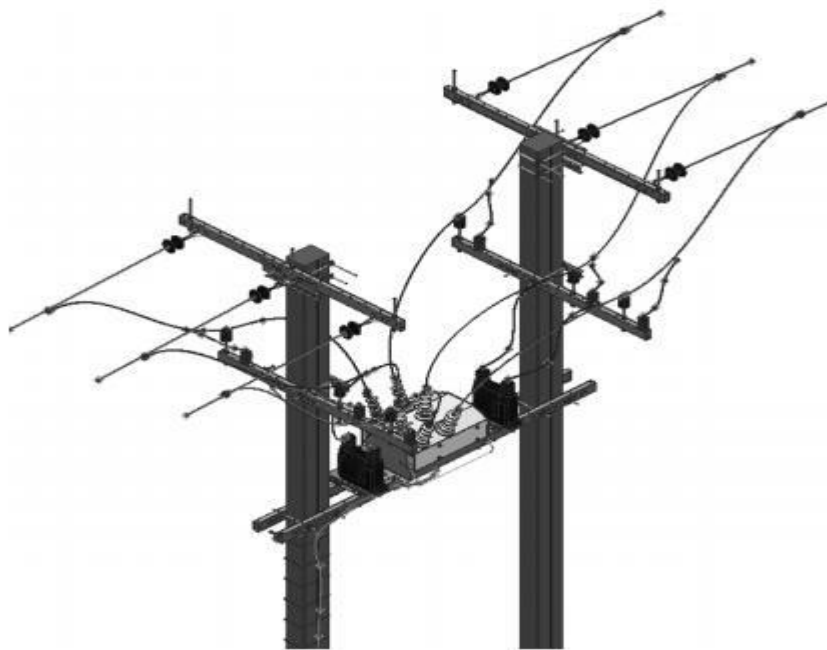


Рисунок 2.1 – Крепление коммутационного модуля к опорам

В первой главе были намечены варианты реконструкции сети, благодаря которым стали осуществимы ремонтные режимы, которые были просто невозможны, так как даже нормальный режим был крайне неудовлетворительным. В результате выполненных расчетов предлагается: установить вторые цепи для повышения пропускной способности на участках «Улыбино-Южная», «Гилево-Битки»; увеличить сечение линий «Южная-отп. Птичья», «отп. Птичья-Гилево», «Гилево-Битки»; установить на подстанции «Южная» батарею конденсаторов типа БСК-110-17 УХЛ1, на подстанции «Битки» применить синхронный компенсатор типа КСВБ 50-11 У1 (компенсатор синхронный с водородным охлаждением с реверсивным бесщеточным возбуждением). Считаем, что все мероприятия проведены и можно переходить к рассмотрению характерных ремонтных режимов.

#### *Ремонтные режимы*

Ремонтные режимы определяем для трех случаев: ремонт одной цепи «Заречная-Улыбино» и трансформатора подстанции Улыбино, ремонт цепи от ГЭС и одновременно внезапную аварию 32-ух километрового (как наиболее длинной части цепи) участка «отп. Птичья- Гилево ВН», ремонт цепи «Улыбино-Южная».

Ремонт одной цепи «Заречная-Улыбино» и трансформатора подстанции Улыбино одновременно, конечно, ситуация маловероятная, но все же возможная. А это главный участок схемы, питающий, по сути, всю остальную сеть, так как вся мощность либо проходит через подстанцию Улыбино, либо идет транзитом с шин 110 кВ дальше. Для того чтобы напряжения были в норме (за которую принимаем номинальное напряжение 10 кВ) выполнили следующие действия после вывода из работы оборудования: отрегулировали отпайки на оставшемся в работе трансформаторе подстанции, ориентируясь, как и ранее, на сторону низкого напряжения, затем регулировали положение отпаяк на потребительских подстанциях.

Таблица 2.1 – Регулировка напряжения на подстанциях

Подстанция	РПН	Выставленная отпайка	$K_{TCH}$	$K_{TНН}$
Улыбино	$\pm 9 \times 1,78\%$	-9	2,508	8,779
Бурмистрово	$\pm 8 \times 1,5\%$	-3	-	3,340
Сосновка	$\pm 6 \times 1,5\%$	+1	-	3,229
Мильтюши	$\pm 6 \times 1,5\%$	0	-	3,182
Быстровка	$\pm 6 \times 1,5\%$	-3	-	3,039
Шарчино	$\pm 6 \times 1,5\%$	-6	-	2,881
Гилево	$\pm 9 \times 1,78\%$	-2	2,888	10,087
Птичьа	$\pm 9 \times 1,78\%$	-4	2,774	9,710

Сведем в табличную форму режим, рассчитанный в «Мустанге», оставив лишь наиболее интересующие нас узлы схемы РЭС.

Таблица 2.2 – Ремонт цепи «Заречная-Улыбино» и трансформатора на ПС «Улыбино»

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	$P_{н0}$	$Q_{н0}$	U норм	$P_{г}$	$Q_{г}$	Q min	Q max
Заречная	1	1100	121.0	121.0				121.0	121. 2	23. 9	-50	50
Улыбино НН	4	11	10.5	10.68	- 16.1	9.46	4.40	10.5				
Улыбино СН	5	11	38.5	38.02	- 13.8			38.5				
Бурмистр НН	7	11	10.5	10.56	- 17.3	9.90	4.62	10.5				
Сосновка НН	9	11	10.5	10.9	- 16.5	5.83	4.29	10.5				
Мильтю ши НН	12	11	10.5	10.78	-18	2.97	1.76	10.5				



Продолжение таблицы 2.2

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	P <sub>н0</sub>	Q <sub>н0</sub>	U норм	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	Q min	Q max
Быстровка НН	14	11	10.5	10.88	- 16.8	6.16	3.74	10.5				
Шарчино НН	18	11	10.5	10.58	- 20.1	3.08	1.87	10.5				
Гилево НН	21	11	10.5	10.77	- 13.6	4.29	2.86	10.5				
Битки	22	11	121.0	105.5 0	- 17.2	88	- 11.5	121.0				
Птичья СН	26	11	38.5	38.58	- 11.1	7.26	5.50	38.5				
Птичья НН	27	11	10.5	10.87	- 11.9	6.60	5.83	10.5				
Южная	28	11	121.0	112.9 6	-7.6		- 15.0	121.0	40	24. 8		

Ремонт цепи от Новосибирской ГЭС и внезапная авария участка «отп. Птичья- Гилево ВН» является достаточно тяжелым режимом, так как вся мощность должна будет идти из балансирующего узла, а одна из передающих цепей будет отключена (допустим из-за короткого замыкания, так как для линий 110 кВ нейтраль заземлена), а значит будут завышены потери мощности и напряжения в сети. Для нормализации режима, как и в предыдущем случае, использовали отпайки.

Таблица 2.3 – Восстановление нормального режима у потребителей

Подстанция	РПН	Выставленная отпайка	K <sub>Т СН</sub>	K <sub>Т НН</sub>
Улыбино	±9x1,78%	-5	2,721	9,524
Бурмистрово	±8x1,5%	-3	-	3,340
Сосновка	±6x1,5%	+2	-	3,277
Мильтюши	±6x1,5%	0	-	3,182
Быстровка	±6x1,5%	-3	-	3,039
Шарчино	±6x1,5%	-6	-	2,881
Гилево	±9x1,78%	-2	2,88	10,082
Птичья	±9x1,78%	-4	2,774	9,710

Таблица 2.4 – Ремонт цепи от ГЭС и аварийный случай на участке «отп. Птичь-Гилево ВН»

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	P <sub>н0</sub>	Q <sub>н0</sub>	U норм	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	Q min	Q max
Заречная	1	1100	121.0	121.0				121.0	164.8	53.2	-50	50
Улыбино НН	4	11	10.5	11.02	- 10.4	9.46	4.40	10.5				
Улыбино СН	5	11	38.5	38.78	-9.4			38.5				
Бурмистр НН	7	11	10.5	10.8	- 12.8	9.90	4.62	10.5				
Сосновка НН	9	11	10.5	10.99	- 12.1	5.83	4.29	10.5				
Мильтюши НН	12	11	10.5	10.77	- 15.0	2.97	1.76	10.5				
Быстровка НН	14	11	10.5	10.57	- 15.6	6.16	3.74	10.5				
Шарчино НН	18	11	10.5	10.21	- 19.1	3.08	1.87	10.5				
Гилево НН	21	11	10.5	10.51	- 12.2	4.29	2.86	10.5				
Битки	22	11	121.0	102.01	- 18.5	88	- 11.5	121.0				
Птичь-СН	26	11	38.5	38.13	-9.5	7.26	5.50	38.5				
Птичь-НН	27	11	10.5	10.74	- 10.4	6.60	5.83	10.5				
Южная	28	11	121.0	111.74	-6.0		- 15.0	121.0				

Ремонт цепи «Улыбино-Южная» отразится только на самом проблемном, но очень важном, потребителе - на Битках. Регулирование неудовлетворяющих нас параметров будем вести, как и в предыдущих ремонтных режимах.

Таблица 2.5 – Подъем напряжения встречным регулированием

Подстанция	РПН	Выставленная отпайка	K <sub>т СН</sub>	K <sub>т НН</sub>
Улыбино	±9x1,78%	-2	2,881	10,082
Бурмистрово	±8x1,5%	-1	-	3,42
Сосновка	±6x1,5%	-3	-	3,325
Мильтюши	±6x1,5%	0	-	3,182
Быстровка	±6x1,5%	0	-	3,182
Шарчино	±6x1,5%	-6	-	2,881
Гилево	±9x1,78%	-2	2,88	10,082
Птичь	±9x1,78%	-2	2,88	10,082

Таблица 2.6 – Ремонт цепи от «Улыбино-Южная»

Название	N	Код	U старт	U расч	dU	Pн0	Qн0	U норм	Pг	Qг	Q min	Q max
Заречная	1	1100	121.0	121.0				121.0			-50	50
Улыбино НН	4	11	10.5	11.01	-8.5	9.46	4.40	10.5				
Улыбино СН	5	11	38.5	38.71	-7.6			38.5				
Бурмистр НН	7	11	10.5	10.79	- 11.1	9.90	4.62	10.5				
Сосновка НН	9	11	10.5	10.81	- 10.3	5.83	4.29	10.5				
Мильтюши НН	12	11	10.5	11.00	- 13.0	2.97	1.76	10.5				
Быстровка НН	14	11	10.5	10.60	- 13.4	6.16	3.74	10.5				
Шарчино НН	18	11	10.5	10.83	- 16.6	3.08	1.87	10.5				
Гилево НН	21	11	10.5	10.54	- 10.3	4.29	2.86	10.5				
Битки	22	11	121.0	108.86	- 15.3	88	- 11.5	121.0				
Птичья СН	26	11	38.5	38.25	- 10.0	7.26	5.50	38.5				
Птичья НН	27	11	10.5	10.79	- 10.8	6.60	5.83	10.5				
Южная	28	11	121.0	115.9	-6.7		- 15.0	121.0	40	24.8		

Благодаря выполненным мероприятиям по реконструкции энергосистемы ремонтные режимы стали осуществимы, хотя ранее их рассматривать было бессмысленно из-за крайне неудовлетворительных напряжений в узлах сети. В новом исполнении сети с помощью дорегулировки напряжений на подстанциях посредством РПН смогли достичь желаемых напряжений, которые соответствуют качественному электроснабжению.

## 2.2 Расчет токов трехфазных к.з. в местах установки реклоузеров

Для выбора реклоузеров необходимо рассчитать токи коротких замыканий. Так как токи трехфазных к.з. самые большие по величине, то рассчитаем их. Иногда бывают больше токи однофазного к.з., но сеть 35 кВ имеет изолированную нейтраль, а значит сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности. Точки к.з. выбираем исходя из

близости к устанавливаемым аппаратам, а именно: на шинах 35 кВ подстанции Гилево, в месте присоединения отпайки Мильтюши к линии и в месте присоединения отпайки Шарчино к линии. Получилось всего три точки, которые в перечисленной последовательности и будем вычислять. Схему вычисляем без использования каких-либо программ, поэтому вводим некоторые допущения, которые не сильно отразятся на полученном результате.

Принимаем, что шина 110 кВ подстанции Заречная это источник бесконечной мощности - ШБМ. Гидрогенератор Новосибирской ГЭС заменим ЭДС подключенной к шине 110 кВ подстанции Южной, то есть пренебрежем всеми сопротивлениями цепи передающей мощность от станции к узлу: сопротивления генератора, повышающего автотрансформатора, линии 500 кВ от ГЭС до Зари, линии 220 кВ от Зари до Южной, а также сами трансформаторы подстанции Южной. Эта часть схемы была не дана и в предыдущих расчетах также не учитывалась (40 МВт – это была мощность, пришедшая с ГЭС и выдаваемая с шины). Зная тип генератора, подберем из справочника Неклепаева [7] похожий (СВ-1510/120-108) по мощности и возьмем его номинальное напряжение для расчета ЭДС. Расчет первой точки к.з. выполним по составленной схеме замещения на рисунке 2.2.

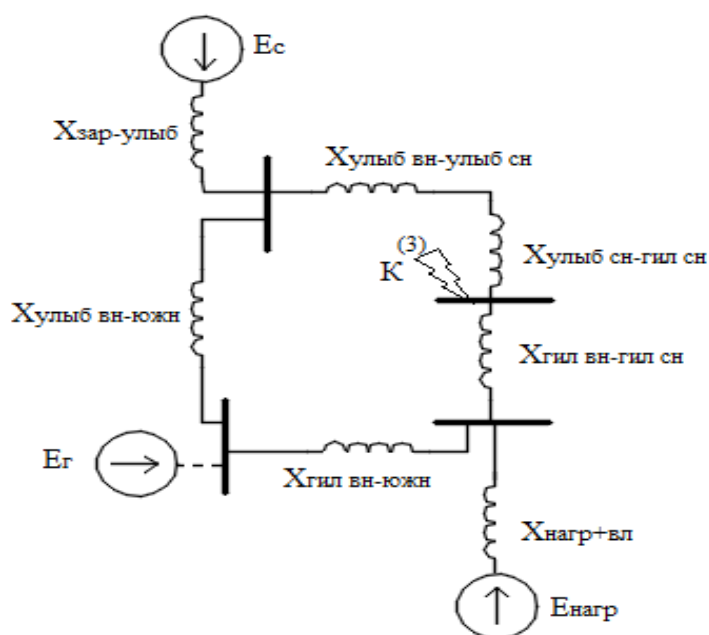


Рисунок 2.2 – Схема для расчета к.з. на шине 35 кВ подстанции Гилево

Итак, как уже было сказано Заречная – это ШБМ ( $S_c = \infty$ ), а значит:

$$E_c = U_{\text{ном}} = 121 \text{ кВ}$$

$$x_c = \frac{U_c^2}{S_c} = 0 \text{ Ом}$$

Выбранный из справочника гидрогенератор имеет номинальное напряжение 13,8 кВ, соответственно наш будет такой же, однако при составлении схемы замещения мы от электромагнитных связей перешли к электрической связи элементов, поэтому надо учесть все трансформации:

$$E_{\Gamma} = 1,1 \cdot U_{\text{ном ген}} \cdot K_{\Gamma} = 1,1 \cdot 13,8 \cdot \frac{525}{13,8} \cdot \frac{230}{525} \cdot \frac{115}{230} = 126,5 \text{ кВ}$$

Нагрузки практически все откинули, так как они дают незначительную подпитку к току к.з., причем очень быстро это подпитка угасает, поэтому оставили только самого мощного потребителя – Битки:

$$E_{\text{нагр}} = 0,85 \cdot U_{\text{ном}} = 0,85 \cdot 110 = 93,5 \text{ кВ}$$

На данный момент нашли значения ЭДС источников, которые приведены к тому напряжению, на котором они находятся, но реально к.з. рассматривается на ступени напряжения 35 кВ, а значит эти ЭДС и в последующем сопротивления надо привести через коэффициент трансформации (они все рассчитаны в нормальном режиме, возьмем их из пункта 1.3):

$$E_c^* = E_c \cdot K_{\Gamma \text{ улыб вн-улыб сн}} = 121 \cdot \frac{1}{2,934} = 41,241 \text{ кВ}$$

$$E_{\Gamma}^* = E_{\Gamma} \cdot K_{\Gamma \text{ гил вн-гил сн}} = 126,5 \cdot \frac{1}{2,987} = 42,379 \text{ кВ}$$

$$E_{\text{нагр}}^* = E_{\text{нагр}} \cdot K_{\Gamma \text{ гил вн-гил сн}} = 93,5 \cdot \frac{1}{2,987} = 31,32 \text{ кВ}$$

Сопротивления:

$$x_c^* = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{нагр}}^* = 0,35 \cdot \frac{U_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{нагр}}} \cdot K_{\text{Т гил вн-гил сн}}^2 = 0,35 \cdot \frac{110^2}{96,053} \cdot \left(\frac{1}{2,987}\right)^2 = 4,948 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{зареч-улыб}}^* = x_{\text{вл}} \cdot \frac{1}{2} \cdot K_{\text{Т улыб вн-улыб сн}}^2 = 10,5 \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{2,934}\right)^2 = 0,6099 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} x_{\text{улыб тр вн-улыб сн}}^* &= (x_{\text{вн}} + x_{\text{сн}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot K_{\text{Т улыб вн-улыб сн}}^2 = 28,45 \cdot \left(\frac{1}{2,934}\right)^2 \\ &= 3,305 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{\text{гил сн-улыб сн}}^* &= \frac{(x_{\text{улыб-отп мильт}} + x_{\text{гил сн-отп мильт}}) \cdot x_{\text{гил сн-улыб сн}}}{x_{\text{гил сн-улыб сн}} + (x_{\text{улыб-отп мильт}} + x_{\text{гил сн-отп мильт}})} \\ &= \frac{(4,14 + 4,55) \cdot 8,69}{8,69 + 4,14 + 4,55} = 4,345 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$x_{\text{гил тр вн-гил сн}}^* = (x_{\text{вн}} + x_{\text{сн}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot K_{\text{Т гил вн-гил сн}}^2 = 28,45 \cdot \left(\frac{1}{2,987}\right)^2 = 3,193 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{гил вн-битки}}^* = x_{\text{вл}} \cdot \frac{1}{2} \cdot K_{\text{Т гил вн-гил сн}}^2 = 11,97 \cdot \left(\frac{1}{2,987}\right)^2 = 1,343 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} x_{\text{гил вн-южн}}^* &= (x_{32 \text{ км}} + x_{6 \text{ км}}) \cdot \frac{1}{2} \cdot K_{\text{Т гил вн-гил сн}}^2 = (6,72 + 1,24) \cdot \left(\frac{1}{2,987}\right)^2 \\ &= 0,893 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Получаем после преобразований упрощенную схему на рисунке 2.3.

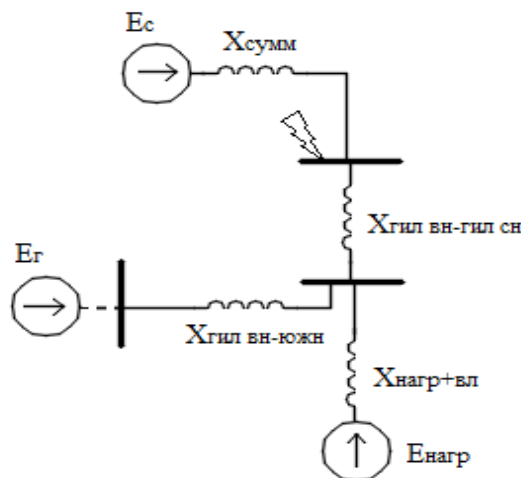


Рисунок 2.3 – Эквивалентная схема к.з. на шине 35 кВ подстанции Гилево

$$x_{\text{сумм}}^* = x_{\text{заречн-улыб}}^* + x_{\text{улыб вн-улыб сн}}^* + x_{\text{улыб сн-гил сн}}^* \\ = 0,6099 + 4,345 + 4,345 = 9,2999 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{нагр+вл}}^* = x_{\text{гил вн-битки}}^* + x_{\text{нагр}}^* = 1,343 + 4,948 = 6,291 \text{ Ом}$$

Итоговая схема для вычисления тока к.з. изображена на рисунке 2.4.

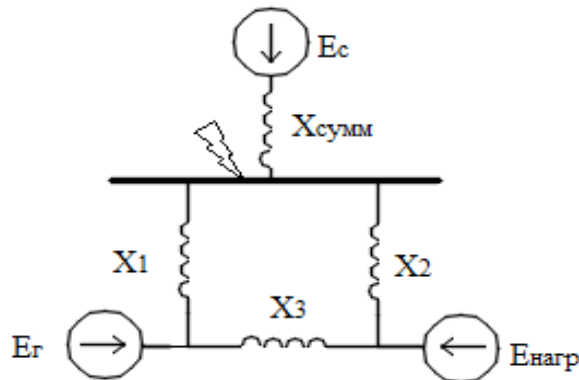


Рисунок 2.4 – Эквивалентная схема к.з. на шине 35 кВ подстанции Гилево

Выполним преобразование звезда-треугольник, но сопротивлением  $X_3$  пренебрежем, так как ЭДС достаточно близки, а сопротивление между ЭДС в принципе большое, поэтому уравнительный ток, при такой разности потенциалов, мал, следовательно:

$$x_1^* = x_{\text{гил вн-гил сн}}^* + x_{\text{гил вн-южн}}^* + \frac{x_{\text{гил вн-гил сн}}^* \cdot x_{\text{гил вн-южн}}^*}{x_{\text{сумм1}}^*} \\ = 3,193 + 0,893 + \frac{3,193 \cdot 0,893}{6,291} = 4,539 \text{ Ом}$$

$$x_2^* = x_{\text{гил вн-гил сн}}^* + x_{\text{сумм1}}^* + \frac{x_{\text{гил вн-гил сн}}^* \cdot x_{\text{сумм1}}^*}{x_{\text{гил вн-южн}}^*} \\ = 3,193 + 6,291 + \frac{3,193 \cdot 6,291}{0,893} = 31,978 \text{ Ом}$$

$$x_3^* = x_{\text{сумм1}}^* + x_{\text{гил вн-южн}}^* + \frac{x_{\text{сумм1}}^* \cdot x_{\text{гил вн-южн}}^*}{x_{\text{гил вн-гил сн}}^*} \\ = 6,291 + 0,893 + \frac{6,291 \cdot 0,893}{3,193} = 8,943 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного к.з.:



$$I_{к.з}^{(3)} = \frac{E_c^*}{\sqrt{3} \cdot X_{сумм}^*} + \frac{E_{г}^*}{\sqrt{3} \cdot X_1^*} + \frac{E_{нагр}^*}{\sqrt{3} \cdot X_2^*} = \frac{41,241}{\sqrt{3} \cdot 9,2999} + \frac{42,379}{\sqrt{3} \cdot 4,539} + \frac{31,32}{\sqrt{3} \cdot 31,3978} = 2,56 + 5,397 + 0,566 = 8,523 \text{ кА}$$

Остальные точки аналогичны по расчетам, поэтому просто представим схемы замещения, использованные для вычислений (они показаны на рисунках 2.5 и 2.6), а результаты сведем в таблицу:

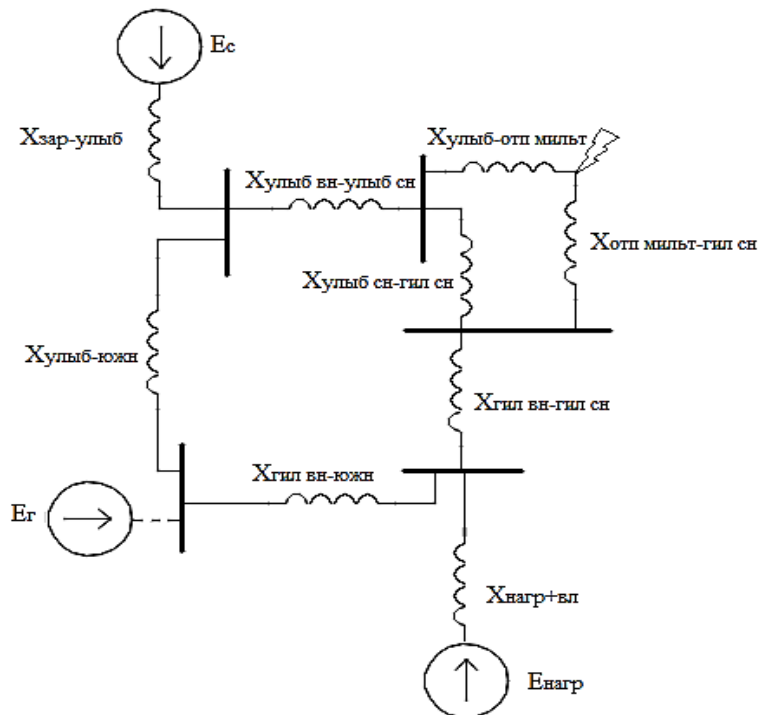


Рисунок 2.5 – Схема к.з. на отпайке Мильтюши

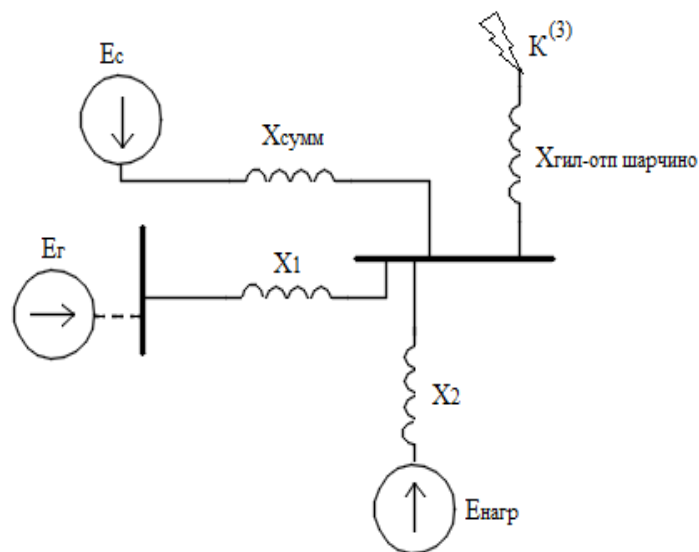


Рисунок 2.6 – Схема к.з. на отпайке Шарчино

Таблица 2.7 – Рассчитанные токи трехфазного к.з.

Место трехфазного к.з.	Ток к.з., кА
На стороне СН Гилево	8,523
На отп. Мильтюши	5,737
На отп. Шарчино	1,692

Полученные токи имеют значительное отличие друг от друга по значению, хотя они находятся в одной зоне схемы. Самое большое значение имеет ток к.з. на стороне среднего напряжения подстанции «Гилево», так как при аварии в этой точке источники связаны с местом замыкания через достаточно малое сопротивление, образованное параллельным соединением как трансформаторов, так и линий. При к.з. на отпайке «Мильтюши» уменьшается значительно ток от ШБМ, так как трансформаторы на Улыбино работают параллельно, а сопротивления линий уже не параллельны, получились одноцепные ВЛ. Поэтому при нахождении эквивалентных сопротивлений, в ходе преобразования треугольника в звезду, получаются большие значения. На Шарчино ток самый незначительный из-за таких же причин, при том, что длины одноцепных линий к «Шарчино» еще больше, чем у «Мильтюшей».

По рассчитанным значениям токов к.з. можем выбрать какой реклоузер из представленной линейки товаров «Таврида Электрик» нам подходит, так как токи к.з. позволят определиться с отключающей способностью аппарата.

Остановимся на конкретном выборе аппаратов только для установки на отпайку «Мильтюши», причем выбираем из трех мест для установки аппаратов – со стороны Улыбино, то есть на линию «Улыбино - отп. Мильтюши». Проверяем реклоузер типа: TER\_Rec35\_Smart1\_Tie7 [8].

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном рек}} = 35 \text{ кВ} \geq U_{\text{ном сети}} = 35 \text{ кВ}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном рек}} = 1250 \text{ А} \geq I_{\text{ном сети}} = 110 \text{ А}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{НОМ ОТКЛ}} = 20 \text{ кА} \geq I_{\text{к.з.сети}} = 11,215 \text{ кА}$$

По электродинамической стойкости:

$$\begin{aligned} i_{\text{НОМ УД}} = 51 \text{ кА} &\geq i_{\text{УД СЕТИ}} = I_{\text{к.з.сети}} \cdot K_{\text{УД}} = \\ &= 2,56 \cdot 1,36 + 0,566 \cdot 1 + 1,67 \cdot 5,397 = 13,061 \text{ кА} \end{aligned}$$

По тепловому импульсу:

$$\begin{aligned} V_{\text{НОМ ИМП ТЕПЛ}} &= (t_{\text{ТЕРМ}}) \cdot I_{\text{ОТК}}^2 \geq V_{\text{ИМП ТЕПЛ}} = (t_{\text{СОБ}} + t_{\text{РЗ}}) \cdot I_{\text{к.з}}^2 \\ V_{\text{НОМ ИМП ТЕПЛ}} &= (3) \cdot 20^2 \geq V_{\text{ИМП ТЕПЛ}} = (0,055 + 0,1) \cdot 11,215^2 \\ V_{\text{НОМ ИМП ТЕПЛ}} &= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq V_{\text{ИМП ТЕПЛ}} = 0,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

По всем показателям этот аппарат подходит для установки в данную точку.

### **2.3 Функции контроля и управления аварийными режимами системы, выполняемые реклоузерами**

Применительно к данной электрической схеме могут возникнуть следующие наиболее вероятные аварийные ситуации: замыкание в сети 35 кВ, короткое замыкание междуфазное. Так как сеть работает с изолированной нейтралью, то при обрыве фазы будем иметь не короткое замыкание, а однополюсное замыкание на землю. Ток замыкания достаточно мал, достигает не более 15 А по среднестатистическим данным, то есть он сравним с нагрузочным током линии. А значит реле почувствовать замыкание через обычную трехфазную группу трансформаторов тока не сможет, только при установке на линии трансформаторов тока тороидальной формы возможно выявление такого аварийного режима, в котором прежде всего страдает изоляция аппаратуры из-за увеличения напряжения вплоть до междуфазного значения. Однако эти трансформаторы тока помогут только найти поврежденную отключенную линию (при замыкании последний сработавший комплект защиты будет комплектом, находящимся на аварийной линии).

Реклоузеры же обладают возможностью не только выделить поврежденный участок сети, но и восстановить питание части потребителей, связанных с источником неповрежденными линиями. Так же установленные три катушки Роговского, которые способны на основе определения фазных токов конкретно выделить фазу, подвергнувшуюся каким-либо воздействиям. Три датчика напряжения, основывающиеся на емкостно-резистивных делителях, смогут уловить повышение фазных напряжений в 1,73 раза на неповрежденных фазах.

Так как участок является кольцевым, то значит возможна работа при питании от одного источника с той или иной стороны. Поэтому из-за изменения направления мощности на обратное нужны реле направления мощности для корректной отстройки устройств защиты в зависимости от направления мощности. Обычные реле мощности являются либо разрешающими, либо неразрешающими. По сути, дают возможность работать токовым реле, создают оперативную цепочку при направлении мощности от шин в линию. Рассмотрим примеры повреждений линий в зависимости от локации на рисунке 2.7:

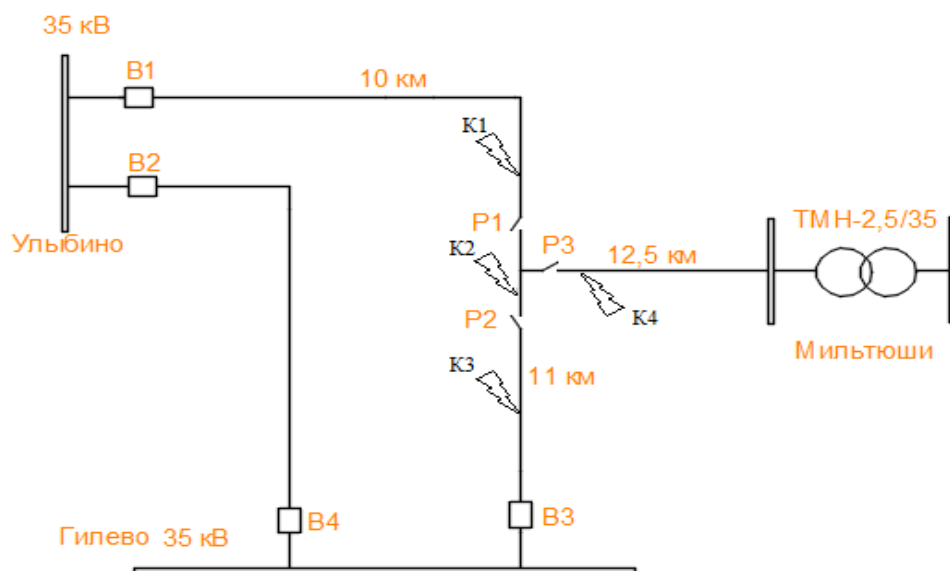


Рисунок 2.7 – Схема с вариантами повреждений возле отпаечной зоны

В схеме, изображенной на рисунке 2.7, Р1-Р3 обозначают установленные разьединители, которые предлагается заменить на реклоузеры, устанавливаемые там же.

Повреждения в К4:

В случае однополюсного замыкания на землю, для указанной схемы с разъединителями произойдет отключение потребителей головными выключателями линии В1-В3, находящимися на подстанциях, а затем отключаются обслуживающим персоналом разъединители. Причем оперативно-выездной бригаде придется искать конкретное место повреждения, то есть они еще не будут знать, что за РЗ произошла авария. Если же вместо разъединителя был бы установлен реклоузер, то защита, установленная в модуле управления аппарата, подала бы команду на отключение этой отпайки, а значит линия «Улыбино-Гилево» осталась бы в работе, так как головные выключатели имеют более высокую уставку по току и большую выдержку времени. При наличии каких-либо посторонних потребителей отпаечных, помимо Мильтюшей, не произошло бы их беспричинного отключения. При этом если бы произошло какое-то самоликвидирующееся повреждение на отпайке, то достаточно чувствительная защита реклоузера сработав и отключив потребителя, затем с малой выдержкой времени осуществила бы цикл АПВ и восстановила питание. При установке вместо разъединителя РЗ, реклоузера орган направления мощности не требуется.

Повреждения в К2:

Авария происходит за спиной комплектов защит отпаечного реклоузера, то есть он даже не будет обтекаться токами, допустим короткого замыкания двухфазного. Сработать должны реклоузеры Р1-Р2, исключая подпитку повреждения, в зависимости от рассчитанных и выставленных уставок по току и времени (принимая, что значение аварийного тока превысило уставки у обоих аппаратов, а у Р2 выдержка времени такая же, как и у Р1). Затем по принятому допущению Р2 осуществляет АПВ, но включается на к.з., поэтому защита отключает питания вновь, причем каждый реклоузер имеет свои собственные разъединители, устанавливаемые с двух сторон по отношению к нему для сетей с двухсторонним питанием, которые будут отключаться обслуживающим персоналом. Реклоузер Р1 также осуществляет АПВ, но аналогично начинается подпитка к.з и защита срабатывает на отключение. То

есть произошло выделение участка схемы аварийного, особого преимущества конкретно в данной рассматриваемой схеме не видно так как присутствует только одна отпайка. Но при наличии других отпаечных потребителей, они не потеряли бы питание в результате всех коммутаций, осуществляемых на достаточно малом участке сети.

Повреждения в К1 (аналогичное ему в К3):

Это повреждение будет отключаться головным выключателем В1 и реклоузером Р2. После отключения реклоузер и головной выключатель выполняют поочередно АПВ линии. Примем более конкретные параметры у защит реклоузеров, а именно: реклоузер Р3 имеет выдержку времени равную 0,5 секунд, орган направления мощности, разрешающий работать защите при направлении мощности от шин подстанций в линию, у реклоузеров Р1 и Р2 имеет выдержку времени 1 секунду, а другой орган направления мощности у этих же защит, работающий при направлении мощности от линии к шинам, имеет выдержку 1,5 секунды. Тогда при к.з. в К1 после срабатывания Р2 и В1, допустим, сначала воспроизведет АПВ реклоузер Р2, но он включится на устойчивое к.з., а значит опять отключится. Затем произойдет АПВ В1, которое также включится на к.з. и отключится (у головных выключателей обычно имеется цикл отключение-включение-отключение/удачное повторное включение для наименьшего износа коммутационных деталей). За это время коммутаций цепи придет время для срабатывания реклоузера Р1 по обратному направлению мощности (при условии работы защиты без сброса отсчета времени после обесточивания). Тем самым поврежденный участок отключится с двух сторон, так как головной выключатель АПВ больше не произведет. Реклоузер Р2 напротив имеет еще один цикл АПВ, то есть на 1 больше, а значит он с определенной выдержкой времени сработает опять и удачно запитает Мильтюши. Предлагаемые выше выдержки времен защит и направления работы ОНМ отражены на рисунке 2.8.

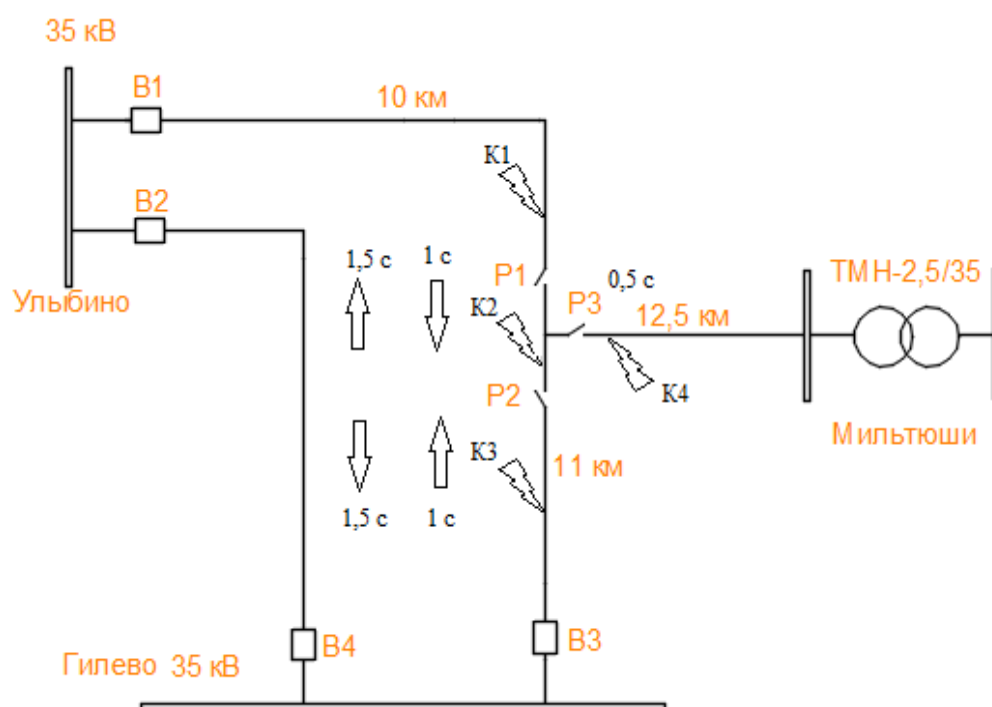


Рисунок 2.8 – Схема с выдержками времени у защит реклоузеров

## 2.4 Монтаж и настройка реклоузеров, с целью повышения эффективности их использования

Как уже говорилось в пункте 2.3 при выборе реклоузера на 35 кВ рассматривали линейку отечественного производителя «Таврида Электрик», которая состоит из реклоузеров 6-20 кВ и 35 кВ. Соответственно у этой фирмы целесообразно и вести закупку оборудования.

После совершения заказа готовый товар поступит в заводской таре, в которой в последующем требуется его хранить при температуре, не выходящей за пределы диапазона -50 градусов и +50 градусов с условиями по влажности как на открытом воздухе, и осуществлять доставку к месту установки нужно производить в ней же. Тогда, когда производится прием, следует провести испытания аппарата воздействием на изоляцию одноминутным напряжением 85,5 кВ (применительно к трансформатору собственных нужд) промышленной частоты и провести измерения переходных сопротивлений, затем сравнить их с нормируемыми. Сопротивление изоляции ОПН должно быть не меньше 3000 Мом, а ток проводимости при воздействии на него длительно допустимого

рабочего напряжения, то есть в нормальном режиме работы, не должен превышать значение в 1 мА.

Затем проверяют работоспособность сначала блока управления, а затем коммутационного модуля. Подключают аккумуляторную батарею (АБ), рассчитанную на 26 Ач, прогружают блок управления и панель управления. Открыв вкладку «Журнал» можно отследить все записи по неисправностям, в случае их отсутствия там будет отражена только одна запись, говорящая об отсутствии питания, но при подключении АБ она исчезнет. Проверка продолжается оцениванием состояния коммутационного модуля. Для начала выполняют перевод на местное управление, после чего осуществляют последовательный цикл включений-отключений. Далее тестируют ручное отключение и механическую блокировку, которая не дает выполнять операции с выключателем при нажатии кнопки «заблокировать». В случае положительных результатов всех проверок реклоузер можно устанавливать в сеть, но, если хотя бы один параметр не соответствует норме, нужно обратиться в технико-коммерческий центр производителя.

Процесс установки монтажного комплекта состоит из нескольких этапов:

- Установка реклоузера

Первоначально начинают со сборки рамы моноблока, то есть конструируют основание. Оно включает в себя швеллеры крепления и промежуточные швеллеры, причем швеллеры крепления (их два: верхний и нижний) не взаимозаменяемы, так как у нижнего швеллера ОПН есть дополнительные группы отверстий на боковой грани. На верхнем швеллере используются резьбовые втулки, для уменьшения трения внутри отверстия, которые должны выступать на 40 мм от края. В случае крепления на двух опорах, ОПН будет расположено на одной и на другой опоре, причем крепление выполняется аналогично. Сборку продолжают установкой кронштейнов, прикреплением стыковочных углов на сварной раме. После стыкуют раму крепления к опоре и раму монтажного комплекта. Далее, к верхнему и нижнему швеллерам ОПН по диагонали прикрепляют кронштейны



трансформаторов, так как комплекты двухсторонние. При монтаже на двух опорах трансформаторы будут расположены с двух сторон коммутационного модуля на раме, находящейся между опорами.

Коммутационный модуль готовится к установке и крепится на собранную раму, после этого устанавливаются ОПН на нижний и верхний швеллеры. Следующий этап заключается в сборке ошиновки, которую предварительно нужно обработать мелкозернистой наждачной бумагой и смазать тонким слоем смазки. Смонтировав жесткие шинопроводы, проверяют переходные сопротивления, которые не должны превышать для крайних фаз 150 мкОм, а для средней 110 мкОм. Одним из последних подключается трансформатор, прикрепленный кронштейнами к своей площадке, со стороны высокого напряжения к ошиновке. Клеммная коробка трансформатора, далее подключаемая к блоку управления оперативным кабелем питания, обращается во внутреннюю сторону, то есть смотрит на коммутационный модуль. На всю эту конструкцию рым-болтами устанавливаются подъемные и опорные кронштейны, а затем происходит монтаж моноблока на стойку опоры прижимными швеллерами, шпильками и фиксируется конструкция с помощью метизов. Описанные крепления элементов модуля показаны на рисунке 2.9.

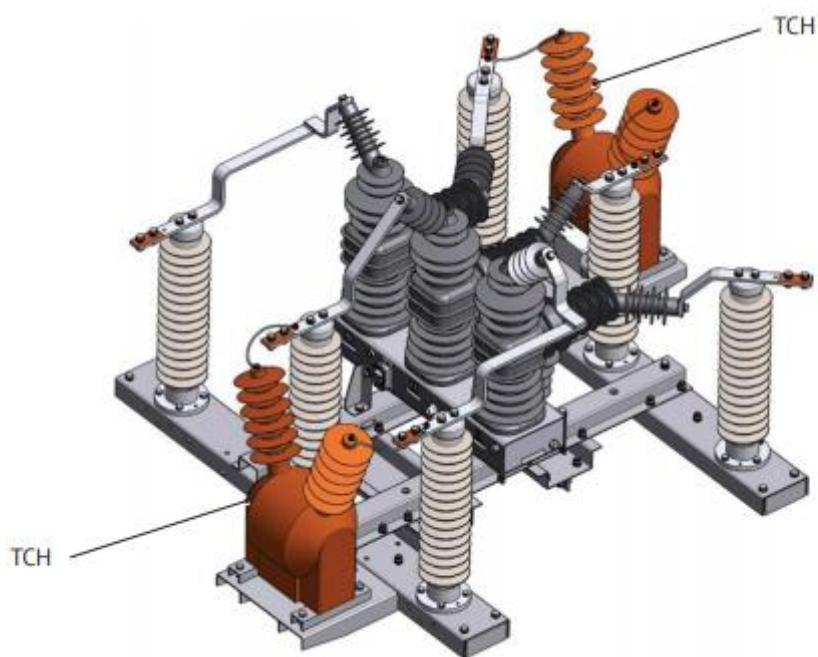


Рисунок 2.9 – Монтажный комплект для схемы двухстороннего питания

- Установка разъединителей

Разъединители тоже имеют свой кронштейн. На этой сварной раме кронштейна закрепляются уголки ограничительные, подкосы и балки крепления рамы разъединителя. Все это укрепляется горизонтальными и наклонными стяжками, а затем на готовой раме размещают полюса разъединителей.

Выше рассматривался монтаж главных ножей, но помимо них еще имеются заземляющие ножи, вал которых фиксируется от перемещений в горизонтальной плоскости (как показано на рисунке 2.10). Монтируется соединительный привод тяги главных ножей, после этого ставят блокировочные диски. В итоге при разомкнутых главных ножах, заземляющие ножи будут в положении «заземлено». В заключение всех регулирующих манипуляций производят окончательное крепление вала контрольных болтами к раме.

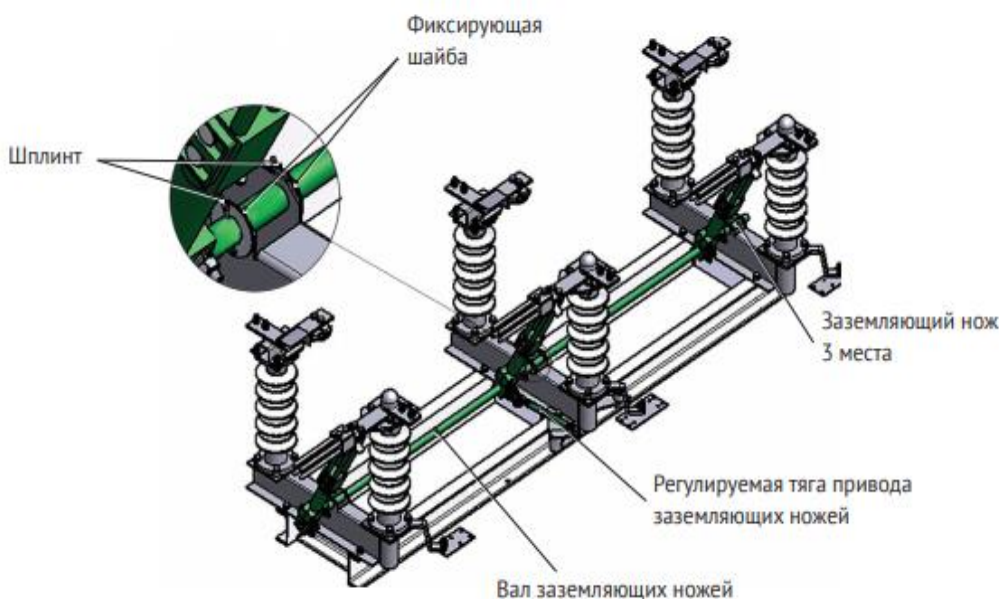


Рисунок 2.10 – Главные и заземляющие ножи разъединителя

- Установка блока управления

На высоте не меньше 3 м от земли производят крепление блока управления, изображенного на рисунке 2.11, сверху и снизу на стальные ленты. Обычно используют нержавеющую сталь типа F 20.07. В нижнюю часть этого

блока вставляются кабели оперативного питания и контрольные кабели. Затем подключения закрываются защитным кожухом. Отметим, что в блоке управления имеется подогрев, а также отверстие для отвода конденсата, которые обеспечивают нормальное функционирование блока.

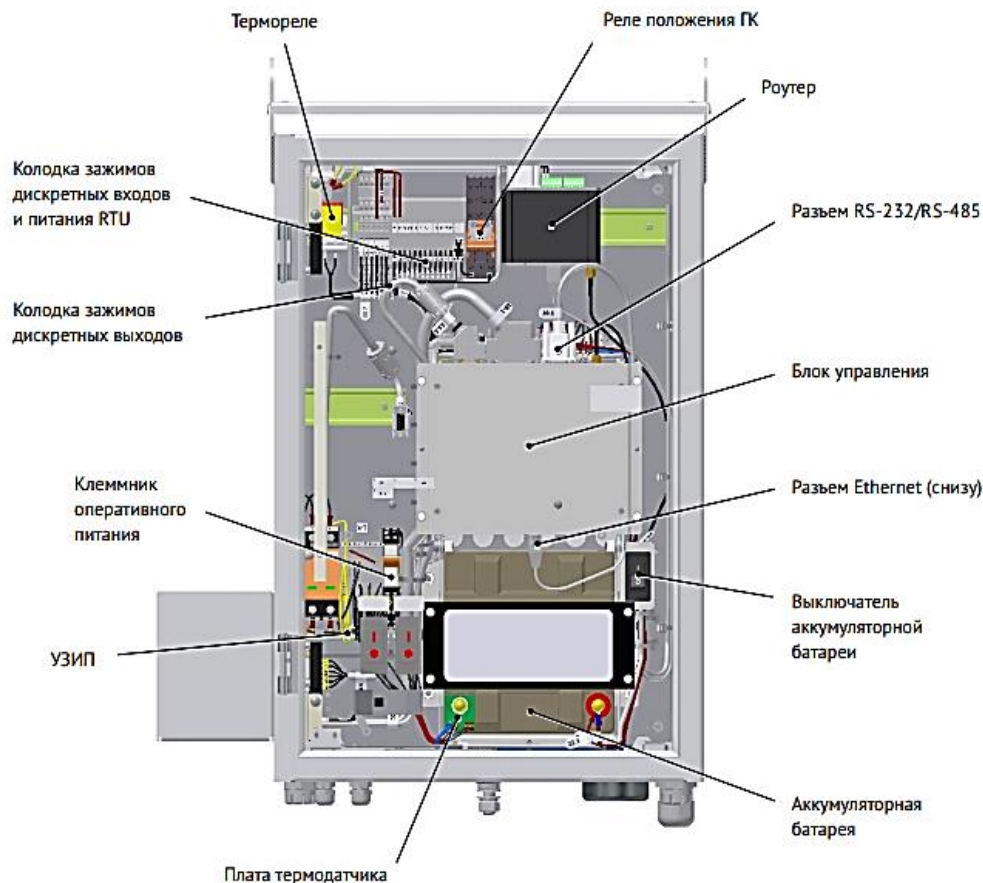


Рисунок 2.11– Структура блока управления

- Организация заземления подключенных аппаратов

Самый последний шаг в установке реклоузера перед наладкой и пуском в работу является заземление. Заземляется рама моноблока, блок управления через шпильку заземления, трансформатор заземляется на раму комплекта, у блока разъединителей выполняется заземление основной рамы и рамы с приводом ножей. Все эти заземления подключаются к заземлению опоры.

Наладка заключается в проверке отсутствия неисправностей, включениях и отключениях в местном режиме управления, испытывается ручное отключение и механическая блокировка (действия аналогичные проверке при поступлении оборудования). Но здесь уже после проверки в режиме местного

управления тестируется режим дистанционного управления: замыкается дискретный вход 2 через контакты клемм ТВ9 и ТВ10 и выключатель в коммутационном блоке должен оказаться во включенном положении, затем замыкается дискретный вход 1 через контакты клемм ТВ7 и ТВ8 – соответственно выключатель должен отключиться. После этих этапов нужно проверить наличие напряжения при установке команды «измерения» [8].

Проверяют совпадает ли чередование фаз реклоузера с чередованием фаз источника питания. Может возникнуть ситуация, когда напряжение фазное прямой последовательности равно линейному напряжению уменьшенному в 1,73 раза, а напряжения обратной и нулевой последовательности меньше 1 кВ – чередование фаз правильное. Если же напряжение фазное обратной последовательности равно линейному напряжению уменьшенному в 1,73 раза, а напряжения прямой и нулевой последовательности меньше 1 кВ – чередование фаз неправильное, необходимо сделать перефазировку аппарата с панели управления. Последним действием перед вводом в работу будет проверка протекания тока нагрузки или тока холостого хода через первичные цепи реклоузера. При проверке реклоузера на отпайке Мильтюши через него потечет ток холостого хода [1].

Контроль за работой реклоузера будет осуществлен с помощью телемеханики. Так как в блоке управления имеется роутер, то имеем возможность передавать информацию беспроводным образом на головную подстанцию «Улыбино». На которой диспетчер будет мониторить состояние сети, а также самих аппаратов, которые имеют функцию самодиагностики и в случае неисправности в каких-либо элементах диспетчер будет оповещен. Таким образом, диспетчер и сам может осуществлять коммутации в сети при необходимости, подав команду на пульте-управления, которая будет передана в блок управления модулем. Полностью сооружаемая система отражена на рисунке 2.12.

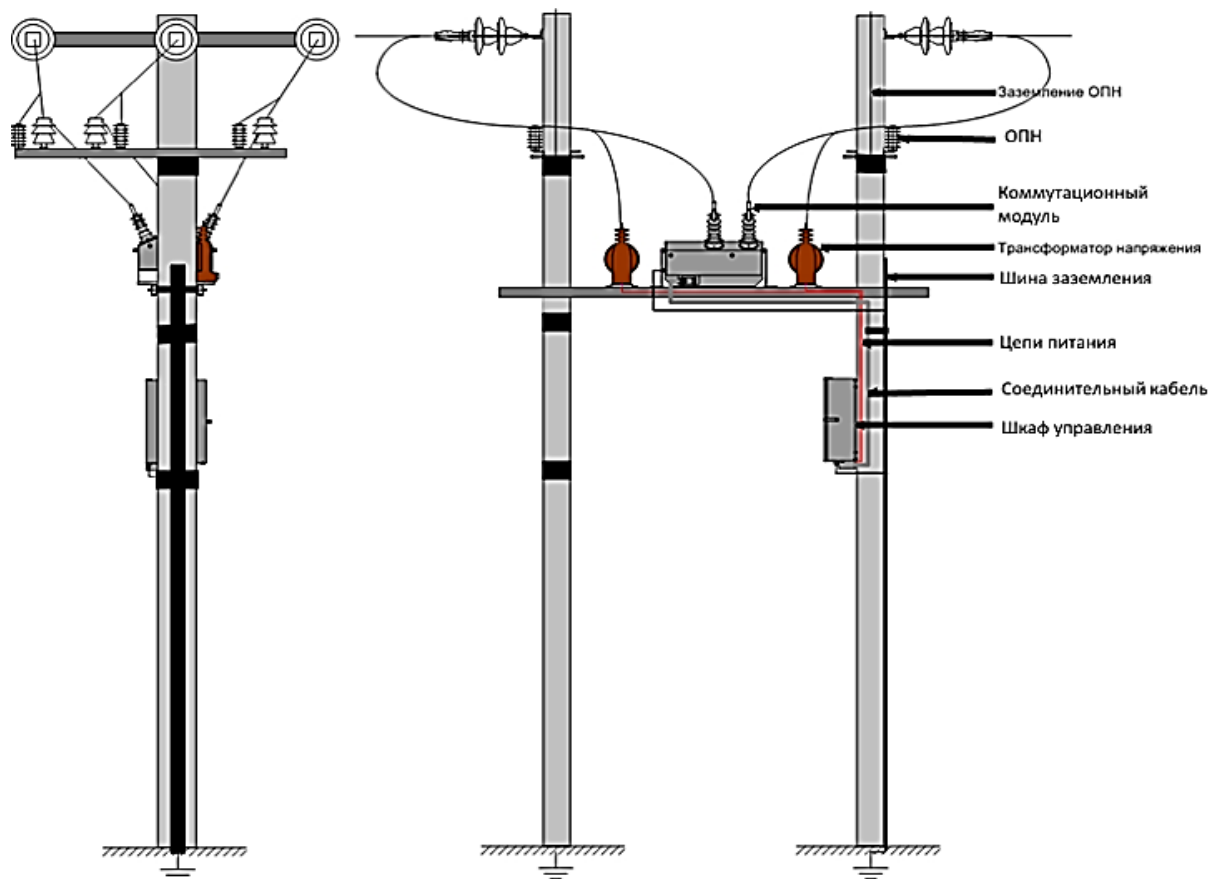


Рисунок 2.12– Итоговый вид размещения оборудования

### **3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

#### **3.1 Запуск процесса ввода в эксплуатацию реклоузеров**

При выполнении монтажных работ необходимо насколько это будет возможно минимизировать потерю электроснабжения на отпаечной подстанции «Мильтюши». Очевидно, что установка реклоузеров будет поэтапная, а именно: для начала модернизации участка сети необходимо будет демонтировать один из разъединителей на цепи «Улыбино-Гилево» и установить реклоузер (например, со стороны подстанции «Улыбино»). При этом, питание потребителей будет осуществлено через два разъединителя от подстанции «Гилево». Затем, проделать такую операцию, но при монтаже со стороны подстанции «Гилево». И только при установке аппарата на отпайку питание по этим цепям прервется на время монтажа и пуско-наладки аппаратуры. Однако, наверняка, у подстанции «Мильтюши» имеются линии по низкой стороне трансформатора, резервирующие основные цепи питания. Поэтому питание важных потребителей будет продолжаться, но часть все-таки придется отключить. То есть имеем ограничение по энергоснабжению нагрузки: потребители третьей категории, питающиеся от подстанции, могут быть отключены на время не более суток согласно правилам эксплуатации. Но монтаж и наладка реклоузера и блока управления, а также проведение всех мероприятий по обеспечению мер безопасности займут максимум полный рабочий день – 8 часов.

#### **3.2 Оценка экономической эффективности применения реклоузеров**

Экономическую эффективность от установки реклоузеров определим по возможному ущербу. Ущерб будет состоять из двух составляющих: упущенная выгода от недоотпуска электроэнергии  $У_1$ , ущерб потребителей  $У_2$  – это судебный иск, который могут подать потребители на энергокомпанию.

Упущенная выгода от недоотпуска:

$$Y_1 = \Delta \mathcal{E} \cdot T \quad (3.1)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – недоотпуск электроэнергии в АВР,  $T$  – одноставочный тариф на передачу.

Ущерб потребителей:

$$Y_2 = \Delta \mathcal{E} \cdot \mathcal{E} \quad (3.2)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – недоотпуск электроэнергии в АВР,  $\mathcal{E}$  – цена ущерба, равная 1,5 доллара за кВт·ч. Принимаем, усредненно по курсу доллара, что ущерб равен 90 рублей за кВт·ч.

Недоотпуск электроэнергии вычислим как полное отключение подстанции мощностью 2,97 МВт, но учитываем, что есть резервирование, которое сможет запитать хотя бы половину потребителей 1,485 МВт. Время отключения примем равным 8 часам постоянного отсутствия электропитания, то есть в год в целом происходит отключение потребителей не более этого времени, так как все-таки половина нагрузки целой подстанции будет отключена. Тогда по формулам 8 и 9 получим суммарный ущерб  $Y$ :

$$Y = Y_1 + Y_2 \quad (3.3)$$

$$Y_1 = 1,485 \cdot 1000 \cdot 8 \cdot 2,96 = 35\,164,8 \text{ руб.}$$

$$Y_2 = 1,485 \cdot 1000 \cdot 8 \cdot 90 = 1\,069\,200 \text{ руб.}$$

$$Y = 35\,164,8 + 1\,069\,200 = 1\,104\,364,8 \text{ руб.}$$

То есть установив 3 реклоузера считаем, что этих ущербов нести не будем, а значит каждый год это будет наш доход по отношению к затрачиваемым суммам на сооружение.

Стоимость одного реклоузера принимаем равной 275 тысяч рублей, с учетом того, что их три штуки получаем 825 тысяч рублей. Однако ранее было принято решение о дополнительной установке опор железобетонных в таком же количестве для повышения надежности механической конструкции.

Стоимость одного опорного столба принимаем равной 20 тыс. рублей и 5% от его стоимости будет составлять цена монтажа. Пусть монтаж осуществит фирма поставщик оборудования, тогда монтаж одного реклоузера будет стоить порядка 35 тыс. рублей, а одного разъединителя 15 тыс. рублей. Стоимость транспортировки до места проведения работ примем равной 5% от цены оборудования. В итоге суммарные капитальные затраты будут равны сумме цен монтажа и оборудования:

$$K = 825 + 3 \cdot (20 + 20 \cdot 0,05) + 35 \cdot 3 + 18 \cdot 15 + 0,05 \cdot 825 = 1\,304\,250 \text{ руб.}$$

Произведем вычисления эксплуатационных затрат. Они будут состоять из ремонтных затрат, прочих затрат, амортизационных исчислений на аппараты и материальных затрат.

Ремонтные затраты:

$$I_{\text{рф}} = \frac{H\%_{\text{рф}}}{100} \cdot K \quad (3.4)$$

где  $K$  – капитальные затраты на автоматизацию участка сети,  $H\%_{\text{рф}}$  – процент затрат по отношению к капитальным вложениям, который примем равным 1%.

$$I_{\text{рф}} = \frac{1}{100} \cdot 1\,304\,250 = 13\,042,5 \text{ руб.}$$

Ремонтные затраты:

$$I_{\text{пр}} = \frac{H\%_{\text{пр}}}{100} \cdot K \quad (3.5)$$

где  $K$  – капитальные затраты на автоматизацию участка сети,  $H\%_{\text{пр}}$  – процент затрат по отношению к капитальным вложениям, который примем равным 0,5%.

$$I_{\text{пр}} = \frac{0,5}{100} \cdot 1\,304\,250 = 6\,521,25 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления с реклоузеров:

$$I_{\text{ам}} = \frac{H\%_{\text{ам}}}{100} \cdot C_{\text{оф}} \quad (3.6)$$



где  $C_{\text{оф}}$  – капитальные затраты на автоматизацию участка сети,  $H\%_{\text{ам}}$  – процент затрат для аппаратов выше 1 кВ, который примем равным 4,4%.

$$I_{\text{ам}} = \frac{4,4}{100} \cdot 1\,304\,250 = 57\,387 \text{ руб.}$$

Материальные затраты на сооружение всех модернизированных участков:

$$I_{\text{мат зат}} = 7\%(I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}}) = 7\%(57\,387 + 6\,521,25) = 4\,473,58 \text{ руб.}$$

Таблица 3.1 – Затраты на установку реклоузеров на отпайку к подстанции «Мильтюши»

Статьи затрат	Сумма, руб.
Капитальные затраты	1 304 250
Прочие затраты	6 521,25
Ремонтные затраты	13 042,5
Амортизационные отчисления	57 387
Материальные затраты	4 473,58
Итого	1 385 674,33

Следующим этапом будет вычисление чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который покажет, насколько инвестиции в установку реклоузеров будут эффективными. Для этого примем норму дисконта равной 8%. Суммарные затраты будут учитывать также затраты на ремонт. Доход, как и говорилось выше, будет равняться сумме возможных ущербов от отключения части потребителей подстанции «Мильтюши». Коэффициент инфляции показывает во сколько раз цены последующего периода времени отличаются от цен предыдущего периода. Принимаем его равным 1,054 на протяжении рассматриваемых временных диапазонов. ЧДД вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^T \frac{(D_i - K_i)}{(1+E)^i} \quad (3.7)$$

где  $T$  – рассматриваемый период времени,  $D_i$ ,  $K_i$  – чистый доход от эксплуатации реклоузеров и капитальные вложения в  $i$ -тый интервал времени соответственно.

Таблица 3.2 – Расчет ЧДД

Год	К, млн руб.	И <sub>г</sub> , руб.	Д <sub>г</sub> , млн руб.	Коэффициент инфля-ции	(1+E) <sup>n</sup>	ЧДД, млн руб.	ЧДД с нарастающим итогом, млн руб.
1	1,304	81 424,3	1,104	1,054	1,08	-0,261	-0,261
2	-	81 424,3	1,164	1,054	1,166	0,928	0,667
3	-	81 424,3	1,227	1,054	1,259	0,9099	1,577
4	-	81 424,3	1,293	1,054	1,360	0,891	2,468
5	-	81 424,3	1,362	1,054	1,469	0,872	3,34

По результатам таблицы 3.2 построим график ЧДД на рисунке 3.1.

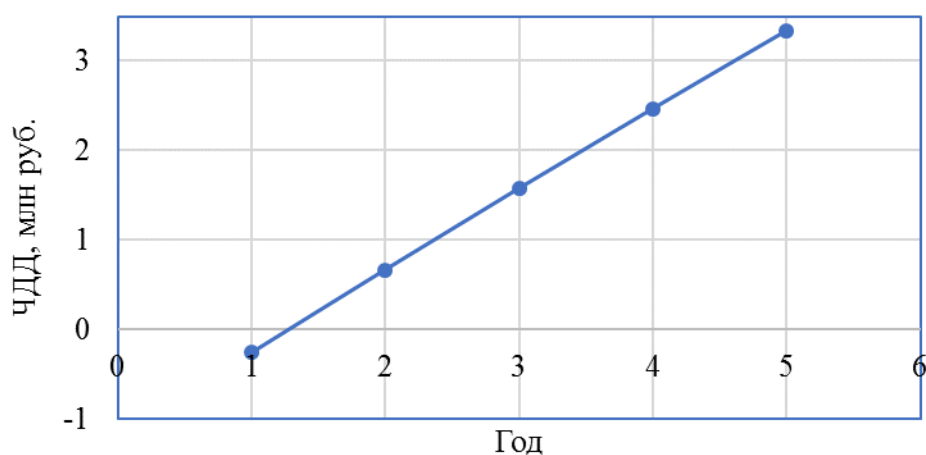


Рисунок 3.1 – Зависимость ЧДД от времени

Очевидно, что установка реклоузеров сразу же окупится, то есть если их установить в 2019 году, то по истечении года с их установки в 2020 году энергокомпания будет получать прибыль. Однако понятие прибыли здесь условное, так как фактически, это те деньги, которые будут получены при нормальной поставке электроэнергии, и деньги, которые не будут потрачены на компенсацию ущерба потребителей. Число часов отключения и отключаемая мощность приняты условно, то есть в реальности это может быть меньшее ограничение потребителей, которое в дальнейшем выльется в увеличение срока окупаемости оборудования. Но из представленных расчетов видно, что при относительно небольших затратах возможно сохранение потенциальных денежных затрат, то есть в принципе проект окупаем и может принести эффект положительный.

## 4 ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА

### 4.1 Требования техники безопасности при установке и эксплуатации реклоузера

Согласно правилам эксплуатации электроустановок (ПУЭ), управление коммутационным модулем следует проводить, находясь на поверхности земли, а сам коммутационный модуль должен быть снабжен заземлителями со стороны установленного трансформатора. Так как реклоузер относится к пунктам секционирования, но только не требующим обслуживания, то соответственно при установке его на опоре, габаритное расстояние до земли у незаизолированных токоведущих частей аппарата не должно быть меньше, чем 4,75 м. Если бы возле места установки имелось ограждение высотой не менее 1,8 м, чего, разумеется, нет возле опор, то расстояние у токоведущих незаизолированных частей можно было бы уменьшить до 3,1 м. Привод коммутационного модуля, также, как и шкаф управления, должен быть заперт на ключ для предотвращения несанкционированного доступа.

Данная конструкция на 35 кВ включена в сети с изолированной нейтралью, причем примем, что компенсации нет. А значит, сопротивление заземляющего устройства в любое время года при прохождении по нему тока расчетного замыкания не должно превышать 10 Ом с учетом естественных заземлителей. Рассчитывается оно по формуле 15:

$$R \leq \frac{250}{I} \quad (4.1)$$

За расчетный ток принимают ток замыкания на землю при такой схеме сети, при которой он максимальный. При замыкании на землю в установке 35 кВ допустимо приближаться не ближе, чем 8 м при наличии защитных средств только для выполнения оперативных переключений, ликвидирующих данную аварию [8,9].

Реклоузер после ввода в эксплуатацию необходимо проверить для профилактики через 2 года, а последующие проверки можно уже проводить раз в 5 лет.

Обслуживать единолично это устройство имеет право только персонал, имеющий четвертую группу по электробезопасности, при этом, что остальной персонал имеет группу не ниже третьей. Осуществлять монтажные работы, наладочные, а также оперативное обслуживание может работник, имеющий пятую группу допуска. Люди, отвечающие за допуск к работе, обязаны обладать группой по электробезопасности не ниже пятой для электроустановок выше 1 кВ. Именно этот персонал будет нести полную ответственность за полноту принятых им мер безопасности. Если же этот человек относится к оперативному персоналу, то он может выполнять какие-либо работы также, как и члены бригады. Человек, назначенный для выполнения наблюдения за ходом ремонтных работ, обязан иметь группу не ниже третьей по электробезопасности. Работники со второй группой по электробезопасности могут присутствовать в качестве членов бригады, но в количестве не более одного человека на одного работника с третьей группой. В целом в бригаде может быть не более двух сотрудников со второй группой.

Подниматься на опору для выполнения работ может только персонал, обладающий допуском к работам на высоте более 5 м, считая от поверхности грунта.

Прежде чем подниматься на опору для работы с реклоузером необходимо будет проверить прочность опор железобетонных, на которых не должно быть выявлено трещин. Грунт вблизи опоры не должен иметь вспучивания и просадки, а также бетон опоры не должен быть поврежден при вскапывании грунта не менее чем на 0,5 м. При этом после того, как опора прошла проверку на устойчивость, а работник забрался на нее нужно проводить все необходимые операции, не теряя из виду ближайший провод, если он будет находиться под напряжением. Если же необходимо выполнить перетяжку новых проводов, либо вообще заменить проводники, то так как установка относится к классу

выше 1 кВ, нужно отключить абсолютно все линии и произвести заземление в том месте, где проводятся работы по замене и перетяжке.

В случаях выполнения работ без снятия напряжения на объекте, ремонты проводятся по двум схемам, которые могут быть реализованы двумя способами в зависимости от того, к какому классу относится установка выше или ниже 1 кВ.

Первая схема осуществления работ имеет следующий состав: провод, находящийся под фазным напряжением, - изоляция – человек, выполняющий необходимые действия, - земля, имеющая нулевой потенциал. Человек должен иметь при себе как основные, которые состоят из клещей и изолирующей штанги, и дополнительные средства защиты, состоящие из изолирующих накладок, перчаток, бот. Однако даже при такой экипировке необходимо соблюдать нормативные расстояния.

Вторая схема выполнения работ представлена в следующем варианте: проводник, находящийся под фазным напряжением, - работник – изоляция – земля, имеющая нулевой потенциал. Расстояние между работником и заземляемыми частями и электрическим оборудованием должно быть не менее нормативного. Также нужно осуществить изоляцию работника от земли, одеть экранирующий защитный комплект и специальной штангой, переносящей потенциал, выравнять его между экранирующим защитным комплектом, проводником фазным и рабочей площадкой.

Необходимо помнить, что при работах на 35 кВ допускается прикосновение только к шапочке первого самого изолятора при условии исправности двух изоляторов в изолирующей подвеске. Но, разумеется, прикасаться можно только при применении электрозащитных средств. Какие-либо более конкретные виды деятельности при наличии потенциала на проводниках должны осуществляться по технологическим картам, либо по специальным инструкциям.

На линиях с изолированной нейтралью 35 кВ при выполнении работ на одной любой фазе, а затем при выполнении работ на соседних фазах

поочередным способом можно заземлить в месте проведения работ только фазу, находящуюся в текущем ремонте. Однако приближение к рабочим незаземленным фазам должно нормироваться правилами охраны труда для электроустановок. В целях повышения безопасности персонала, выполняющего работы на ВЛ, следует делать двойное заземление, которое будет представлено двумя параллельными заземлениями. Причем в ходе выполнения наряда нельзя удаляться от наложенного двойного заземления дальше, чем 20 м.

В тех ситуациях когда нужно просто осмотреть или обойти ВЛ, делать назначение производителя работ не представляется необходимым. Если же в ходе проверочных мероприятий обнаружены какие-либо дефекты, то вести ремонтные работы, подниматься на опору, восстанавливать оборудование строго запрещается. Только при проведении целевого инструктажа по выполняемой работе, при верховом осмотре опор ВЛ 35 кВ возможен подъем на опору.

Отметим, что реклоузер обладает такой функцией как самодиагностика, поэтому, проанализировав свое собственное состояние, он подаст сигнал о наличии неисправностей в тех или иных элементах. Ведется постоянный мониторинг по соответствию уставкам времен включения-отключения коммутационного аппарата, по функционированию основных модулей элементов, находящихся в шкафе управления. Поэтому все происходящее с аппаратом будет фиксироваться регистраторами в журнале событий (оперативных и аварийных), а затем передаваться дежурным на подстанции по системе телемеханики.

Когда необходимо выполнить какие-либо коммутации в электрической сети и снять напряжение с аппаратуры, то если разъединители, выключатели, рубильники, заземляющие ножи выше 1 кВ и тому подобное имеют ручной привод следует использовать диэлектрические перчатки как средство защиты. При учете вышесказанного на электроустановке, с которой было снято напряжение, возможно повторное появление напряжения, которое возникнет в случае ошибок без предупреждения об этом ремонтной бригады.

При возникновении каких-либо неполадок в устройствах возможно обращение к компании-производителю по гарантийному талону, либо устранить это сможет ремонтная бригада, которая, согласно правилам охраны труда, получит наряд на выполнение работы. Но при приближении грозы, либо ухудшении погодных условий, предвещающих грозовую деятельность, нужно сразу же прекратить работы на ВЛ [9].

#### **4.2 Расчет контура заземления на подстанции «Улыбино»**

ПС «Улыбино» 110/35/10 кВ является одной из самых мощных подстанций, рассматриваемых в данной схеме исходя из мощности трансформаторов. Сети 110 кВ и выше эксплуатируются с эффективно-заземленной нейтралью. Поэтому трансформаторы имеют эффективное заземление со стороны высокого напряжения.

Произведем расчет заземления подстанции методом наведенных потенциалов по допустимому сопротивлению с учетом того, что грунт является двухслойным. Габариты Улыбино принимаем равными 5700 м<sup>2</sup>.

В данном расчете считаем, что присутствуют естественные заземлители – это система трос-опора линий напряжением 110кВ с длиной пролета  $l_{тр}=250$ м. Трос примем с сечением  $S_{тр}=70$  мм<sup>2</sup>, а сопротивление заземления опоры  $R_{оп}=12$  Ом, число тросов для формулы расположенной ниже  $n_{тр}=1$ . Горизонтальные заземлители будут иметь исполнение в виде полосовой стали сечением 40 x 4 мм, а вертикальные заземлители будут в виде стержневых электродов с диаметром 14 мм и длиной 5м. За расчетные удельные сопротивления нижнего и верхнего слоев грунта  $\rho_{ниж}=80$  Ом·м и  $\rho_{верх}=230$  Ом·м, мощность, то есть толщина слоя, верхнего грунта  $h_{верх}=3$ м. Глубина траншеи, заложенных электродов равна  $t=0,7$ м.

Таким образом, подстанция имеет площадь  $S=5700$  м<sup>2</sup>.

Вычислим ток короткого замыкания для дальнейших расчетов напряжения прикосновения:

$$I_{\text{кз на шине 110}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{\text{лэп}_2\text{цепи}})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (0 + 5,837)} = 11,983 \text{ кА}$$

Согласно правилам устройства электроустановок сопротивление растеканию тока не должно превышать 0,5 Ом, соответственно  $R_3=0,5$  Ом.

Сопротивление естественного заземлителя для 2-х линий:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{R_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot l_{\text{пр}}}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{70 \cdot 1}} = 1,268 \text{ Ом}$$

Необходимое сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{1,268 \cdot 0,5}{1,268 - 0,5} = 0,826 \text{ Ом}$$

По предварительно составленной схеме на рисунке 4.1 найдем суммарную длину горизонтальных электродов, а также количество вертикальных электродов:

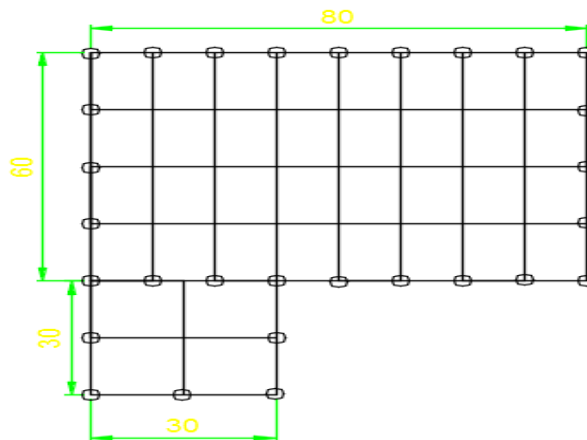


Рисунок 4.1– Предварительно составленная схема заземляющей сетки подстанции (размеры указаны в метрах)

Количество вертикальных электродов:  $n = 29$  шт,

Длина вертикальных электродов, равная суммарной длине всех электродов:  $L_{\text{в}}=n \cdot l_{\text{в}}=29 \cdot 5=145$  м,

Для горизонтальных электродов:  $L_{\text{г}}=5 \cdot 80+9 \cdot 60+5 \cdot 30=1090$  м,



Создадим расчетную модель заземлителя как квадратную сетку с площадью  $S=5700 \text{ м}^2$  со стороной  $\sqrt{S} = 76 \text{ м}$ .

Число ячеек на одной стороне заземляющей сетки:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1090}{2 \cdot \sqrt{5700}} - 1 = 6,17 \text{ шт}$$

Принимаем в этом случае  $m=6$  шт

Скорректируем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_r = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (6 + 1) \cdot \sqrt{5700} = 1064 \text{ м}$$

Тогда длина стороны одной ячейки будет равна:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5700}}{6} = 12,667 \text{ м}$$

Определим расстояние между соответствующими вертикальными электродами:

$$a = 4 \cdot \frac{\sqrt{S}}{n} = 4 \cdot \frac{\sqrt{5700}}{29} = 10,48 \text{ м}$$

Вычислим относительную глубину залегания электродов в земле:

$$t_{отн} = \frac{(l_g + t)}{\sqrt{S}} = \frac{(5 + 0,7)}{76} = 0,075 \text{ м}$$

Их относительная длина определится тогда так:

$$l_{отн} = \frac{(h_1 - t)}{l_g} = \frac{(3 - 0,7)}{5} = 0,46 \text{ м}$$

Соответствующие расчетные эквивалентные сопротивления у грунта соотносятся друг с другом:

$$\frac{\rho_{верх}}{\rho_{ниж}} = \frac{230}{80} = 2,875$$

Так как полученное отношение двух величин попадает в диапазон  $1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10$ , то коэффициент:

$$k = 0,43 \cdot \left( l_{отж} + 0,272 \cdot \ln\left(\frac{a\sqrt{2}}{l_{\varepsilon}}\right) \right) =$$

$$= 0,43 \cdot \left( 0,46 + 0,272 \cdot \ln\left(\frac{10,48\sqrt{2}}{5}\right) \right) = 0,325$$

Зная коэффициент, можем рассчитать эквивалентное сопротивление грунта  $\rho_3$ :

$$\rho_3 = \rho_{ниж} \cdot \left(\frac{\rho_{верх}}{\rho_{ниж}}\right)^k = 80 \cdot \left(\frac{230}{80}\right)^{0,325} = 112,758 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для нахождения сопротивления искусственного заземлителя нам нужно рассчитать коэффициент А:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{отж} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,075 = 0,381$$

Значит искомое сопротивление равно:

$$R = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\varepsilon} + L_{\varepsilon}} = 0,381 \cdot \frac{112,758}{76} + \frac{112,758}{1064 + 145} = 0,658 \text{ Ом}$$

Получившееся значение сопротивления, ниже рассчитанного выше  $R_{и}=0,826 \text{ Ом}$ . Но так как рассчитанное по модели значение, меньше вычисленного по формуле, обеспечивающей сопротивление общее менее 0,5 Ом, то это еще лучше, так как при том же токе напряжение будет меньше.

А значит суммарное сопротивление заземлителей подстанции, которое будет учитывать естественные заземлители, в качестве которых выступают грозотросы ВЛ:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_{\varepsilon}}{R + R_{\varepsilon}} = \frac{0,658 \cdot 1,268}{0,658 + 1,268} = 0,433 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Потенциал, возникающий на заземляющем устройстве при аварийной ситуации:

$$\varphi_{3y} = I_3 \cdot R_3 = 11,983 \cdot 0,433 = 5,191 \text{ кВ}$$

Такой потенциал по ПУЭ является допустимым, так как он меньше предельных 10 кВ. Изобразим вид рассчитанной сетки на рисунке 4.2.

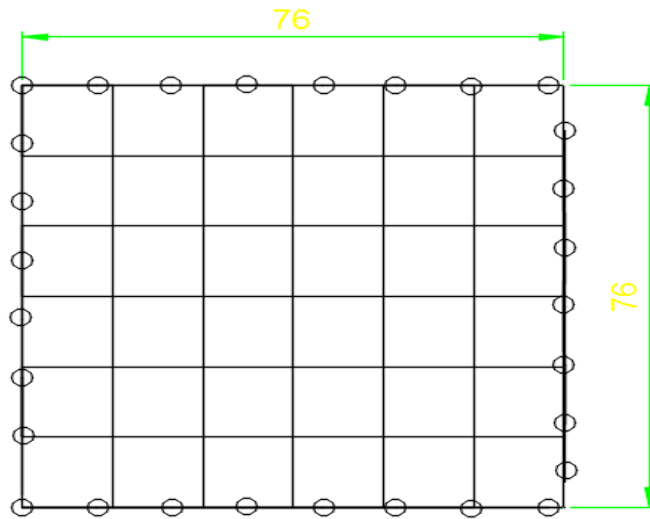


Рисунок 4.2– Итоговая схема заземляющей сетки подстанции (размеры указаны в метрах)

В результате, для обеспечения безопасности на подстанции, нужен искусственный заземлитель, который будет представлен пересекающимися электродами с сечениями 4x40 мм. Длина полная этих заземлителей должна быть равна 1064 м. А также нужно разместить вдоль всего контура, то есть по периметру, вертикальные электроды, которые будут иметь диаметр 14 мм, а длину стержня 5 м. Их количество будет равно 29 штук.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатами проделанной работы стали: выполнение проекта по реконструкции сетей и подстанций Черепановской РЭС.

Реконструкция схемы заключалась в предварительном расчете режимов мощностей и напряжений, с применением промышленной программы «Мустанг». На основе полученных режимных расчетов для обеспечения баланса по реактивной мощности и получения желаемых напряжений на шинах подстанций принято решение об установке средств компенсации реактивной мощности в сети.

Для повышения надежности функционирования развивающейся энергосистемы рассмотрели применение реклоузеров в наиболее напряженных узлах энергосистемы.

Относительно окупаемости вложенных денег можно сказать, что даже при небольшом количестве часов отключений в год проект окупится достаточно быстро, так как само оборудование имеет достаточно низкую стоимость.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. [https://www.tavrida.com/upload/iblock/065/TER\\_Rec35\\_Smart1\\_Tie7\\_Installation\\_Guide](https://www.tavrida.com/upload/iblock/065/TER_Rec35_Smart1_Tie7_Installation_Guide).
2. Электрические системы и сети: учебник / А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 363 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
4. <https://online-electric.ru/dbase/compensators.php>
5. <http://kvar.su/katalog/batarei-staticheskih-kondensatorov-bsk/>
6. Правила устройства электроустановок 7 издание.
7. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.: ил.
8. [https://www.tavrida.com/upload/iblock/86b/TER\\_Rec35\\_Smart1\\_Tie7\\_User\\_Guide.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/86b/TER_Rec35_Smart1_Tie7_User_Guide.pdf)
9. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок ( с изменениями на 15 ноября 2018 года )

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### РАСЧЕТ ПО ИСХОДНЫМ ДАННЫМ

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		121.0	64.3	45.8	0.38			114.3	-62.1	-42.2	0.38		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		121.0	64.3	45.8	0.38			114.3	-62.1	-42.2	0.38		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			114.3	40.4	36.4	0.27			105.5	-40.2	-30.0	0.27		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			105.5	8.5	4.3	0.05			10.0	-8.5	-4.2	0.54		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			105.5	32.2	25.2	0.22			35.2	-32.1	-25.2	0.67		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			35.2	8.4	5.0	0.16			33.5	-8.1	-4.6	0.16		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			35.2	6.4	4.5	0.13			33.4	-6.2	-4.2	0.13		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			35.2	9.0	9.3	0.21			33.5	-8.6	-8.7	0.21		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			35.2	7.5	8.3	0.18			32.1	-6.9	-7.4	0.18		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			33.5	8.4	4.3	0.16			9.6	-8.4	-4.3	0.57		
Бурмистр ВН	Сосновка ВН	6	8			33.5	-0.8	0.1	0.01			33.4	0.8	-0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			33.4	4.9	4.2	0.11			10.2	-4.9	-3.9	0.36		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			33.5	2.7	1.9	0.06			32.9	-2.7	-1.9	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			33.5	5.9	6.9	0.16			32.1	-5.7	-6.6	0.16		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			32.9	2.5	1.9	0.05			9.7	-2.4	-1.6	0.17		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			29.7	4.7	3.6	0.12			9.0	-4.7	-3.3	0.37		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			32.1	4.6	3.4	0.10			29.7	-4.3	-3.1	0.10		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			32.1	3.8	2.9	0.09			30.1	-3.7	-2.6	0.09		
Гилево СН	Гилево в тр	15	19			32.1	4.0	7.2	0.15			95.6	-4.0	-7.2	0.05		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			30.1	0.9	0.6	0.02			29.7	-0.9	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			30.1	2.7	2.1	0.06			28.8	-2.6	-1.9	0.06		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			28.8	2.3	1.9	0.06			8.3	-2.2	-1.6	0.19		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			95.6	0.1	5.1	0.03			94.1	-0.1	-5.0	0.03		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			95.6	3.6	2.7	0.03			9.1	-3.6	-2.6	0.28		
Гилево ВН	Битки	20	22			94.1	84.3	60.4	0.64			63.6	-63.3	-31.1	0.64		
Гилево ВН	отп Птичьа	20	23			94.1	-89.7	-50.0	0.63			101.8	94.7	56.6	0.63		
отп Птичьа	Южная	23	28			101.8	-109.6	-66.9	0.73			103.6	111.1	68.6	0.73		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			101.7	-12.9	-11.8	0.10			101.8	12.9	11.7	0.10		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			101.7	11.9	11.5	0.09			96.6	-11.9	-10.4	0.09		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			96.6	6.7	4.6	0.05			32.3	-6.6	-4.6	0.14		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			96.6	5.5	5.5	0.05			9.1	-5.5	-5.3	0.48		
Южная	Улыбино ВН	28	2			103.6	-74.9	-42.9	0.48			114.3	80.0	50.8	0.48		

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	R	X	G	B	Kт	dKт	Gpi	Bpi	Gpj	Bpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		5.10	10.50			-67.7					
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		5.10	10.50			-67.7					
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			0.75	28.45								
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			0.75	0.00			2.987					
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			0.71	16.88			10.455					
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			4.06	5.68								
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			4.94	6.90								
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			2.44	4.14								
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			5.12	8.69								
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			0.00	0.04			3.500					
Бурмистр ВН	Сосновка ВН	6	8			0.30	6.23								
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			0.70	7.30			3.182					
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			3.76	5.26								
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			2.68	4.55								
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			5.10	31.90			3.182					
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			0.70	7.30			3.182					
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			8.28	11.58								
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			8.13	11.37								
Гилево СН	Гилево в тр	15	19			0.75	0.00			0.335					
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			7.22	10.10								
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			7.10	9.94								
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			5.10	31.90			3.182					
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			0.75	28.45								
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			0.75	17.85			10.455					
Гилево ВН	Битки	20	22			17.16	24.74			-148.8					
Гилево ВН	отп Птичьа	20	23			4.19	6.94			-167.1					
отп Птичьа	Южная	23	28			0.90	1.30			-31.3					
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			0.38	0.54			-13.1					
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			1.30	44.45								
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			1.30	0.00			2.987					
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			1.30	26.00			10.455					
Южная	Улыбино ВН	28	2			7.32	12.81			-79.7					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

# РАСЧЕТ ПОСЛЕ УСТАНОВКИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Исходные данные   Результаты   Кусты узлов																
Узлы   Ветви   СХН   ВПТ   МППТ п/ст   МППТ участки																
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Уномр	Nсxn	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			149.3	65.0			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	115.10	-2.5	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	106.01	-8.7			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	10.06	-9.5	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	35.40	-8.6			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	33.36	-10.0	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	9.27	-12.7	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	33.45	-9.7	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	10.16	-11.8	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	33.71	-9.9			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	33.02	-10.3	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	9.61	-15.0	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	29.54	-12.7	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	8.93	-15.5	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	32.41	-11.0			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	30.00	-12.3			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	28.35	-13.2	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	7.93	-20.0	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	96.69	-11.0			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	96.72	-11.3	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	9.19	-11.4	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	69.06	-27.9	88.00	8.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	105.26	-8.2			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	105.14	-8.2	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	99.67	-11.5			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	33.34	-11.4	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	9.38	-12.4	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	107.16	-7.7		-30.00	121.00			40.0	24.8				

"Дерево" | Шрифт | Очистка | Соответствие | Читать из файла | Сохранить в файл

Узлы   Ветви   Пограничные связи																	
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nl	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Pri	Qri	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		121.0	74.7	32.5	0.39			115.1	-72.3	-28.7	0.39		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		121.0	74.7	32.5	0.39			115.1	-72.3	-28.7	0.39		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			115.1	46.9	38.0	0.30			106.0	-46.7	-30.2	0.30		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			106.0	9.4	4.6	0.06			10.1	-9.4	-4.4	0.60		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			106.0	37.4	25.4	0.25			35.4	-37.2	-25.4	0.73		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			35.4	9.5	6.0	0.18			33.4	-9.1	-5.4	0.18		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			35.4	7.0	5.0	0.14			33.5	-6.7	-4.6	0.14		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			35.4	11.2	8.0	0.22			33.7	-10.8	-7.3	0.22		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			35.4	9.5	6.7	0.19			32.4	-8.9	-5.8	0.19		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			33.4	9.8	5.2	0.19			9.3	-9.8	-4.6	0.67		
Сосновка ВН	Бурмистр ВН	8	6			33.5	0.8	-0.1	0.01			33.4	-0.8	0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			33.5	5.8	4.6	0.13			10.2	-5.8	-4.3	0.41		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			33.7	3.1	2.2	0.06			33.0	-3.0	-2.2	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			33.7	7.7	5.1	0.16			32.4	-7.5	-4.8	0.16		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			33.0	3.0	2.1	0.06			9.6	-2.9	-1.7	0.20		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			29.5	6.0	4.1	0.14			8.9	-5.9	-3.7	0.45		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			32.4	5.5	4.2	0.12			29.5	-5.1	-3.7	0.12		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			32.4	4.6	3.6	0.10			30.0	-4.3	-3.3	0.10		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			30.0	1.0	0.6	0.02			29.5	-1.0	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			30.0	3.3	2.6	0.08			28.4	-3.1	-2.4	0.08		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			28.4	3.0	2.4	0.08			7.9	-2.9	-1.8	0.25		
Гилево в тр	Гилево СН	19	15			96.7	-6.4	-2.6	0.04			32.4	6.4	2.6	0.12		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			96.7	2.1	-0.1	0.01			96.7	-2.1	0.1	0.01		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			96.7	4.2	2.9	0.03			9.2	-4.2	-2.8	0.32		
Гилево ВН	Битки	20	22			96.7	108.0	43.8	0.70			69.1	-83.0	-8.7	0.70		
Гилево ВН	отп Птичьа	20	23			96.7	-108.5	-42.3	0.70			105.3	115.5	50.6	0.69		
отп Птичьа	Южная	23	28			105.3	-129.7	-63.5	0.79			107.2	131.4	65.6	0.79		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			105.1	-13.9	-13.2	0.11			105.3	13.9	13.1	0.10		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			105.1	13.8	12.9	0.10			99.7	-13.7	-11.5	0.10		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			99.7	7.2	5.4	0.05			33.3	-7.2	-5.4	0.16		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			99.7	6.5	6.0	0.05			9.4	-6.5	-5.8	0.54		
Южная	Улыбино ВН	28	2			107.2	-91.7	-10.7	0.50			115.1	97.2	19.2	0.50		

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## УСТАНОВКА ДВУХЦЕПНЫХ ВЛ

🔍 Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить ☐ Суммы дочерних папок

Исходные данные Результаты Кусты узлов

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки

Название	N	Код	Устар	Урасч	dU	P <sub>НО</sub>	Q <sub>НО</sub>	Уном	Нсхн	Уном	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	Уша	Ушр	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00				122.2	16.4			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	117.77	-2.4	0.06	0.35	121.00									
Улыбино в тр	3	11	121.00	111.49	-7.2			121.00									
Улыбино НН	4	11	10.50	10.59	-7.9	9.46	4.40	10.50									
Улыбино СН	5	11	37.50	37.26	-7.1			38.50									
Бурмистр ВН	6	11	37.50	35.33	-8.4	0.03	0.12	38.50									
Бурмистр НН	7	11	11.00	9.84	-10.8	9.90	4.62	10.50									
Сосновка ВН	8	11	37.50	35.42	-8.1	0.02	0.11	38.50									
Сосновка НН	9	11	11.00	10.80	-10.0	5.83	4.29	10.50									
отп Мильтош	10	11	37.50	36.36	-8.0			38.50									
Мильтош ВН	11	11	37.50	35.72	-8.3	0.01	0.03	38.50									
Мильтош НН	12	11	11.00	10.53	-12.4	2.97	1.76	10.50									
Быстровка ВН	13	11	37.50	33.33	-10.0	0.02	0.11	38.50									
Быстровка НН	14	11	11.00	10.16	-12.3	6.16	3.74	10.50									
Гилево СН	15	11	37.50	35.87	-8.6			38.50									
отп Шарчино	16	11	37.50	33.75	-9.7			38.50									
Шарчино ВН	17	11	37.50	32.33	-10.5	0.01	0.03	38.50									
Шарчино НН	18	11	11.00	9.32	-15.8	3.08	1.87	10.50									
Гилево в тр	19	11	121.00	107.08	-8.6			121.00									
Гилево ВН	20	11	121.00	108.84	-8.0	0.06	0.35	121.00									
Гилево НН	21	11	11.00	10.19	-9.0	4.29	2.86	10.50									
Битки	22	11	121.00	99.93	-13.4	88.00	8.50	121.00									
отп Птичьа	23	11	121.00	114.70	-5.3			121.00									
Птичьа ВН	24	11	121.00	114.60	-5.3	0.05	0.32	121.00									
Птичьа в тр	25	11	121.00	109.64	-8.0			121.00									
Птичьа СН	26	11	37.50	36.68	-8.0	7.26	5.50	38.50									
Птичьа НН	27	11	11.00	10.34	-8.8	6.60	5.83	10.50									
Южная	28	11	121.00	116.07	-4.8		-30.00	121.00			40.0	24.8					

"Дерево" Шрифт Очистка Соответствие Читать из файла Сохранить в файл

Узлы Ветви Пограничные связи

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		121.0	61.1	8.2	0.29			117.8	-59.8	-6.4	0.29		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		121.0	61.1	8.2	0.29			117.8	-59.8	-6.4	0.29		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			117.8	39.0	26.6	0.23			111.5	-38.9	-22.0	0.23		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			111.5	9.5	4.6	0.05			10.6	-9.5	-4.4	0.57		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			111.5	29.4	17.5	0.18			37.3	-29.4	-17.5	0.53		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			37.3	9.5	5.9	0.17			35.3	-9.1	-5.4	0.17		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			37.3	7.0	5.0	0.13			35.4	-6.7	-4.6	0.13		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			37.3	7.3	3.9	0.13			36.4	-7.1	-3.7	0.13		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			37.3	5.6	2.7	0.10			35.9	-5.5	-2.4	0.10		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			35.3	9.9	5.2	0.18			9.8	-9.9	-4.6	0.64		
Сосновка ВН	Бурмистр ВН	8	6			35.4	0.9	-0.1	0.01			35.3	-0.9	0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			35.4	5.9	4.6	0.12			10.8	-5.8	-4.3	0.39		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			36.4	3.1	2.2	0.06			35.7	-3.0	-2.1	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			36.4	4.1	1.5	0.07			35.9	-4.0	-1.4	0.07		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			35.7	3.0	2.1	0.06			10.5	-3.0	-1.8	0.19		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			33.3	6.2	4.1	0.13			10.2	-6.2	-3.7	0.41		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			35.9	5.4	4.0	0.11			33.3	-5.2	-3.6	0.11		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			35.9	4.5	3.4	0.09			33.8	-4.3	-3.2	0.09		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			33.8	1.1	0.6	0.02			33.3	-1.1	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			33.8	3.3	2.5	0.07			32.3	-3.2	-2.4	0.07		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			32.3	3.2	2.3	0.07			9.3	-3.1	-1.9	0.22		
Гилево в тр	Гилево СН	19	15			107.1	0.5	3.6	0.02			35.9	-0.5	-3.6	0.06		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			107.1	-4.8	-6.5	0.04			108.8	4.8	6.6	0.04		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			107.1	4.3	2.9	0.03			10.2	-4.3	-2.9	0.29		
Гилево ВН	Битки	20	22			108.8	94.7	14.9	0.51			99.9	-88.0	-8.5	0.51		
Гилево ВН	отп Птичьа	20	23			108.8	-99.5	-21.9	0.54			114.7	103.7	25.9	0.54		
отп Птичьа	Южная	23	28			114.7	-117.7	-38.7	0.62			116.1	118.8	39.8	0.62		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			114.6	-14.0	-13.0	0.10			114.7	14.0	12.9	0.10		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			114.6	13.9	12.7	0.09			109.6	-13.9	-11.5	0.09		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			109.6	7.3	5.5	0.05			36.7	-7.3	-5.5	0.14		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			109.6	6.6	6.0	0.05			10.3	-6.6	-5.8	0.49		
Южная	Улыбино ВН	28	2			116.1	-78.8	15.0	0.40			117.8	80.5	-14.1	0.40		



# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## УВЕЛИЧЕНИЕ СЕЧЕНИЙ

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить <input type="checkbox"/> Суммы дочерних папок																
Исходные данные Результаты Кусты узлов																
Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки																
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Унорм	Нсхн	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			116.3	-10.1			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	119.06	-2.5	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	114.29	-7.0			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	10.86	-7.8	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	38.20	-7.0			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.33	-8.2	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.14	-10.5	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	36.41	-8.0	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	11.12	-9.7	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.63	-8.0			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	37.03	-8.3	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	10.97	-12.2	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	35.11	-10.1	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.73	-12.2	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	37.49	-8.8			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	35.51	-9.9			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	34.18	-10.6	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	9.96	-15.3	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	111.93	-8.9			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	114.86	-8.2	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.66	-9.2	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	111.25	-13.3	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	117.93	-5.5			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	117.83	-5.5	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	113.03	-8.1			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	37.81	-8.1	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	10.67	-8.9	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	118.60	-5.0		-30.00	121.00			40.0	24.8				

"Дерево" Шрифт Очистка Соответствие Читать из файла Сохранить в файл																	
Узлы Ветви Пограничные связи																	
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pj	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pj	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		121.0	58.1	-5.0	0.28			119.1	-56.9	6.5	0.28		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		121.0	58.1	-5.0	0.28			119.1	-56.9	6.5	0.28		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			119.1	38.2	20.4	0.21			114.3	-38.1	-16.6	0.21		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			114.3	9.5	4.6	0.05			10.9	-9.5	-4.4	0.55		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			114.3	28.7	12.1	0.16			38.2	-28.6	-12.1	0.47		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			38.2	9.5	5.9	0.17			36.3	-9.1	-5.4	0.17		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			38.2	7.0	4.9	0.13			36.4	-6.7	-4.6	0.13		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			38.2	6.9	1.2	0.11			37.6	-6.8	-1.1	0.11		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			38.2	5.3	0.1	0.08			37.5	-5.2	0.1	0.08		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			36.3	9.9	5.1	0.18			10.1	-9.9	-4.6	0.62		
Сосновка ВН	Бурмистр ВН	8	6			36.4	0.9	-0.1	0.01			36.3	-0.9	0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			36.4	5.9	4.6	0.12			11.1	-5.8	-4.3	0.38		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			37.6	3.1	2.2	0.06			37.0	-3.0	-2.1	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			37.6	3.8	-1.1	0.06			37.5	-3.7	1.1	0.06		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			37.0	3.0	2.1	0.06			11.0	-3.0	-1.8	0.18		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			35.1	6.2	4.1	0.12			10.7	-6.2	-3.7	0.39		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			37.5	5.4	3.9	0.10			35.1	-5.1	-3.5	0.10		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			37.5	4.5	3.3	0.09			35.5	-4.3	-3.1	0.09		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			35.5	1.1	0.7	0.02			35.1	-1.1	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			35.5	3.2	2.4	0.07			34.2	-3.2	-2.3	0.07		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			34.2	3.1	2.3	0.07			10.0	-3.1	-1.9	0.21		
Гилево в тр	Гилево СН	19	15			111.9	1.0	8.4	0.04			37.5	-1.0	-8.4	0.13		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			111.9	-5.3	-11.3	0.06			114.9	5.3	11.7	0.06		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			111.9	4.3	2.9	0.03			10.7	-4.3	-2.9	0.28		
Гилево ВН	Битки	20	22			114.9	91.7	-7.8	0.46			111.3	-88.0	11.5	0.46		
отп Птичьа	Гилево ВН	23	20			117.9	99.4	6.7	0.49			114.9	-97.1	-4.3	0.49		
отп Птичьа	Южная	23	28			117.9	-113.4	-19.5	0.56			118.6	113.8	20.2	0.56		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			117.8	-14.0	-12.9	0.09			117.9	14.0	12.8	0.09		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			117.8	13.9	12.6	0.09			113.0	-13.9	-11.5	0.09		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			113.0	7.3	5.5	0.05			37.8	-7.3	-5.5	0.14		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			113.0	6.6	6.0	0.05			10.7	-6.6	-5.8	0.48		
Южная	Улыбино ВН	28	2			118.6	-73.8	34.6	0.40			119.1	75.6	-33.8	0.40		

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## УМЕНЬШЕНИЕ МОЩНОСТИ БК

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?																
"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить <input type="checkbox"/> Суммы дочерних папок																
Исходные данные Результаты Кусты узлов																
Узлы Ветви С/Н ВПТ МППТ п/ст МППТ участки																
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Унорм	Нсхн	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			116.3	0.3			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	118.60	-2.4	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	113.64	-7.0			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	10.80	-7.7	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	37.98	-6.9			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.10	-8.2	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.07	-10.5	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	36.18	-7.9	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	11.05	-9.7	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.38	-7.9			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	36.76	-8.3	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	10.88	-12.1	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	34.79	-10.0	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.63	-12.1	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	37.20	-8.7			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	35.19	-9.8			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	33.85	-10.5	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	9.84	-15.3	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	111.06	-8.7			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	113.85	-8.1	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.58	-9.1	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	110.20	-13.3	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	116.94	-5.3			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	116.83	-5.3	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	111.99	-8.0			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	37.46	-7.9	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	10.57	-8.7	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	117.61	-4.8		-20.00	121.00			40.0	24.8				
"Дерево" Шрифт Очистка Соответствие Читать из файла Сохранить в файл																
Узлы Ветви Пограничные связи																
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1	121.0	58.1	0.1	0.28			118.6	-57.0	1.3	0.28		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2	121.0	58.1	0.1	0.28			118.6	-57.0	1.3	0.28		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3		118.6	38.2	21.2	0.21			113.6	-38.1	-17.3	0.21		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4		113.6	9.5	4.6	0.05			10.8	-9.5	-4.4	0.56		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5		113.6	28.6	12.8	0.16			38.0	-28.6	-12.8	0.48		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6		38.0	9.5	5.9	0.17			36.1	-9.1	-5.4	0.17		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8		38.0	7.0	4.9	0.13			36.2	-6.7	-4.6	0.13		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10		38.0	6.9	1.6	0.11			37.4	-6.8	-1.4	0.11		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15		38.0	5.3	0.4	0.08			37.2	-5.2	-0.2	0.08		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7		36.1	9.9	5.1	0.18			10.1	-9.9	-4.6	0.63		
Сосновка ВН	Бурмистр ВН	8	6		36.2	0.9	-0.1	0.01			36.1	-0.9	0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9		36.2	5.9	4.6	0.12			11.0	-5.8	-4.3	0.38		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11		37.4	3.1	2.2	0.06			36.8	-3.0	-2.1	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15		37.4	3.7	-0.7	0.06			37.2	-3.7	0.8	0.06		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12		36.8	3.0	2.1	0.06			10.9	-3.0	-1.8	0.18		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14		34.8	6.2	4.1	0.12			10.6	-6.2	-3.7	0.39		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13		37.2	5.4	3.9	0.10			34.8	-5.1	-3.5	0.10		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16		37.2	4.5	3.4	0.09			35.2	-4.3	-3.1	0.09		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13		35.2	1.1	0.7	0.02			34.8	-1.1	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17		35.2	3.2	2.5	0.07			33.8	-3.2	-2.3	0.07		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18		33.8	3.1	2.3	0.07			9.8	-3.1	-1.9	0.21		
Гилево в тр	Гилево СН	19	15		111.1	1.1	7.8	0.04			37.2	-1.1	-7.8	0.12		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20		111.1	-5.4	-10.7	0.06			113.9	5.4	11.1	0.06		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21		111.1	4.3	2.9	0.03			10.6	-4.3	-2.9	0.28		
Гилево ВН	Битки	20	22		113.9	91.8	-7.6	0.47			110.2	-88.0	11.5	0.46		
отп Птичьа	Гилево ВН	23	20		116.9	99.6	6.5	0.49			113.9	-97.2	-3.9	0.49		
отп Птичьа	Южная	23	28		116.9	-113.6	-19.3	0.57			117.6	114.0	20.0	0.57		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23		116.8	-14.0	-13.0	0.09			116.9	14.0	12.8	0.09		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25		116.8	13.9	12.6	0.09			112.0	-13.9	-11.5	0.09		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26		112.0	7.3	5.5	0.05			37.5	-7.3	-5.5	0.14		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27		112.0	6.6	6.0	0.05			10.6	-6.6	-5.8	0.48		
Южная	Улыбино ВН	28	2		117.6	-74.0	24.8	0.38			118.6	75.7	-24.2	0.39		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### ИТОГОВЫЙ ВАРИАНТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить Суммы дочерних папок

Исходные данные Результаты Кусты узлов

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки

Название	N	Код	Устарг	Урасч	dU	Rно	Qно	Уном	Нсхн	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			116.2	5.4			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	118.37	-2.4	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	112.80	-7.0			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	10.91	-7.8	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	38.38	-7.0			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.52	-8.2	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.68	-10.5	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	36.60	-8.0	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	11.02	-9.7	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.64	-7.9			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	37.03	-8.2	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	10.97	-12.0	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	34.91	-9.9	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.67	-12.0	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	37.31	-8.6			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	35.31	-9.6			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	33.97	-10.4	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	10.87	-15.1	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	111.45	-8.6			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	113.66	-8.0	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.61	-9.0	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	110.00	-13.2	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	116.61	-5.2			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	116.50	-5.2	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	111.64	-7.9			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	37.35	-7.9	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	10.54	-8.7	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	117.25	-4.7		-15.00	121.00			40.0	24.8				

"Дерево" Шрифт Очистка Соответствие Читать из файла Сохранить в файл

Узлы Ветви Пограничные связи

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj
Заречная	Улыбино ВН	1	2	1		121.0	58.1	2.7	0.28			118.4	-56.9	-1.3	0.28		
Заречная	Улыбино ВН	1	2	2		121.0	58.1	2.7	0.28			118.4	-56.9	-1.3	0.28		
Улыбино ВН	Улыбино в тр	2	3			118.4	38.8	23.7	0.22			112.8	-38.6	-19.5	0.22		
Улыбино в тр	Улыбино НН	3	4			112.8	9.5	4.6	0.05			10.9	-9.5	-4.4	0.55		
Улыбино в тр	Улыбино СН	3	5			112.8	29.2	15.0	0.17			38.4	-29.1	-15.0	0.49		
Улыбино СН	Бурмистр ВН	5	6			38.4	9.5	5.9	0.17			36.5	-9.1	-5.4	0.17		
Улыбино СН	Сосновка ВН	5	8			38.4	7.0	4.9	0.13			36.6	-6.7	-4.6	0.13		
Улыбино СН	отп Мильтош	5	10			38.4	7.2	2.7	0.11			37.6	-7.1	-2.5	0.11		
Улыбино СН	Гилево СН	5	15			38.4	5.5	1.5	0.09			37.3	-5.4	-1.3	0.09		
Бурмистр ВН	Бурмистр НН	6	7			36.5	9.9	5.1	0.18			10.7	-9.9	-4.6	0.59		
Сосновка ВН	Бурмистр ВН	8	6			36.6	0.9	-0.1	0.01			36.5	-0.9	0.1	0.01		
Сосновка ВН	Сосновка НН	8	9			36.6	5.9	4.6	0.12			11.0	-5.8	-4.3	0.38		
отп Мильтош	Мильтош ВН	10	11			37.6	3.1	2.2	0.06			37.0	-3.0	-2.1	0.06		
отп Мильтош	Гилево СН	10	15			37.6	4.0	0.4	0.06			37.3	-4.0	-0.3	0.06		
Мильтош ВН	Мильтош НН	11	12			37.0	3.0	2.1	0.06			11.0	-3.0	-1.8	0.18		
Быстровка ВН	Быстровка НН	13	14			34.9	6.2	4.1	0.12			10.7	-6.2	-3.7	0.39		
Гилево СН	Быстровка ВН	15	13			37.3	5.4	3.9	0.10			34.9	-5.1	-3.5	0.10		
Гилево СН	отп Шарчино	15	16			37.3	4.5	3.4	0.09			35.3	-4.3	-3.1	0.09		
отп Шарчино	Быстровка ВН	16	13			35.3	1.1	0.7	0.02			34.9	-1.1	-0.6	0.02		
отп Шарчино	Шарчино ВН	16	17			35.3	3.2	2.4	0.07			34.0	-3.2	-2.3	0.07		
Шарчино ВН	Шарчино НН	17	18			34.0	3.1	2.3	0.07			10.9	-3.1	-1.9	0.19		
Гилево в тр	Гилево СН	19	15			111.5	0.5	5.6	0.03			37.3	-0.5	-5.6	0.09		
Гилево в тр	Гилево ВН	19	20			111.5	-4.8	-8.5	0.05			113.7	4.8	8.7	0.05		
Гилево в тр	Гилево НН	19	21			111.5	4.3	2.9	0.03			10.6	-4.3	-2.9	0.28		
Гилево ВН	Битки	20	22			113.7	91.8	-7.5	0.47			110.0	-88.0	11.5	0.47		
отп Птичьа	Гилево ВН	23	20			116.6	99.1	4.1	0.49			113.7	-96.7	-1.6	0.49		
отп Птичьа	Южная	23	28			116.6	-113.0	-16.9	0.57			117.3	113.5	17.7	0.57		
Птичьа ВН	отп Птичьа	24	23			116.5	-14.0	-13.0	0.09			116.6	14.0	12.8	0.09		
Птичьа ВН	Птичьа в тр	24	25			116.5	13.9	12.7	0.09			111.6	-13.9	-11.5	0.09		
Птичьа в тр	Птичьа СН	25	26			111.6	7.3	5.5	0.05			37.3	-7.3	-5.5	0.14		
Птичьа в тр	Птичьа НН	25	27			111.6	6.6	6.0	0.05			10.5	-6.6	-5.8	0.48		
Южная	Улыбино ВН	28	2			117.3	-73.5	22.1	0.38			118.4	75.1	-21.6	0.38		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### РЕМОНТ ЦЕПИ «ЗАРЕЧНАЯ-УЛЫБИНО» И ТРАНСФОРМАТОРА УЛЫБИНО

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить  Суммы дочерних папок

Исходные данные Результаты Кусты узлов

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00				121.2	23.9		-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	114.17	-4.8	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	95.69	-14.0			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	10.68	-16.1	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	38.02	-13.8			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.14	-15.0	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.56	-17.3	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	36.22	-14.7	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	10.90	-16.5	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.07	-13.7			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	36.45	-14.0	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	10.78	-18.0	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	34.04	-14.6	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.88	-16.8	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	36.52	-13.3			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	34.46	-14.3			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	33.07	-15.1	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	10.58	-20.1	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	109.06	-13.2			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	109.38	-11.6	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.77	-13.6	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	105.50	-17.2	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	112.31	-8.2			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	112.20	-8.2	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	107.12	-11.1			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	38.58	-11.1	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	10.87	-11.9	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	112.96	-7.6		-15.00	121.00				40.0	24.8			

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### РЕМОНТ ЦЕПИ ОТ ГЭС И АВАРИЯ НА УЧАСТКЕ «ЮЖНАЯ-ГИЛЕВО»

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить Суммы дочерних папок																
Исходные данные Результаты Кусты узлов																
Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки																
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Унорм	Nсхн	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			164.8	53.2			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	115.33	-3.0	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	105.80	-9.5			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	11.02	-10.4	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	38.78	-9.4			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.94	-10.6	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.80	-12.8	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	37.02	-10.4	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	10.99	-12.1	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.07	-10.7			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	36.45	-11.0	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	10.77	-15.0	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	33.14	-13.3	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.57	-15.6	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	35.69	-11.8			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	33.56	-13.0			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	32.12	-13.7	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	10.21	-19.1	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	106.48	-11.8			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	106.07	-12.5	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.51	-12.2	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	102.01	-18.5	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичья	23	11	121.00	111.12	-6.6			121.00								
Птичья ВН	24	11	121.00	111.01	-6.6	0.05	0.32	121.00								
Птичья в тр	25	11	121.00	105.86	-9.5			121.00								
Птичья СН	26	11	37.50	38.13	-9.5	7.26	5.50	38.50								
Птичья НН	27	11	11.00	10.74	-10.4	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	111.74	-6.0		-15.00	121.00								



## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### РЕМОНТ ЦЕПИ «УЛЫБИНО-ЮЖНАЯ»

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить <input type="checkbox"/> Суммы дочерних папок																
Исходные данные Результаты Кусты узлов																
Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки																
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Заречная	1	1100	121.00	121.00				121.00			117.8	12.6			-50	50
Улыбино ВН	2	11	121.00	118.03	-2.3	0.06	0.35	121.00								
Улыбино в тр	3	11	121.00	111.76	-7.7			121.00								
Улыбино НН	4	11	10.50	11.01	-8.5	9.46	4.40	10.50								
Улыбино СН	5	11	37.50	38.71	-7.6			38.50								
Бурмистр ВН	6	11	37.50	36.87	-8.8	0.03	0.12	38.50								
Бурмистр НН	7	11	11.00	10.79	-11.1	9.90	4.62	10.50								
Сосновка ВН	8	11	37.50	36.95	-8.6	0.02	0.11	38.50								
Сосновка НН	9	11	11.00	10.81	-10.3	5.83	4.29	10.50								
отп Мильтош	10	11	37.50	37.72	-8.9			38.50								
Мильтош ВН	11	11	37.50	37.11	-9.2	0.01	0.03	38.50								
Мильтош НН	12	11	11.00	11.00	-13.0	2.97	1.76	10.50								
Быстровка ВН	13	11	37.50	34.69	-11.3	0.02	0.11	38.50								
Быстровка НН	14	11	11.00	10.60	-13.4	6.16	3.74	10.50								
Гилево СН	15	11	37.50	37.11	-10.0			38.50								
отп Шарчино	16	11	37.50	35.10	-11.0			38.50								
Шарчино ВН	17	11	37.50	33.75	-11.7	0.01	0.03	38.50								
Шарчино НН	18	11	11.00	10.83	-16.6	3.08	1.87	10.50								
Гилево в тр	19	11	121.00	110.76	-10.0			121.00								
Гилево ВН	20	11	121.00	112.57	-10.0	0.06	0.35	121.00								
Гилево НН	21	11	11.00	10.94	-10.3	4.29	2.86	10.50								
Битки	22	11	121.00	108.86	-15.3	88.00	-11.50	121.00								
отп Птичьа	23	11	121.00	115.32	-7.3			121.00								
Птичьа ВН	24	11	121.00	115.21	-7.3	0.05	0.32	121.00								
Птичьа в тр	25	11	121.00	110.28	-10.0			121.00								
Птичьа СН	26	11	37.50	38.25	-10.0	7.26	5.50	38.50								
Птичьа НН	27	11	11.00	10.79	-10.8	6.60	5.83	10.50								
Южная	28	11	121.00	115.93	-6.7		-15.00	121.00			40.0	24.8				