

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедры
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция ПС «Копьево» и прилегающей сети
(наименование темы)

Руководитель _____ « ____ » _____ 2020г. доцент каф. ЭЭ,к.э.н Е.В.Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2020г К.В.Помыткин
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2020г И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2020

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедры
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2020г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Помыткину Константину Вячеславовичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭН-16-01 (16-1) Направление (специальность) 13.03.02
номер код
«Электроэнергетика и электротехника»
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции «Копьево» и прилегающей сети

Утверждена приказом по институту № _____ от _____.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.э.н. доцент кафедры Электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Паспорт подстанции «Копьево», поопорные схемы ВЛ-10 кВ и ВЛ-35 кВ, контрольные замеры, список аварий с 2016 по 2019 год.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть.

2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ПС «Копьево» и предложение мер по ее выравниванию

3 Модернизация схемы ОРУ – 110 кВ

4 Расчет токов короткого замыкания

5 Выбор электрооборудования

6 Выбор терминалов РЗиА

7 Расчет уставок для релейных защит 3.5 Расчет освещения

8 Оценка эффективности установки реклоузеров отходящего присоединения № 36-03

9 Оценка стоимости реконструкции объекта

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Однолинейная схема ПС «Копьево» до реконструкции

2. Однолинейная схема ПС «Копьево» и прилегающей сети после реконструкции

3. Поопорная схема отходящего присоединения № 36-03

Руководитель ВКР

подпись

Е.В.Платонова

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

К.В.Помыткин

инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция ПС «Копьево» и прилегающей сети» содержит 69 страниц текстового материала, 14 рисунков, 16 таблиц, 25 использованных источников, а также 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТОКИ КЗ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ РЗиА, РЕКЛОУЗЕР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, УСТАВКА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР.

Объектом исследования является узел распределительной сети, в состав которого входят электрическая ПС 110/35/10 кВ №36 «Копьево», электрическая ПС №49 «Шира», электрическая ПС №39 «Учум», электрическая ПС №32 «Орджоникидзе», распределительная сеть 10 кВ, питающаяся от ПС «Копьево».

Метод исследования – расчетно-аналитический.

Цель работы заключается в реконструкции узла распределительной сети для увеличения надежности электроснабжения потребителей.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Оценка загруженности силовых трансформаторов;
- Реконструкция схемы сети 110 кВ;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор коммутационной аппаратуры и ее проверка;
- Выбор микропроцессорных терминалов и их настройка;
- Оценка применения секционирующих устройств (реклоузеров) для увеличения надежности электроснабжения;
- Расчет полной стоимости реконструкции узла сети.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Reconstruction of the Kopievo Substation and the adjacent network” contains 69 pages of text material, 14 figures, 16 tables, 25 sources used, and 3 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, CURRENT CURRENTS, MICROPROCESSOR TERMINALS R&A, RECLOSEUR, SWITCH, SET POINT, POWER TRANSFORMER.

The object of the study is a distribution network node, which includes electric substation 110/35/10 kV No. 36 "Kopyevo", electric substation No. 49 "Shira", electric substation No. 39 "Uchum", electric substation No. 32 "Ordzhonikidze", distribution 10 kV network powered by the Kopyevo substation.

The research method is calculation and analytical.

The purpose of the work is to reconstruct the distribution network node to increase the reliability of power supply to consumers.

Tasks of the final qualification work:

- Assessment of the load on power transformers;
- Reconstruction of the 110 kV network diagram;
- Calculation of short circuit currents;
- Selection of switching equipment and its verification;
- Selection of microprocessor terminals and their settings;
- Evaluation of the use of sectioning devices (reclosers) to increase the reliability of power supply;
- Calculation of the total cost of reconstruction of a network node.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание объекта и постановка задачи.....	8
1.1 Общая характеристика проектируемого объекта	8
1.2 Организация эксплуатации	8
1.3 Главная схема электрических соединений и конструктивная часть .	8
1.4 Надежность электроснабжения	12
1.4.1 Аварийность	12
1.4.2 Анализ случаев аварийных отключений	13
2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ПС «Копьево» и предложение мер по ее выравниванию.....	17
3 Модернизация схемы ОРУ – 110 кВ	22
4 Расчет токов короткого замыкания.....	26
5 Выбор электрооборудования	30
6 Выбор терминалов РЗиА.....	35
6.1 Защиты для силовых трансформаторов 110/35/10 кВ.....	36
6.2 Вводной выключатель 10 и 35 кВ	36
6.3 Секционные выключатели 10 и 35 кВ	37
6.4 Шины 10 и 35 кВ	37
6.5 Отходящие линии 10 и 35 кВ.....	37
7 Расчет уставок релейных защит	39
7.1 Расчет уставок для отходящих линий 10 и 35 кВ.....	39
7.2 Расчет уставок для защиты силовых трансформаторов.....	42
7.3 Расчет защит для секционных и вводных выключателей.....	49
7.4 Логическая защита шин.....	52
8 Оценка эффективности установки реклоузеров на отходящем присоединении фидер № 36-03.....	53
9 Оценка стоимости реконструкции объекта.....	60
9.1 Расчет стоимости сооружения ЛЭП 110 кВ.....	60

9.2 Расчет стоимости установки секционирующих устройств отходящего присоединения № 36-03	61
9.3 Расчет стоимости по демонтажу заменяемого электрооборудования ПС «Копьево»	61
9.4 Расчет стоимости модернизации ОРУ-110 кВ ПС «Шира»	62
9.5 Расчет стоимости установки нового оборудования и защит.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	66

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной темы обусловлена тем, что изношенное оборудование не способно покрывать постоянно увеличивающиеся объемы электроэнергии и обеспечить ее необходимое качество из-за роста повреждаемости. Необходимость в реконструкции также возникает и в следствии морального устаревания. Реконструкция ПС с техническим перевооружением из-за старения основного фонда есть решающее условие, чтобы обеспечить требуемую надежность, а также живучесть. Реконструкция ПС позволит на порядок повысить надежность бесперебойного питания потребителей, уменьшить потери электроэнергии, а также эксплуатационные затраты.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Оценка загруженности силовых трансформаторов;
- Реконструкция схемы сети 110 кВ;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор коммутационной аппаратуры и ее проверка;
- Выбор микропроцессорных терминалов и их настройка;
- Оценка применения секционирующих устройств (реклоузеров) для увеличения надежности электроснабжения;
- Расчет полной стоимости реконструкции узла сети.

1 Описание объекта и постановка задачи

1.1 Общая характеристика проектируемого объекта

Электрическая подстанция №36 «Копьево» напряжением 110/35/10 кВ находится на территории Орджоникидзевского района Республики Хакасия, в посёлке Копьево, улица Энергетиков, строение №3. Располагается в районе, с минимальной температурой воздуха зимой -46° . Максимальная зафиксированная температура воздуха летом составляет $+40^{\circ}$. Климат умеренный. Район по гололеду – 3, по ветровому давлению – 3. Эксплуатирующая организация – Южные электрические сети. Год введения в эксплуатацию – 1996 г.

Подстанция «Копьево» запитывается двумя воздушными линиями 110 кВ от подстанции «Шира» (С-334) и линии, питающую подстанцию «Учум» (С-327), предназначена для обеспечения электроэнергией сельскохозяйственных потребителей, которые находятся в зоне пролегания сетей 10 и 35 кВ.

1.2 Организация эксплуатации

Подстанция 110/35/10 кВ «Копьево» числится на балансе филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго». Комплекс мер, направленных на поддержание работоспособности, препятствующий преждевременному выходу из строя оборудования, таких как планово – предупредительные работы, а также оперативный ремонт на ПС осуществляются.

1.3 Главная схема электрических соединений и конструктивная часть

Оборудование трансформаторной подстанции имеет граничный срок эксплуатации 25 лет, после чего необходимо производить полную реконструкцию с его заменой, учитывая возросшее количество выдаваемой элек-

троэнергии для потребителей. Проект по реконструкции предполагает рассмотрение текущего варианта схемы подстанции для возможной последующей модернизации.

На подстанции установлено 2 силовых трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-10000/110-У1, произведенных в 1992 году.

Схемы распределительных устройств:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;

- Открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по блочной схеме с одной рабочей секционированной системой шин, 1-ая секция в работе не задействована;

- Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме с одной рабочей секционированной системой шин.

Для питания собственных нужд и оперативных цепей установлены два трансформатора типа ТМ-160/10, произведенных в 1993 году.

На подстанции применяется оперативный выпрямленный ток. Аккумуляторные сборки отсутствуют. Компрессорное хозяйство отсутствует.

Для осуществления необходимых переключений и вывода в ремонт оборудования используется коммутационная аппаратура, которая представлена следующими видами выключателей и разъединителей (таблицы 1.3.1 и 1.3.2):

Таблица 1.3.1 – Список применяемых выключателей

Выключатели	Напряжение, кВ	110	35	10
	Количество, шт	5	15	12
	Наименование	ВМТ-110Б-1250/25 УХЛ1	С-35М-630АУ1	ВКЭ-10М
	Год установки	1994 г		
	Срок службы	25 Лет	25 Лет	25 Лет

Таблица 1.3.2 – Список применяемых разъединителей

Разъединители	Напряжение, кВ	110	35	10
	Количество, шт	13	16	-
	Наименование	РНДЗ-2-110/1000У1	РДЗ-2-35	-
	Год установки	1994 г		
	Срок службы	25 Лет	До 30 Лет	-

С целью предотвращения возможных пробоев изоляции, выведению оборудования из строя и прочих негативных последствий от коммутационных и грозовых перенапряжений применяется защита вентильными разрядниками (Таблица 1.3.3):

Таблица 1.3.3 – Список применяемых разрядников

Разрядники	Напряжение, кВ	110	35	10
	Количество, шт	8	6	12
	Наименование	РВС-110М	РВС-35	РВО-10
		РВС-35+		РВП-10
		РВС-15		
	Год установки	1994 г		
Срок службы	20 Лет	20 Лет	20 Лет	

Для оперативного выявления аварий с их последующей локализацией на подстанции выполнена установка следующих комплектов релейных защит (Таблица 1.3.4):

Таблица 1.3.4 – Список защит

№	Защищаемое оборудование	Вид установленных защит	Род оперативного тока и напряжения
1	1Т 110/35/10, 2Т 110/35/10	Диф.Защита	Выпрямленный оперативный ток 220В
		МТЗ-110	
		МТЗ-35 и МТЗ-10 (С пуском по напряжению)	
		Перегруз 110 кВ	
		Перегруз 35 кВ и 10 кВ	
		Газ.защита трансформатора и РПН	
		Охлаждение трансформатора	
	АПВ-110, 35, 10кВ		
2	ЛЭП 110 С-327, ЛЭП 110 С-328	Дзо-3з	Выпрямленный оперативный ток 220В
		ДЗР-2з	
		ТО	
		ТЗНПо-4ст.	
		ТЗНПр-2ст	
		АПВ	
3	СВ-110	ТО;	Выпрямленный оперативный ток 220В
		МТЗ;	
		ТЗНП-3ст	
		АПВ	
4	ЛЭП-35 Т-75	МТЗ-3ст.	Выпрямленный оперативный ток 220В
		АПВ	
5	СВ-35	МТЗ	Выпрямленный оперативный ток 220В
		АВР-35	
6	СВ-10	МТЗ	Выпрямленный оперативный ток 220В
		АВР-10	
7	Отходящие линии 10 кВ	МТЗ-2ст.	Выпрямленный оперативный ток 220В
		АПВ	

Для функционирования релейных защит использованы следующие виды измерительных трансформаторов тока и напряжения (Таблицы 1.3.5 и 1.3.6):

Таблица 1.3.5 – Список применяемых трансформаторов тока

Трансформаторы тока	Напряжение, кВ	110	35	10
	Количество, шт	24	-	32
	Наименование	ТФЗМ-110Б/У1	ТВ-35-П	ТЛМ-10
	Год установки	1994 г		
	Срок службы	25 Лет	30 Лет	25 Лет

Таблица 1.3.6 – Список применяемых трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения	Напряжение, кВ	110	35	10
	Количество, шт	6	6	2
	Наименование	НКФ-110-83У1	ЗНОМ-35-65У1	НАМИТ-10
	Год установки	1994 г		
	Срок службы	30 Лет	25 Лет	30 Лет

1.4 Надежность электроснабжения

1.4.1 Аварийность

Обеспечение бесперебойного питания потребителей является одной из главных проблем при создании и эксплуатации какой-либо технической системы, в виду наличия большого количества составляющих ее элементов. Также, в современных рыночных условиях, надежность электроснабжения напрямую связана с экономическими показателями. На рисунке 1.4.1.1 представлены данные об аварийных отключениях на ПС «Копьево» в период с 2016 по 2019 год, также в таблице 1.4.1.1 указано количество аварий по классам напряжения:

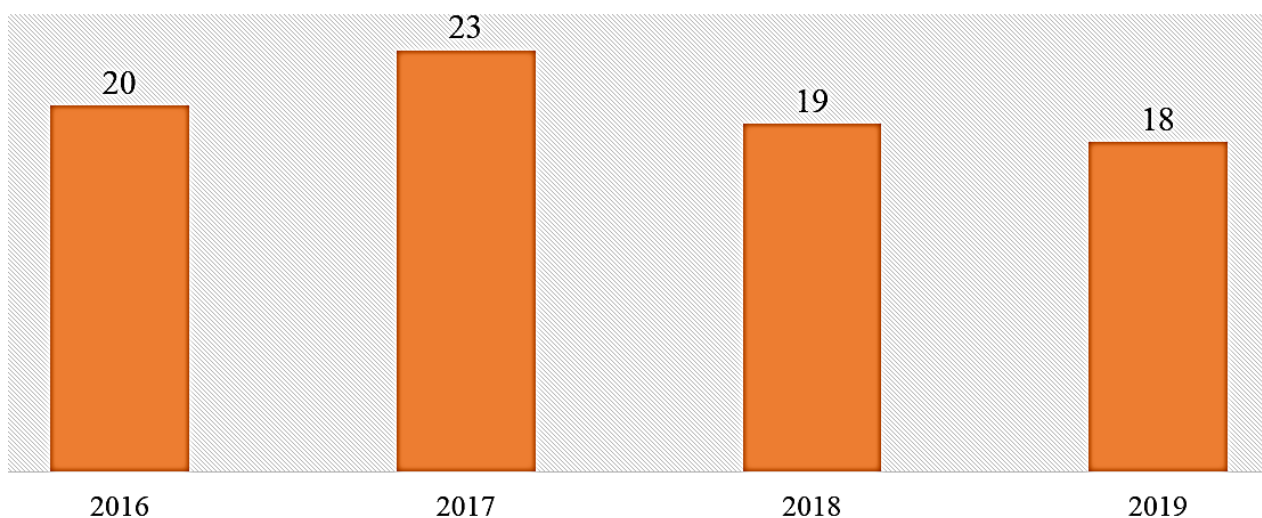


Рисунок 1.4.1.1 – Количество аварийных отключений на ПС «Копьево» в период с 2016 по 2019 год

Таблица 1.4.1.1 – Количество аварий по классам напряжения

Класс напряжения (кВ)	Год	2016	2017	2018	2019
	110	1	1	3	1
35	1	0	4	1	
10	18	22	12	16	
Итого:	20	23	19	18	

Следует отметить, что наибольший вклад в статистику по аварийным отключениям внесли аварии, происходящие при напряжении 10 кВ. Количество этих аварий обусловлено большой разветвленностью распределительных сетей данного класса напряжения. Количество отключений на более высоких классах напряжений в разы меньше.

1.4.2 Анализ случаев аварийных отключений

Аварии на подстанциях – явления довольно редкие, но они чрезвычайно значительные по своим последствиям. Их устранением в основном занимается комплекс релейных защит, в иных же случаях ликвидация аварий ложится на

плечи оперативного персонала. На рисунке 1.4.2.1 представлены данные о времени перерывов электроснабжения с 2016 по 2019 год:

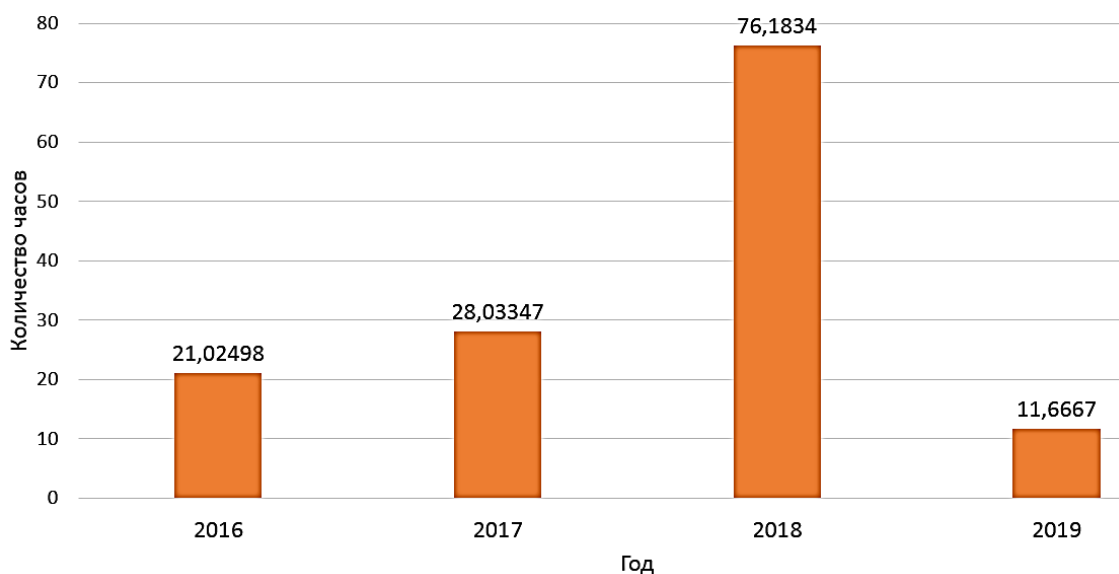


Рисунок 1.4.2.1 – Время перерывов электроснабжения

На рисунке 1.4.2.2 представлены данные о количественном недоотпуске электроэнергии за время перерывов в электроснабжении за период с 2016 по 2019 год:

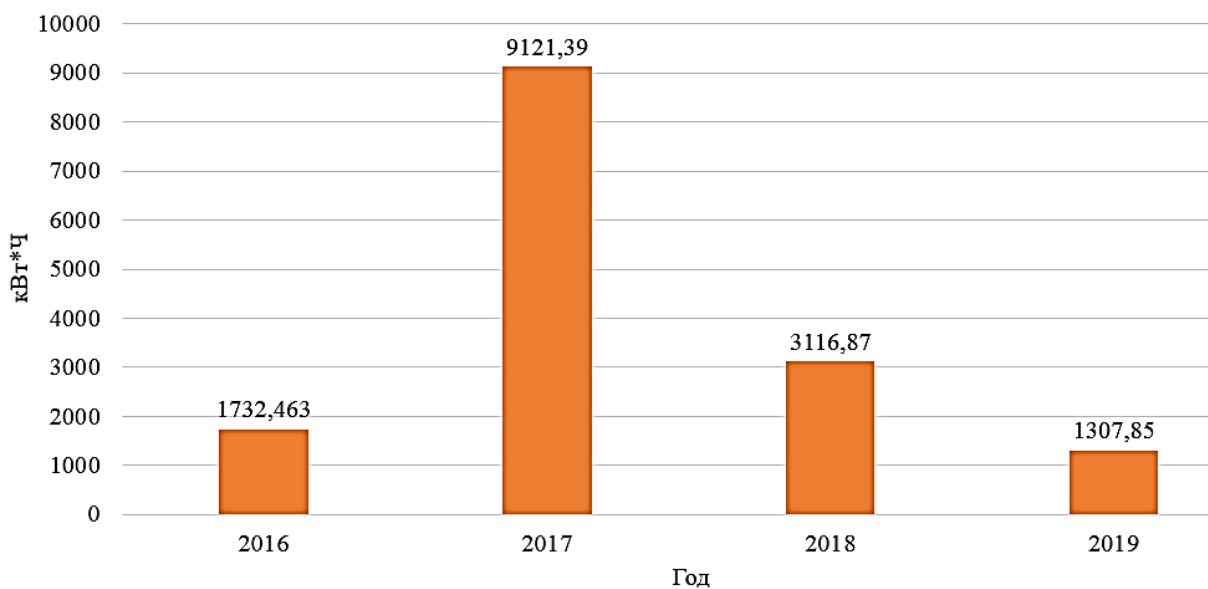


Рисунок 1.4.2.2 – Количество недоотпущенной электроэнергии за время перерыва в электроснабжении

Основываясь на показанных ранее графиках о времени перерывов электроснабжения, а также количестве недоотпущенной электроэнергии можно сделать промежуточный вывод:

– значение времени перерыва в питании сельскохозяйственных потребителей может составлять до 80 часов в год.

Опираясь на вышесказанное из пункта 1.4.1 о распределительных сетях напряжением 10 кВ произведем оценку их процентного вклада в общую статистику по авариям. На рисунке 1.4.2.3 представлены данные о процентном соотношении аварийных отключений распределительных сетей 10кВ к общему числу аварий:

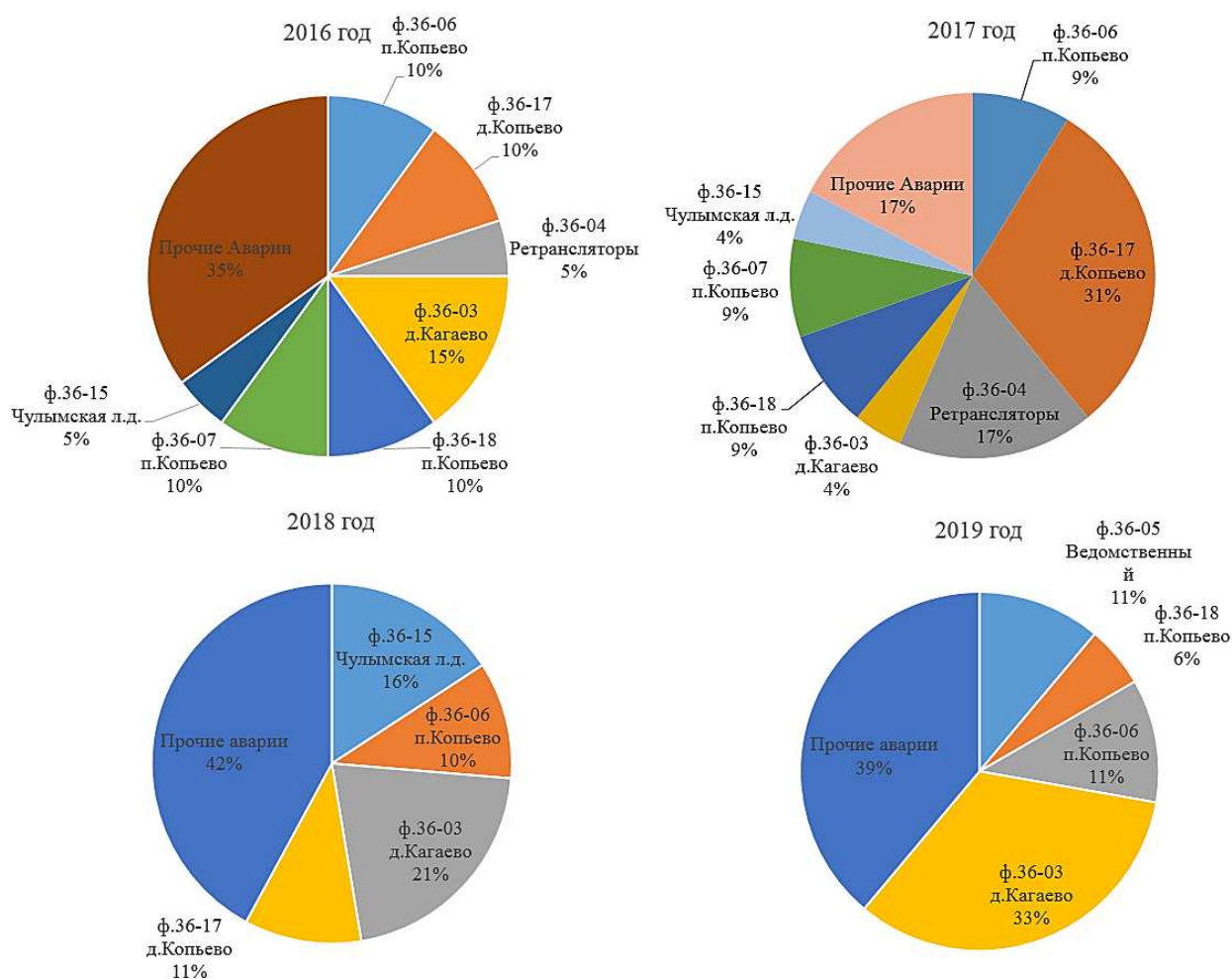


Рисунок 1.4.2.3 - Процентное соотношении аварийных отключений распределительных сетей 10кВ к общему числу аварий

Анализ аварийных отключений, показал, что наивысший процент отключений приходится на распределительные сети 6-10 кВ. Они являются самым уязвимым звеном в системе сельского электроснабжения, из-за того, что построены с применением алюминиевых неизолированных проводов малого сечения, с невысокой механической прочностью. Также малое междуфазное расстояние и длинные пролеты линий в совокупности с высокой ветровой нагрузкой только усугубляют ситуацию. Для систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей характерно до 76 часов перерывов электроснабжения в год. Этот показатель на порядок выше, чем в развитых зарубежных странах.

2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ПС «Копьево» и предложение мер по ее выравниванию

В рамках реконструкции ПС «Копьево» необходимо оценить текущее состояние по загрузке силовых трансформаторов. Исходными данными для анализа загрузки являлась ведомость контрольного замера от 12 декабря 2019 года. На ее основании были получены следующие графики загрузки по трансформаторам (рисунки 2.1 и 2.2):

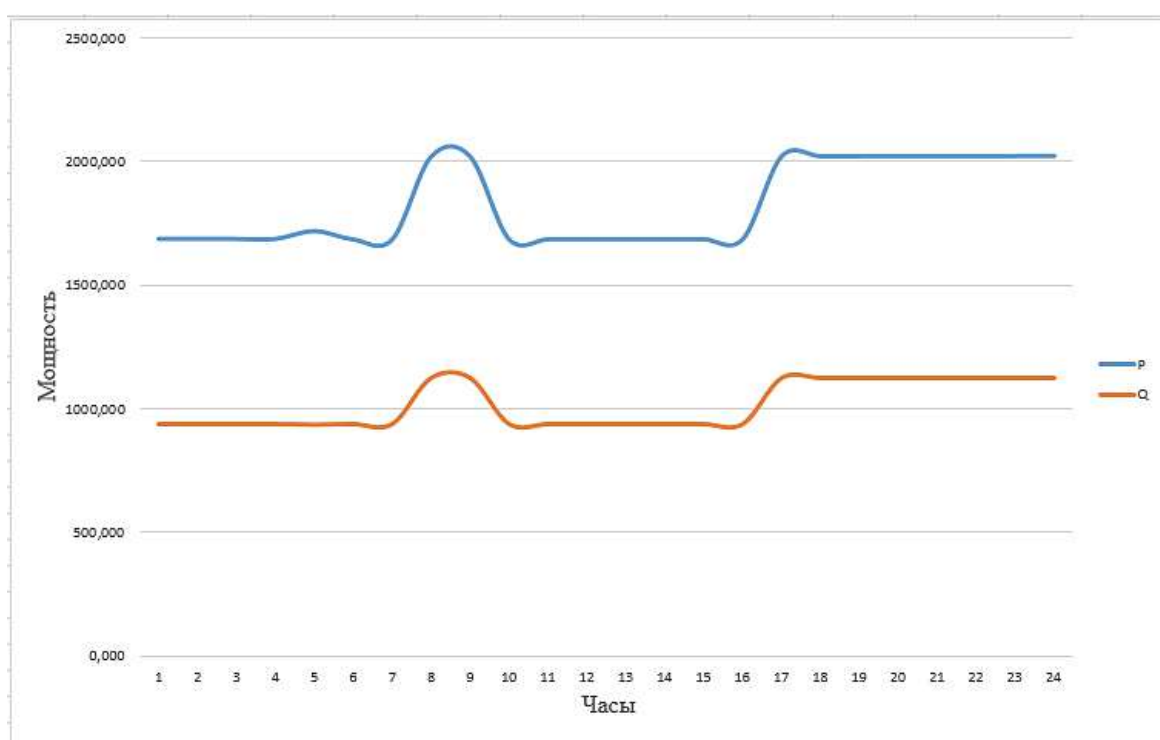


Рисунок 2.1 – График загрузки первого трансформатора

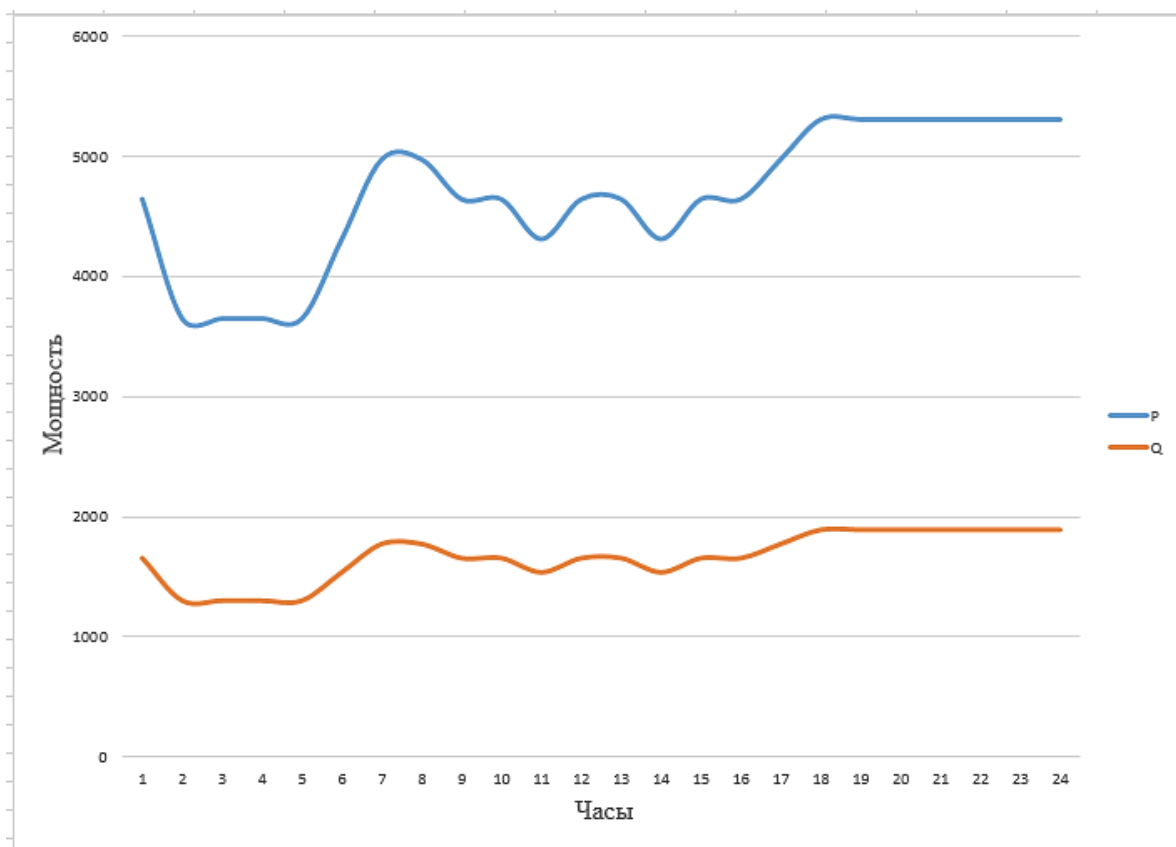


Рисунок 2.2 – График загрузки второго трансформатора

Анализируя представленные графики по нагрузке трансформаторов можно сделать промежуточные выводы:

- Трансформаторы не настроены на параллельную работу, ввиду неравномерной загрузки;
- Среднесуточные значения коэффициентов загрузки достигают значений 0,21 и 0,5 о.е. для первого и второго трансформаторов соответственно;
- Требуется равномерное распределение нагрузки;
- На текущий момент реконструкции ПС «Копьево» и прилегающей сети замена силовых трансформаторов ТДТН-10000/110-У1 не требуется, ввиду их крайне малой загруженности.

Стоит отметить, что в зимний период времени осуществляется работа обоих трансформаторов на ПС из-за возросшей нагрузки. В летний период осуществляется отключение одного из силовых трансформаторов из-за малой

нагрузки, чтобы снизить потери на холостой ход. Потери холостого хода трансформаторов приносят ущерб в несколько раз больший, чем нагрузочные потери.

Для обеспечения равномерной нагрузки силовых трансформаторов можно предпринять следующую меру:

- осуществить частичное переподключение мощных потребителей со второй секции шин ЗРУ-10 кВ на первую.

Самыми мощными потребителями на второй секции ЗРУ-10 кВ являются фидеры № 36-18 и № 36-06. Осуществим переподключение питающего фидера № 36-06 «Водозабор» второй секции на резервный № 36-13 первой секции шин.

Пиковая загрузка по току фидера № 36-06 достигает значения в 48А. Его полная мощность составляет 1536,4 кВа, что в процентном соотношении от общей нагрузки от Т2 составляет 27,3 %.

На рисунках 2.3 и 2.4 представлены графики нагрузки трансформаторов после осуществления мероприятий по перераспределению нагрузки:

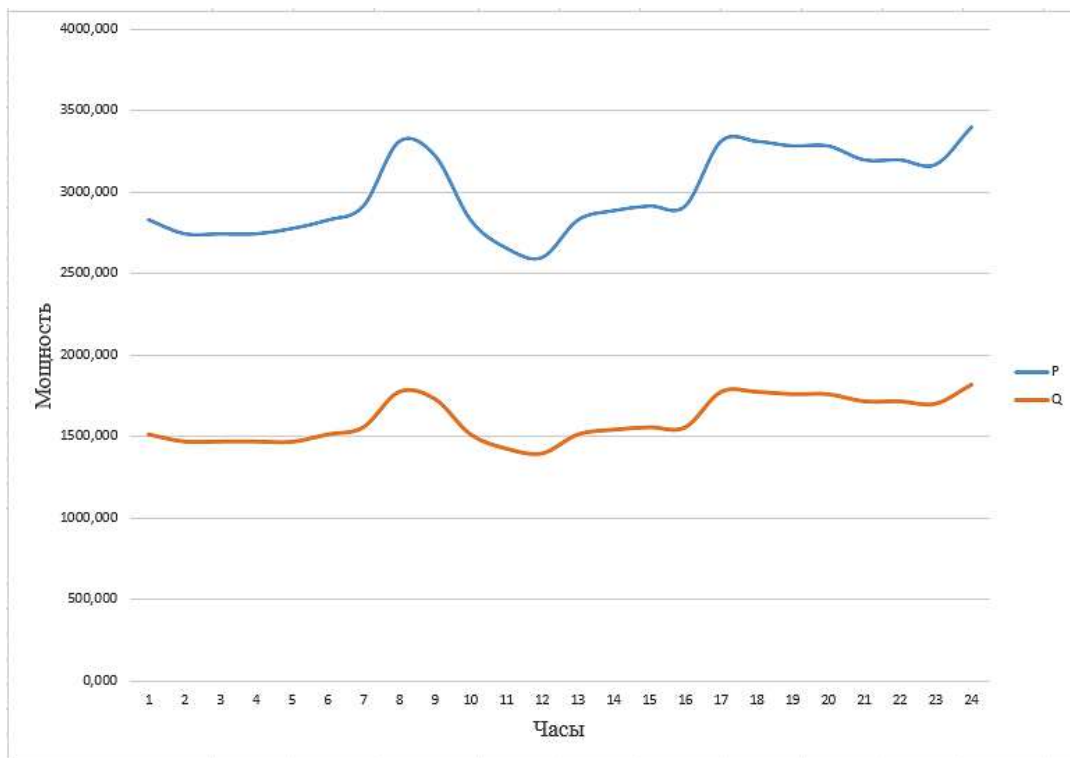


Рисунок 2.3 – График загрузки первого трансформатора после выравнивания нагрузки по секциям

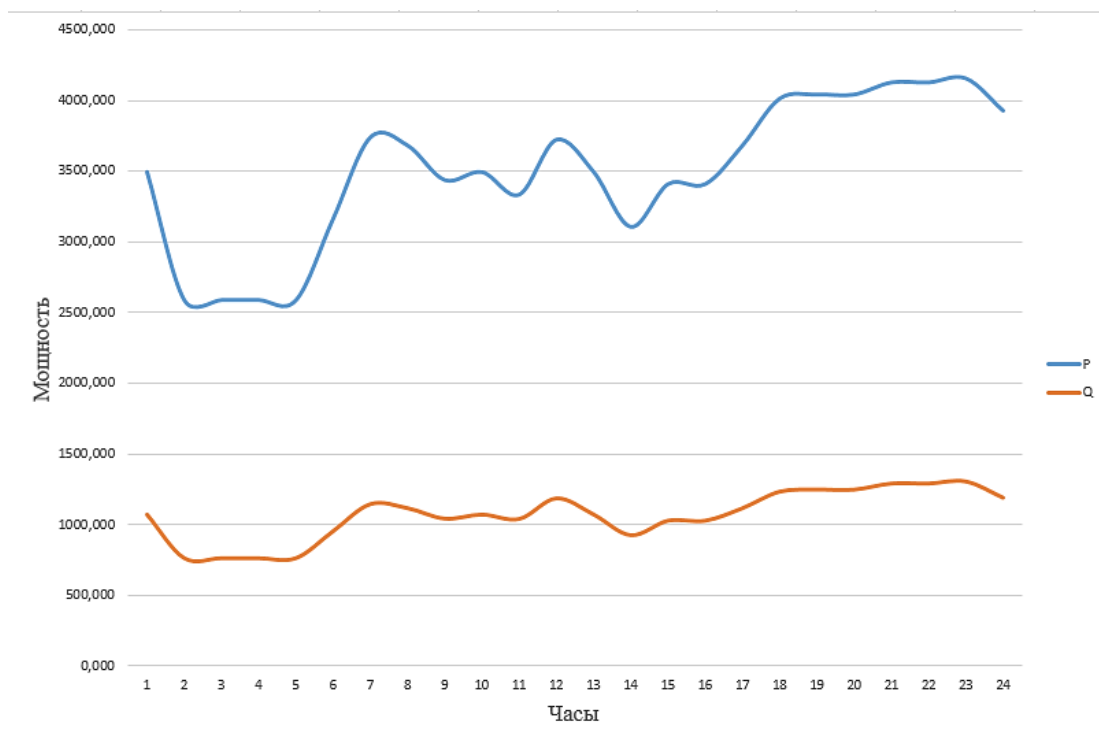


Рисунок 2.4 – График загрузки второго трансформатора после выравнивания нагрузки по секциям

После всех мероприятий по перераспределению нагрузки удалось добиться среднесуточных значений коэффициентов загрузки 0,34 и 0,37 о.е. для первого и второго трансформаторов соответственно.

3 Модернизация схемы ОРУ – 110 кВ

Запитка подстанции 110/35/10 кВ №36 «Копьево» осуществлена по двум линиям С-327 и С-334 напряжением 110 кВ. По отходящей линии С-328 осуществляется питание подстанции №32 «Орджоникизде».

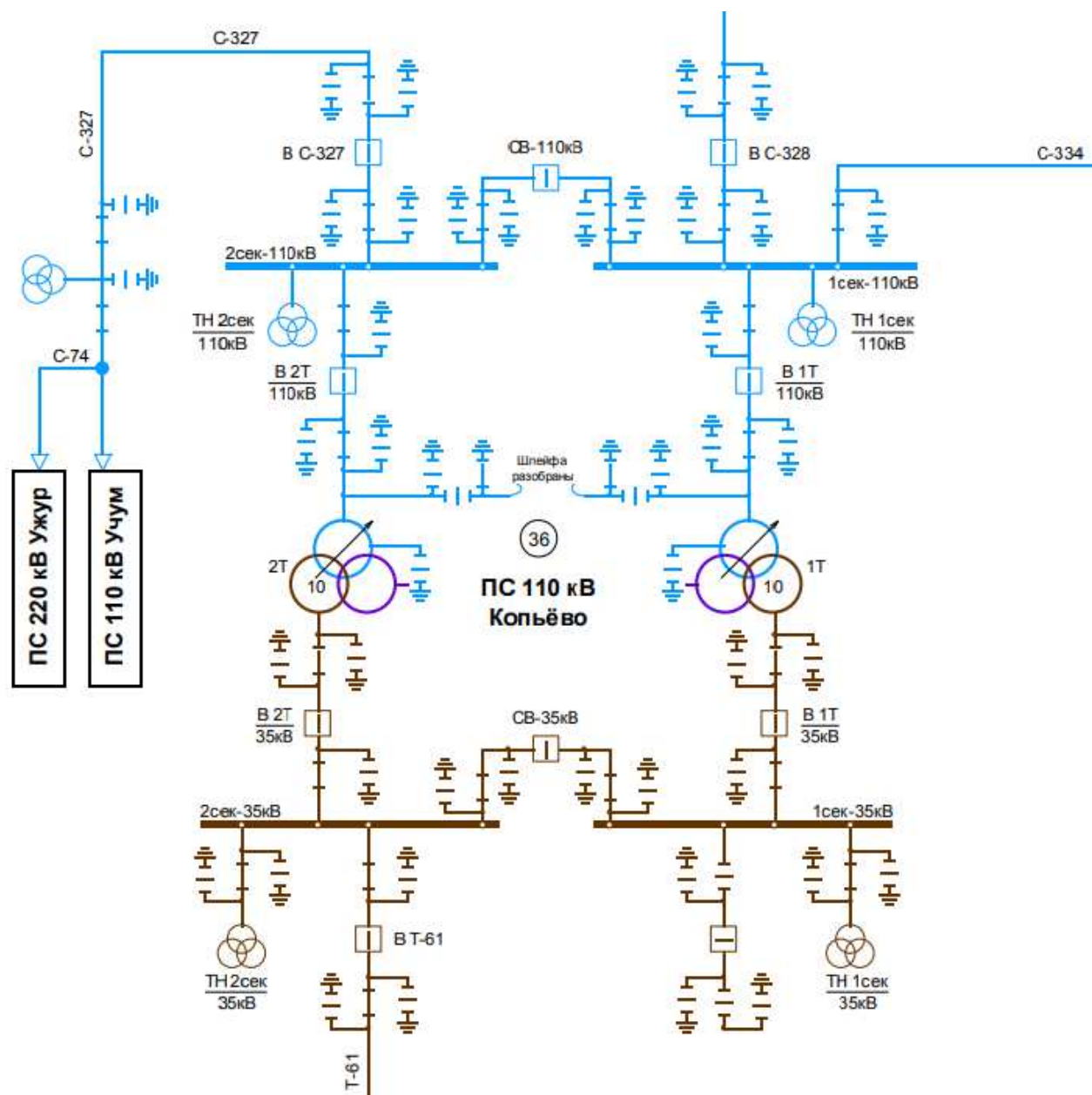


Рисунок 3.1 – Схема ПС №36 «Копьево»

Линия С-334 отходит от ПС №49 «Шира», питающейся через третью секцию шин 110 кВ, ее коммутирование осуществляется секционными вы-

ключателями, либо линейным разъединителем I-ой секции 110 кВ ПС «Копье-ВО».

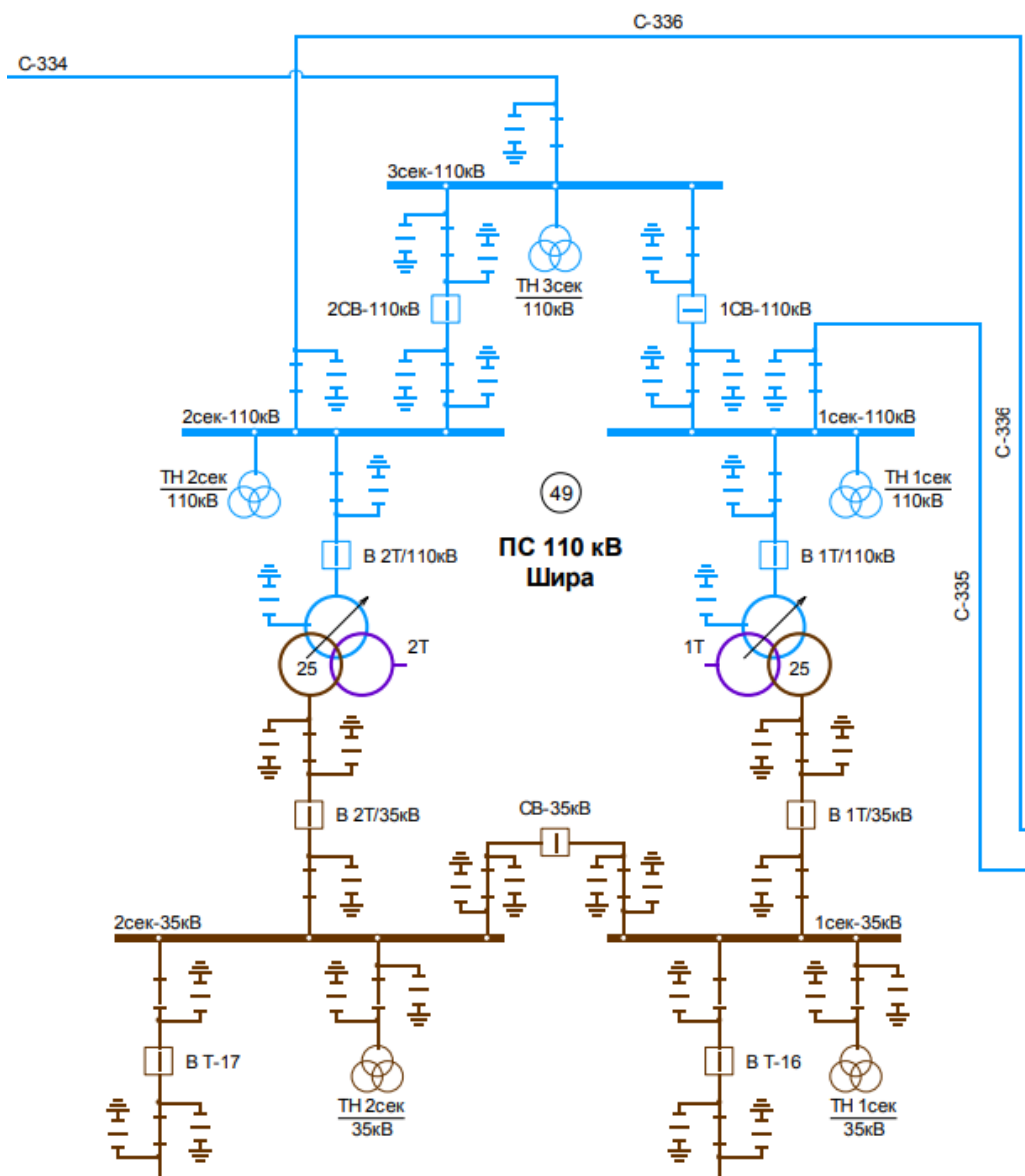


Рисунок 3.2 – Схема ПС №49 «Шира»

Модернизация схемы необходима для увеличения надежности электро-снабжения. Так при каких-либо аварийных случаях на питающей линии С-334 будет отключен секционный выключатель 2СВ, что полностью обесточит 1 секцию на ПС «Копьево», а также отходящую линию на ПС «Орджоникидзе» что недопустимо. Для восстановления питания необходимо будет вручную разомкнуть линейный разъединитель для линии С-334, а затем включить сек-

ционный выключатель. Или же при выводе в ремонт С-334 необходимо будет отключить выключатель 2СВ на подстанции «Шира», чтобы обесточить первую секцию ПС «Копьево» с последующим размыканием линейного разъединителя линии С-334 и включением секционного выключателя. Все это время потребители отходящих линий 10 кВ и подстанция «Орджоникидзе» остаются без электроэнергии.

В качестве меры, которая уменьшит время перерыва в электроснабжении данных потребителей можно произвести установку элегазового выключателя модели ВТБ-110 УХЛ1 на питающей линии С-334. Данный выключатель позволит сократить время ввода в работу 1 секции ПС «Копьево», а также ПС «Орджоникидзе» в случае вывода в ремонт или каких-либо авариях питающей линии С-334.

Характеристики выключателя ВТБ-110 УХЛ1 представлены в пункте №5.

Ввиду того, что ПС «Копьево» заключена в кольцо, то включение секционного выключателя является не допустимым при включенных выключателях питающих линий С-327 и С-334. Это объясняется тем, что могут возникнуть недопустимые перетоки мощности из сети 220 кВ в сеть 110 кВ. На рисунке 3.3 представлена схема питания подстанции «Копьево»:

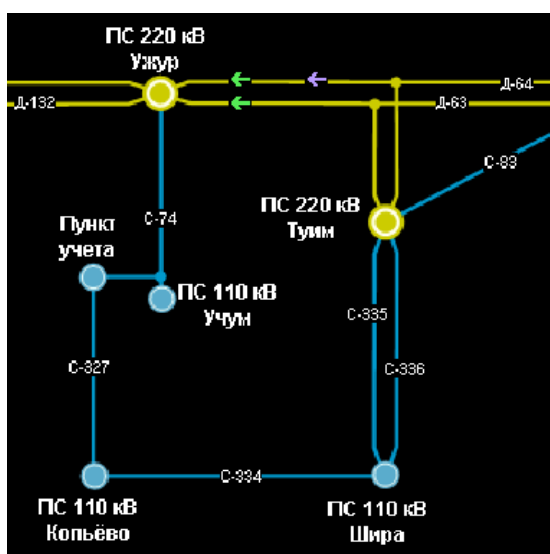


Рисунок 3.3 – Схема включения ПС «Копьево»

Для того, чтобы избавиться от нежелательного воздействия этих пере-
токов, а также расширения возможностей схемы ОРУ – 110 кВ необходимо
предпринять следующие меры:

- демонтировать, либо оставить в качестве резервной питающую линию
С-327;
- на ПС «Шира» провести реконструкцию ОРУ-110 кВ с заменой схемы
с тремя секциями шин на типовую одиночную секционированную систему
шин;
- питающую линию С-334 подключить к первой секции ПС «Шира»;
- осуществить строительство второй одноцепной питающей линии от
подстанции «Шира» до подстанции «Копьево»;
- новую линию подключить ко вторым секциям шин ПС «Шира» и «Ко-
пьево».

Линия С-334 изначально была спроектирована с учетом того, чтобы по-
крыть потребность в электроэнергии ПС «Копьево» и «Орджоникидзе» с уче-
том перегрузочной способности. Проверим это утверждение, произведя неко-
торые расчеты. На ПС «Копьево» установлены силовые трансформаторы
мощностью 10 МВА, ток питающей линии с учетом перегрузки будет иметь
следующее значение:

$$I_{НОМ.ВН} = 2 \cdot 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН.}} = 2 \cdot 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147 \text{ А}$$

На ПС «Орджоникидзе» установлены два силовых трансформатора
мощность 6,3 МВА. Ток с учетом перегрузки имеет следующее значение:

$$I_{НОМ.ВН} = 2 \cdot 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН.}} = 2 \cdot 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 92,6 \text{ А}$$

Общий ток нагрузки новой питающей линии равен 239,6 А, что меньше
длительно-допустимого тока нагрузки для провода АС-185, который равен
270 А. Поэтому в качестве проводника новой ветки будет выбран аналогич-
ный проводник линии С-334 марки АС-185.

4 Расчет токов короткого замыкания

В рамках проекта по реконструкции ПС №36 110/35/10 кВ «Копьево» для выбора и проверки электрических аппаратов, которые будут задействованы в дальнейшей ее работе, необходимо произвести расчет токов симметричного трехфазного короткого замыкания. Все расчеты произведены в относительных единицах с учетом допущений выше 1 кВ, рассмотрен самый тяжелый из возможных вариантов схемы. Из работы выведен Т2, секционные выключатели Q1, Q2 и Q3 находятся во включенном положении [1].

Для начала необходимо составить расчетную схему рассматриваемой электроустановки, с намеченными точками короткого замыкания. На рисунке 4.1 представлена расчетная схема ПС «Копьево»:

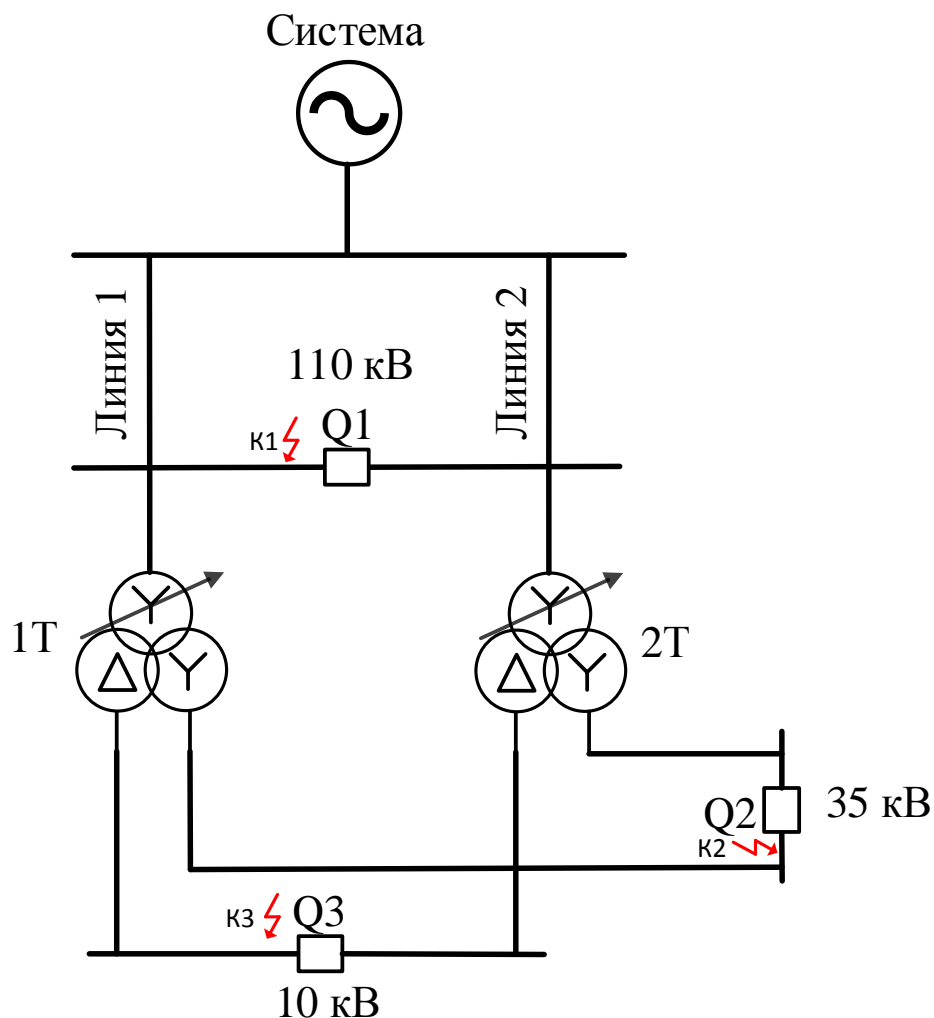


Рисунок 4.1 – Расчетная схема для ПС «Копьево»

Далее на основании расчетной схемы составляется схема замещения.
 Схема замещения представлена на рисунке 4.2:

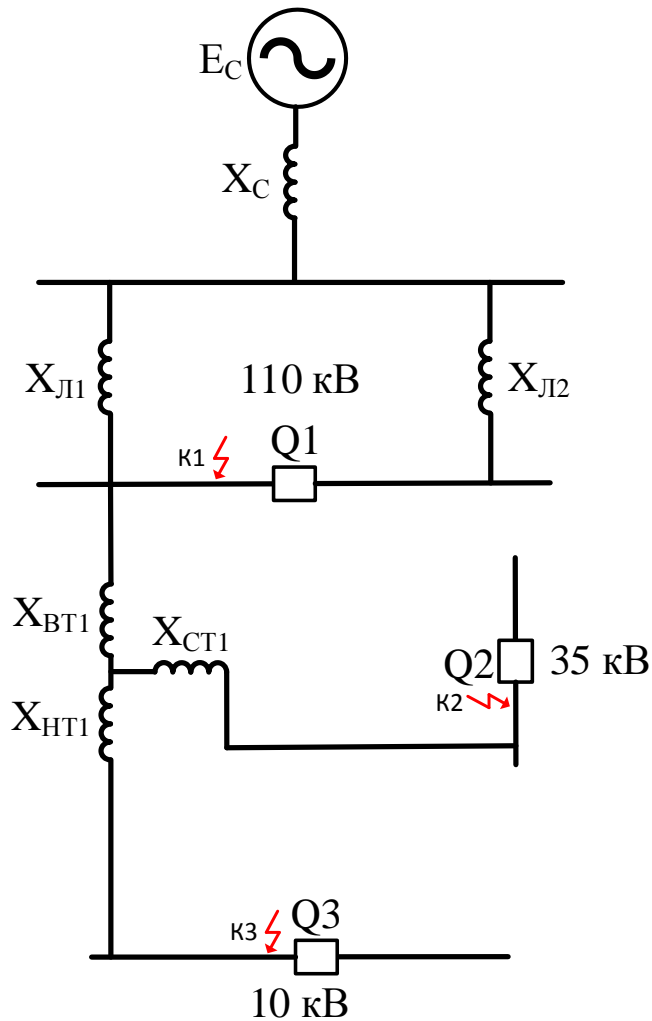


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Теперь определим величины всех сопротивлений элементов схемы замещения в относительных единицах, приняв $S_B = 100$ МВа. Начнем с мощности короткого замыкания:

$$S_{K3} = I_{откл.сп.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} = 25 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 = 4763 \text{ МВа}$$

где $I_{откл.сп.}$ – максимальный ток отключения головного выключателя;

$U_{ном}$ – номинальное значение напряжения.

Определим сопротивление системы X_C :

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{100}{4763} = 0,021 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление линий:

$$X_{Л1} = X_{Л2} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_B}{U_{Ср.Ном}^2} = \frac{0,38 \cdot 68 \cdot 100}{115^2} = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л.ЭКВ} = 0,2 / 2 = 0,1$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление проводника (Ом/км); L – длина линии.

Определим сопротивления для трансформатора:

$$X_{ВТ1} = \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075 \text{ о.е.}$$

$$X_{СТ1} = 0$$

$$X_{НТ1} = \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,675 \text{ о.е.}$$

Теперь рассчитаем базисные токи:

$$I_{Б110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{Б35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{Б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,498 \text{ кА}$$

Теперь рассчитаем токи короткого замыкания в точках К1, К2 и К3, а также ударные токи:

$$I_{110}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{Б110}}{\Sigma X_{К1}} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,02 + 0,1} = 4,17 \text{ кА}$$

$$I_{110УД}^{(3)} = I_{110}^{(3)} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{УД} = 4,17 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,717 = 10,12 \text{ кА}$$

$$I_{35}^{(3)} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,02 + 0,1 + 1,075} = 1,36 \text{ кА}$$

$$I_{35УД}^{(3)} = 1,36 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,7 = 3,27 \text{ кА}$$

$$I_{10}^{(3)} = \frac{1 \cdot 5,498}{0,02 + 0,1 + 1,075 + 0,675} = 3,02 \text{ kA}$$

$$I_{10\text{VD}}^{(3)} = 3,02 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,369 = 5,85 \text{ kA}$$

5 Выбор электрооборудования

Электрические аппараты для подстанций выбирают, исходя из условий их длительной работы с учетом проверки по условиям короткого замыкания. При выборе аппаратов необходимо учитывать следующие факторы:

- Тип установки (ОРУ либо ЗРУ);
- Температура окружающей среды;
- Загрязненность атмосферы и помещений;
- Габариты и удобство размещения аппарата в РУ.

Выбор выключателей осуществляется по назначению и роду установки, конструктивному исполнению, номинальному напряжению, длительному току и отключающей способности. Выключатели также должны быть проверены по электродинамической и термической стойкости.

Нормативные требования по выбору выключателей. Согласно [2, п 7.11-7.13]:

- в РУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели;
- для ОРУ 35 кВ следует предусматривать элегазовые или вакуумные выключатели;
- для РУ 6,10 или 20 кВ следует предусматривать шкафу КРУ с вакуумными выключателями.

Для ОРУ 110 и 35 кВ были выбраны элегазовые выключатель марки ВТБ-110 [3] ВГБЭ-35 [4] соответственно, с климатическим исполнением УХЛ1.

Для ЗРУ-10 были выбраны КРУ серии «Эталон» [5] от компании «Таврида Электрик».

В качестве примера произведем проверку выбранного выключателя ВТБ-110 для ОРУ 110 кВ по следующим расчетным условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.1)$$

где $U_{уст}$ - номинальное рабочее напряжение электроустановки (кВ),

$U_{НОМ}$ - номинальное рабочее напряжение выключателя (кВ).

$$I_{УТЯЖ} \leq I_{НОМ} \quad (5.2)$$

где $I_{УТЯЖ}$ - максимальное значение тока с учетом возможных перегрузок (А), $I_{НОМ}$ - номинальное значение рабочего тока выключателя (А).

$$I_n^{(3)} \leq I_{ПР.С} \quad (5.3)$$

где $I_n^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания (кА), $I_{ПР.С}$ - предельное значение тока, которое может пропустить выключатель без каких-либо повреждений (кА).

$$i_{УД} \leq i_{ДИН} \quad (5.4)$$

где $i_{УД}$ - ударный ток трехфазного КЗ (кА), $i_{ДИН}$ - ток динамической стойкости выключателя (кА).

$$B_k \leq I_{ПР.τ}^2 \cdot t_τ \quad (5.5)$$

где B_k - тепловой импульс расчетного тока короткого замыкания (кА²·с), $I_{ПР.τ}$ - ток термической стойкости аппарата (кА), $t_τ$ - допустимое время протекания тока термической стойкости (3 секунды).

$$110кВ \leq 110кВ$$

$$I_{УТЯЖ} = K_{ПЕР} \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН.}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 А \leq 2000 А$$

$$4,17кА \leq 40кА$$

$$10,12кА \leq 102кА$$

$$I_{ПР.τ}^2 \cdot t_τ = 4,17^2 \cdot (0,18 + 0,03) = 3,65кА^2 \cdot сек$$

$$3,65кА^2 \cdot сек \leq 4800кА^2 \cdot сек$$

Проверка остальных коммутационных аппаратов осуществляется аналогично. Результаты выбора выключателей, а также их проверки представлены в расчетных таблицах 5.1, 5.2 и 5.3.

Таблица 5.1 – Расчетная таблица выбора выключателей ВН 110 кВ

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	ВТБ-110 УХЛ1	$U_{уст} = 110кВ$	$U_{НОМ} = 110 кВ$
$I_{утяж} \leq I_{НОМ}$		$I_{утяж} = 60,33А$	$I_{НОМ} = 2000А$
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)} = 4,17кА$	$i_{пр.с} = 40кА$
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 10,12кА$	$i_{дин} = 102кА$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 3,65кА^2 \cdot с$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 4800 кА^2 \cdot с$

Таблица 5.2 – Расчетная таблица выбора выключателей СН 35 кВ

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	ВГБЭ-35	$U_{уст} = 35кВ$	$U_{НОМ} = 35кВ$
$I_{утяж} \leq I_{НОМ}$		$I_{утяж} = 25,2А$	$I_{НОМ} = 630А$
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)} = 1,36кА$	$i_{пр.с} = 12,5кА$
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 3,27кА$	$i_{дин} = 35кА$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 0,425кА^2 \cdot с$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 468,75 кА^2 \cdot с$

Таблица 5.3 – Расчетная таблица проверки выключателя НН 10 кВ КРУ «Эталон»

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	Коммутационный модуль ISM15 КРУ «Эталон»	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{НОМ} = 10кВ$
$I_{утяж} \leq I_{НОМ}$		$I_{утяж} = 575,4А$	$I_{НОМ} = 1000А$
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)} = 3,02кА$	$i_{пр.с} = 21кА$
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 5,85кА$	$i_{дин} = 51кА$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 1,73кА^2 \cdot с$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 1200 кА^2 \cdot с$

В рамках проекта по реконструкции подстанции «Копьево» №36 для увеличения надежности энергоснабжения потребителей, расположенных в зоне пролегания сетей 10 кВ, будет произведена установка вакуумных реклоузеров. Методика выбора и проверки необходимой модели реклоузера осу-

ществляется также, как и для обычного выключателя. Стоит отметить, что для подключения к сети вакуумного реклоузера, необходимо устанавливать линейный разъединитель. Выбор линейного разъединителя должен быть осуществлен, прежде всего, по длительному току нагрузки и номинальному напряжению. Он также должен пройти проверку по электродинамической и термической стойкости.

Исходя из произведенного ранее анализа аварийных случаев отключения (пункт 1.4.2) целесообразным будет установить реклоузеры на следующие питающие фидеры:

- ф.36-03 д.Кагаево.

Модель реклоузера, которая будет выбрана, проверена и установлена в дальнейшем, именуется как REC15 [6] от компании «Таврида Электрик».

Результаты проверки выключателя реклоузера REC15, а также выбора линейного разъединителя [7] представлены в расчетных таблицах 5.4 и 5.5:

Таблица 5.4 – Расчетная таблица проверки выключателя реклоузера REC15 10 кВ

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	Коммутационный модуль REC15	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{ном} = 10кВ$
$I_{утяж} \leq I_{ном}$		$I_{утяж} = 36,4А$	$I_{ном} = 630А$
$I_n^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_n^{(3)} = 3,02кА$	$i_{пр.с} = 12,5кА$
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 5,85кА$	$i_{дин} = 32кА$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 1,73кА^2 \cdot с$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 468,75 кА^2 \cdot с$

Таблица 5.5 – Расчетная таблица выбора линейного разъединителя 10 кВ

Условие выбора	Тип выключателя	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	РЛНД-1-10Б/400	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{ном} = 10кВ$
$I_{утяж} \leq I_{ном}$		$I_{утяж} = 36,4А$	$I_{ном} = 400А$
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 5,85кА$	$i_{дин} = 25кА$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 1,73кА^2 \cdot с$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 300 кА^2 \cdot с$

6 Выбор терминалов РЗиА

Наиболее распространенными производителями микропроцессорных терминалов РЗиА являются:

- Научно-производственное предприятие «Экра»;
- «ABB»;
- «Schneider Electric».

Сравнительный анализ по выбору поставщика терминалов РЗиА представлен в таблице 6.1:

Таблица 6.1 - Сравнительный анализ по выбору поставщика

Производитель	Наличие рекомендаций по расчету уставок	Оптимальная цена	Рекомендация к импортозамещению
НПП "Экра"	+	+	+
"ABB"	+	-	+
"Schneider Electric"	+	-	+

Для защиты отходящих линий 10 кВ от подстанции в шкафах КРУ серии «Эталон» предусмотрена микропроцессорная защита, требуется лишь ее настройка. Для остальных присоединений подстанции используем шкафы производственного предприятия «Экра». Данной фирмой в их устройствах РЗиА используется логика электромеханической релейной защиты, которая является наиболее простой для понимания принципа ее работы персоналом [8].

Для выбора необходимого оборудования требуется определить состав необходимых защит.

6.1 Защиты для силовых трансформаторов 110/35/10 кВ

Согласно ПУЭ [9, 3.2.51-3.2.71], для трансформаторов мощностью от 6,3 МВА рекомендуется устанавливать следующие виды защит:

- комплект дифференциальной защиты;
- газовая защита;
- защита РПН с использованием струйных реле;
- дифференциальная защита ошиновки;
- защита от перегрузки;
- автоматика для регулировки устройства РПН;
- дифференциальная защита ошиновки.

Для защиты трехобмоточного трансформатора будем использовать шкаф серии ШЭ2607 045 [10].

6.2 Вводной выключатель 10 и 35 кВ

В рамках реконструкции ПС «Копьево» вводные выключатели на сторонах 35 и 10 кВ были заменены. Требуется перерасчет их защит.

Согласно [2, 12.15] на вводных выключателях необходимо предусматривать:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ при отказе выключателя.

Защита вводных выключателей 10 кВ осуществляется при помощи микропроцессорного терминала, встроенного в шкаф КРУ «Эталон».

Защита вводных выключателей 35 кВ будет осуществлена при помощи микропроцессорного терминала БЭ2502А03 [11] от НПО «Экра».

6.3 Секционные выключатели 10 и 35 кВ

Ввиду того, что секционные выключатели 10 и 35 кВ были заменены, необходимо сделать перерасчет их защит. Согласно [2, 12.15] должны быть предусмотрены следующие защиты для секционных выключателей:

- АВР;
- дуговая защита;
- максимальная токовая защита;
- УРОВ.

Для защиты секционного выключателя ОРУ-35 кВ воспользуемся терминалом БЭ2502А03 [11] от НПО «Экра». Защита секционного выключателя ЗРЗ-10 кВ будет осуществлена встроенным терминалом в КРУ.

6.4 Шины 10 и 35 кВ

Согласно [2, 12.15] для каждой секции шин 6-35 кВ должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- логическая защита шин;
- защита от однофазных замыканий;
- дуговая защита шин;
- защита минимального напряжения.

Стоит отметить, что в пункте 3.3.25 ПУЭ [9] указано что, когда осуществляется раздельная работа трансформаторов для шин должно предусматриваться АПВ, которое работает в совокупности с АВР.

6.5 Отходящие линии 10 и 35 кВ

Для защиты отходящих присоединений 10 и 35 кВ [9, 3.2.98 – 3.2.105] должны быть предусмотрены защиты от многофазных, а также от однофазных коротких замыканий. По [2, 9.14] на отходящих присоединениях должны быть

предусмотрены следующие виды защит:

- МТЗ;
- ТО;
- АПВ;
- УРОВ;
- защита от замыканий на землю.

В качестве терминала для защиты отходящей линии 35 кВ будем использовать микропроцессорный терминал БЭ2502 А0102 [12].

В качестве защиты отходящих линий 10 кВ используется встроенный в шкаф КРУ микропроцессорный терминал.

7 Расчет уставок релейных защит

7.1 Расчет уставок для отходящих линий 10 и 35 кВ

Для защиты отходящих линий напряжением 10 кВ используем двухступенчатую ТЗ (токовая отсечка и максимальная токовая защита).

Первой ступенью защиты является – токовая отсечка. Она предназначена для отключения близкорасположенных токов КЗ. Ток для срабатывания отсечки рассчитывается относительно тока трехфазного КЗ в конце защищаемого участка, либо от броска тока намагничивания питаемых трансформаторов линии [13].

В качестве примера рассчитаем уставки для питающего фидера №36-18. Для фидера №36-18: $I_{КЗ}^{(3)} = 2846 А$, $I_{БНТ} = 2246 А$.

$$I_{С.З.ТО} = k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \quad (7.1.1)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток симметричного трехфазного КЗ (А), $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки.

$$I_{С.З.ТО} = 1,1 \cdot 2846 = 3130,6 А$$

Определим теперь ток для срабатывания реле:

$$I_{С.Р.} = \frac{I_{С.З.ТО} \cdot K_{СХ}}{n_T} \quad (7.1.2)$$

где $K_{СХ}$ - коэффициент схемы, n_T - коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{С.Р.} = \frac{3130,6 \cdot 1}{10} = 313 А$$

Принимаем за уставку ток срабатывания 313 А с отключением без выдержки времени.

Проверим чувствительность ТО:

$$K_{\chi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{n_T \cdot I_{С.Р.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3020}{3130} = 0,84 \leq 1,5 \quad (7.1.3)$$

Полученный коэффициент чувствительности не превышает установленное значение равное 1,5 [9, 3.2.21]. Это значит, что ТО данного присоединения не будет являться основной защитой.

Рассчитаем уставки для МТЗ:

$$I_{C.з.} = \frac{k_H \cdot k_{CЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС}}{k_B} \quad (7.1.4)$$

где k_H - коэффициент надежности (1,1-1,15), k_B - коэффициент возврата (для цифровых терминалов 0,96), $k_{CЗП}$ - коэффициент самозапуска (1,2 - 1,3).

$$I_{C.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,2}{0,96} = 1,32$$

Теперь определим вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{C.р.} = \frac{I_{C.з.} \cdot k_{CX}}{n_T} = \frac{1,32 \cdot 1}{10} = 0,132 A$$

Принимаем уставку по току 0,132 А с действием на отключение выключателя.

Определим первичный ток срабатывания:

$$I_{C.з.в} = K_{TP} \cdot I_{C.р.} = 10 \cdot 0,132 = 1,32 A \quad (7.1.5)$$

Проверим чувствительность МТЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{C.р.МТЗ}} = \frac{310}{1,32} \geq 235, \quad (7.1.6)$$

Время для срабатывания МТЗ принимает 0,4 секунды.

Произведем расчет для уставок от однофазных КЗ на землю.

Для начала необходимо вычислить значение емкостного тока данной линии по эмпирической формуле:

$$I_C \approx \frac{U_{НОМ} \cdot L_{Л}}{350} \approx \frac{10,5 \cdot 6,914}{350} = 0,21 A \quad (7.1.7)$$

где $L_{Л}$ - полная длина питающей линии (км), $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение линии.

Определим ток для срабатывания защиты:

$$I_{0,с.3} \geq K_{отс} \cdot K_{БР} \cdot I_C = 1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,21 = 0,45A \quad (7.1.8)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент, который учитывает погрешность реле тока и ошибки расчета емкостного тока линии (1,2 – 1,3), $K_{БР}$ - коэффициент, который учитывает увеличение действующего значения емкостного тока при перебегающих ОЗЗ (1,2 – 2,5).

Определим ток для срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{0,45 \cdot 1}{10} = 0,045A$$

Принимаем уставку на терминале 0,05 А с действием на отключение. Время на срабатывание защиты принимаем 0 секунд [14].

Для аварийных отключений при отказе выключателя предусматривается УРОВ. Оно должно срабатывать на отключение более близкого к источнику питания выключателя. Например, при отказе выключателя на стороне 10 кВ им будет являться выключатель, находящийся на стороне 110 кВ. Время действия УРОВ принимается в зависимости от качества применяемых выключателей (0,15 – 0,3 сек) [15].

Произведем расчет уставки на примере фидера №36-18:

$$I_{с.з} = 0,1 \cdot I_{с.з.МТЗ} = 0,1 \cdot 92 = 9,2A \quad (7.1.9)$$

где $I_{с.з.МТЗ}$ - первичный ток срабатывания МТЗ.

Ток для срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{9,2 \cdot 1}{10} = 0,92A$$

Дальнейшие расчеты по уставкам для отходящих присоединений идентичны. В таблице 6.1 представлены уставки для присоединений 10 и 35 кВ:

Таблица 6.1 – Уставки отходящих присоединений

Фидер	ТО			МТЗ			ОЗЗ			УРОВ		
	Ис.з.	Ис.р.	тв.	Ис.з.	Ис.р.	тв.	Ис.з.	Ис.р.	тв.	Ис.з.	Ис.р.	тв.
36-17	1746,6	87,23	0	17	0,85	0,4	0,79	0,04	С	1,7	0,09	0,6
36-15	-	-	-	21	0,7	0,4	1,67	0,06	С	2,1	0,07	0,6
36-13	-	-	-	66	6,6	0,4	0,55	0,06	С	6,6	0,66	0,6
36-07	1451	72,55	0	6	0,3	0,4	0,42	0,02	С	0,6	0,03	0,6
36-05	231	11,6	0	6	0,6	0,4	0,46	0,05	С	0,6	0,06	0,6
36-03	1615	80,7	0	35,75	3,58	0,4	-	-	-	3,6	0,36	0,6
36-04	-	-	-	1,5	0,05	0,4	0,26	0,01	С	0,15	0,01	0,6
36-14	-	-	-	4,1	0,41	0,4	-	-	-	0,41	0,04	0,6
36-16	-	-	-	6	0,6	0,4	0,55	0,06	С	0,6	0,06	0,6
36-18	-	-	-	92	9,2	0,4	0,45	0,04	С	9,2	0,92	0,6
T-61 35кВ	-	-	-	24,6	0,41	0,4	-	-	-	2,46	0,04	0,6

7.2 Расчет уставок для защиты силовых трансформаторов

Расчет первичного значения тока для работы защиты от перегрузки силового трансформатора рассчитывается следующим образом:

$$I_{C.ЗП} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НОМ.СТОП}}{K_B} \quad (7.2.1)$$

где $K_{отс} = 1,08$ - коэффициент отстройки, $I_{НОМ.СТОП}$ - номинальный ток соответствующей стороны трансформатора (А), $K_B = 0,9$ – возвратный коэффициент.

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки рассчитывается как:

$$I_{C.ЗП.ВТОР} = \frac{I_{C.ЗП} \cdot k_{CX}}{n_1} \quad (7.2.2)$$

где $I_{C.ЗП}$ - первичное значения тока срабатывания защиты от перегрузки (А), n_1 - коэффициент трансформации ТТ на соответствующей стороне.

Сторона ВН силового трансформатора:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН.}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 A$$

$$I_{C.ЗП.} = \frac{1,08 \cdot 52,5}{0,9} = 63 A$$

$$I_{C.ЗП.ВТОР} = \frac{63 \cdot 1}{30} = 2,1 A$$

Сторона СН силового трансформатора:

$$I_{НОМ.СН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 A$$

$$I_{C.ЗП.} = \frac{1,08 \cdot 165}{0,9} = 198 A$$

$$I_{C.ЗП.ВТОР} = \frac{198 \cdot 1}{60} = 3,3 A$$

Сторона НН силового трансформатора:

$$I_{НОМ.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 A$$

$$I_{C.ЗП.} = \frac{1,08 \cdot 165}{0,9} = 692,4 A$$

$$I_{C.ЗП.ВТОР} = \frac{692,4 \cdot 1}{120} = 5,77 A$$

Уставка времени срабатывания защиты от перегрузки – 9 секунд [15].

Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Расчет начинаются с определения коэффициентов схемы по соответствующей формуле [15]:

$$K_{СХ.СТОП} = K_{СХ.ТТ} \cdot K_{СХ.ОБМ} \cdot K_{ВКЛ.ТТ} \quad (7.2.3)$$

где $K_{СХ.ТТ}$ - коэффициент, который учитывает схему соединения вторичных обмоток у ТТ, $K_{СХ.ОБМ}$ - коэффициент, который учитывает схему соединения обмоток трансформатора, $K_{ВКЛ.ТТ}$ - коэффициент, который учитывает схему по которой ТТ подключен на линейные, либо фазные токи, когда обмотки трансформатора соединены в треугольник.

Рассчитаем коэффициент схемы для обмотки ВН:

$$K_{СХ.ВН} = K_{СХ.ТТ} \cdot K_{СХ.ОБМ} \cdot K_{ВКЛ.ТТ} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 1 = \sqrt{3} o.e.$$

Для обмотки СН:

$$K_{CX.CH} = K_{CX.TT} \cdot K_{CX.OBM} \cdot K_{BKL.TT} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 1 \text{ o.e.}$$

Для обмотки НН:

$$K_{CX.CH} = K_{CX.TT} \cdot K_{CX.OBM} \cdot K_{BKL.TT} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 1 \text{ o.e.}$$

Теперь необходимо рассчитать базисные токи относительно номинальных значений токов в обмотках по следующей формуле:

$$I_B = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX.CT}}{K_{TT}} \quad (7.2.4)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток соответствующей обмотки трансформатора (А), $K_{CX.CT}$ - коэффициент схемы.

Базисный ток для стороны ВН:

$$I_{B110} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX.CT}}{K_{TT}} = \frac{52,5 \cdot \sqrt{3}}{30} = 3,03 \text{ A}$$

Базисный ток для стороны СН:

$$I_{B35} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX.CT}}{K_{TT}} = \frac{165 \cdot 1}{60} = 2,75 \text{ A}$$

Базисный ток для стороны НН:

$$I_{B10} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX.CT}}{K_{TT}} = \frac{577,4 \cdot 1}{120} = 4,81 \text{ A}$$

Начальный ток срабатывания ДЗТ будет рассчитываться как:

$$I_D = K_{ОТС} \cdot I_{НАИБ.РАСЧ.} \quad (7.2.5)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент для отстройки (1,1 – 1,3), $I_{НАИБ.РАСЧ.}$ - относительный ток небаланса, обусловленный неточностью изготовления ТТ и схемными издержками (о.е.)

Относительный ток небаланса рассчитывается следующим образом [16]:

$$I_{НАИБ.РАСЧ.} = I_{T0} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \quad (7.2.6)$$

где I_{T0} - ток начала торможения ДЗ (о.е.), $k_{ПЕР}$ - коэффициент, который учитывает ПП (1,5 – 2,5), $k_{ОДН} = 1$ - коэффициент однотипности для ТТ (о.е.), $\varepsilon = 0,1$ - относительная погрешность ТТ (о.е.), $\Delta U_{РПН}$ - погрешность, которая обусловлена наличием РПН (для ТДТН-10000/110 значение $\Delta U_{РПН} = 0,16$ о.е.), $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$ о.е. - погрешность выравнивания, $\Delta f_{ПТТ} = 0,05$ о.е. – погрешность промежуточных ТТ.

$$I_{НАИБ.РАСЧ.} = 1 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 0,43 \text{ о.е.}$$

$$I_{Д} = 1,2 \cdot 0,43 = 0,52 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем теперь ток торможения блокировки ДЗ, но перед этим необходимо привести значения токов относительного базиса.

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ}}{I_{Б}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{n_I} \quad (7.2.7)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальное значение тока на соответствующей стороне трансформатора (А), $I_{Б}$ - базисный ток на соответствующей стороне (о.е.), $K_{СХ.ТТ}$ - коэффициент схемы вторичных обмоток ТТ.

$$I_{НОМ110*} = \frac{52,5}{3,03} \cdot \frac{\sqrt{3}}{30} = 1$$

$$I_{НОМ35*} = \frac{165}{2,75} \cdot \frac{1}{60} = 1$$

$$I_{НОМ10*} = \frac{577,4}{4,81} \cdot \frac{1}{120} = 1$$

Ток торможения блокировки срабатывания ДЗ:

$$I_{Т} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР.} \cdot I_{НОМ*} \quad (7.2.8)$$

где $K_{ОТС} = 1,1$ - коэффициент для отстройки, $K_{ПРЕД.НАГР.}$ - коэффициент предельной нагрузки силового трансформатора (о.е.), $I_{НОМ}$ - значение номинального тока на соответствующей стороне трансформатора (А).

$$I_{Т} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1 = 1,98 \text{ о.е.}$$

Расчет ДЗТ относительно внешнего КЗ:

Сквозной ток относительно сторон 10 и 35 кВ:

$$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_B} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.}}{n_I} \quad (7.2.9)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - максимальное значение тока внешнего трехфазного короткого замыкания (А), I_B - базисный ток на соответствующей стороне (о.е.), $K_{СХ.ТТ.}$ - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ.

$$I_{СКВ*35} = \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_B} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.}}{n_I} = \frac{1360}{2,75} \cdot \frac{1}{60} = 8,24 \text{ о.е.}$$

$$I_{СКВ*10} = \frac{3020}{4,81} \cdot \frac{1}{120} = 5,23 \text{ о.е.}$$

Определим наибольшее значение тока небаланса по формуле 6.2.5:

$$I_{НАИБ.РАСЧ.35} = 8,24 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 3,54 \text{ о.е.}$$

$$I_{НАИБ.РАСЧ.10} = 5,23 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 2,25 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем значение тормозных токов:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ}) \cdot \cos \beta} \quad (7.2.10)$$

где $I_{НБ}$ - наибольшее значение тока небаланса (о.е.), $I_{СКВ*}$ - сквозное значение тока обусловленное внешним КЗ (о.е.), β - угол между векторам токов (от 10° до 20°).

$$I_{T35} = \sqrt{8,24 \cdot (8,24 - 2,25) \cdot \cos 20} = 4,49 \text{ о.е.}$$

$$I_{T10} = \sqrt{5,23 \cdot (5,23 - 2,25) \cdot \cos 20} = 2,52 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения ДЗТ рассчитывается следующим образом:

$$K_T = \frac{K_{ОТС} \cdot (I_{НБ} - I_{Д.0.})}{I_T - I_{Т.0.}} \quad (7.2.11)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки (1,1 – 1,3), $I_{НБ}$ - расчетное значение тока небаланса (о.е.), $I_{Д.0.}$ - начальное значение тока срабатывания ДЗТ (о.е.), I_T - тормозной ток (о.е.), $I_{Т.0.}$ - ток начала торможения (о.е.).

$$K_{T35} = \frac{1,2 \cdot (3,54 - 0,52)}{4,49 - 1} = 1,04$$

$$K_{T10} = \frac{1,2 \cdot (2,25 - 0,52)}{2,52 - 1} = 1,37$$

Ток срабатывания ДЗТ должен быть выбран учитывая броски токов намагничивания трансформаторов, значение тока отсечки должно быть больше либо равно 6,5 [17];

$$I_{OTC} = 1,5 \cdot I_{СКВ} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \quad (7.2.12)$$

$$I_{OTC35} = 1,5 \cdot 8,24 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 5,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{OTC10} = 1,5 \cdot 5,23 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 3,37 \text{ о.е.}$$

По произведенным выше расчетам принимаем уставку I_{OTC} - 6,5 о.е.

Задержка ДЗТ принимается 0,05 сек.

Расчеты уставок системы охлаждения трансформаторов

Вторичный ток срабатывания I степени охлаждения рассчитывается следующим образом:

$$I'_{CP} = k_{УСТ} \cdot \frac{I_{НОМ} \cdot k_{OTC} \cdot k_{СХ.ТТ.}}{n_I \cdot k_B} \quad (7.2.13)$$

где $k_{УСТ} = 0,4$ – коэффициент, для уставки срабатывания реле I степени (о.е.), $I_{НОМ}$ – номинальное значение тока соответствующей стороны АТ (А), k_{OTC} – коэффициент отстройки (о.е.), $k_{СХ.ТТ.}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения ТТ соответствующей стороны АТ (о.е.), $k_B = 0,9$ – коэффициент возврата для реле тока (о.е.).

Вторичный ток срабатывания II степени охлаждения рассчитывается аналогично первой степени, необходимо лишь увеличить уставку срабатывания реле тока $k_{УСТ} = 0,8$.

Сторона ВН:

$$I^I_{CP.BH} = k_{уст} \cdot \frac{I_{НОМ} \cdot k_{отс} \cdot k_{сх.тт.}}{n_1 \cdot k_B} = 0,4 \cdot \frac{52,5 \cdot 1,05 \cdot \sqrt{3}}{30 \cdot 0,9} = 1,41 A$$

$$I^{II}_{CP.BH} = 0,8 \cdot \frac{52,5 \cdot 1,05 \cdot \sqrt{3}}{30 \cdot 0,9} = 2,83 A$$

Сторона СН:

$$I^I_{CP.СН} = 0,4 \cdot \frac{165 \cdot 1,05 \cdot 1}{60 \cdot 0,9} = 1,28 A$$

$$I^{II}_{CP.СН} = 0,8 \cdot \frac{165 \cdot 1,05 \cdot 1}{60 \cdot 0,9} = 2,57 A$$

Сторона НН:

$$I^I_{CP.НН} = 0,4 \cdot \frac{577,4 \cdot 1,05 \cdot 1}{120 \cdot 0,9} = 2,25 A$$

$$I^{II}_{CP.НН} = 0,8 \cdot \frac{577,4 \cdot 1,05 \cdot 1}{120 \cdot 0,9} = 4,5 A$$

Расчет уставок для МТЗ с пуском по напряжению

Расчет уставки тока срабатывания МТЗ должен быть определен исходя из максимального рабочего значения тока трансформатора [18]:

$$I_{МАКС} = K_{ПЕР} \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН.}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 A \quad (7.2.14)$$

где $K_{ПЕР} = 1,4$ - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку, $S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора (кВА).

Определим значение тока срабатывания защиты с учетом коэффициента отстройки:

$$I_{С.З.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{МАКС}}{K_{возв}} = \frac{1,2 \cdot 73,5}{0,9} = 98 A \quad (7.2.15)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки (о.е.), $K_{возв} = 0,9$ – коэффициент возврата (о.е.), $I_{МАКС}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

Определим вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{CP,ВТОР.} = \frac{I_{C.З.} \cdot K_{CX}}{n_1} = \frac{98 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,65 A \quad (7.2.16)$$

Определим выдержку времени на срабатывание МТЗ СН (НН) при включении СВ:

$$t_{CЗ} = t_{MTЗ} + \Delta t \quad (7.2.17)$$

где $t_{MTЗ}$ - время срабатывания МТЗ СВ СН (НН), Δt - ступень селективности (0,2 – 0,5 сек).

$$t_{CЗ10} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{сек}$$

$$t_{CЗ35} = 0,7 + 0,3 = 1 \text{сек}$$

Рассчитаем выдержку времени на срабатывание МТЗ СН (НН) при выключенном СВ:

$$t_{CЗ} = t_{MTЗ} + \Delta t \quad (7.2.18)$$

где $t_{MTЗ}$ - наибольшее время срабатывания МТЗ предыдущего элемента, Δt - ступень селективности (0,2 – 0,5 сек).

$$t_{CЗ10} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{сек}$$

$$t_{CЗ35} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{сек}$$

7.3 Расчет защит для секционных и вводных выключателей

Основной защитой секционного и вводного выключателей является лишь МТЗ. Для выбора уставок срабатывания МТЗ необходимо иметь в виду, что через вводной выключатель допустимо прохождение нагрузки с обеих секций шин, а через секционный – лишь для одной.

Ток уставки срабатывания МТЗ для вводного выключателя должен быть больше уставки МТЗ секционного выключателя, а для секционного больше, чем суммарная нагрузка отходящих присоединений питаемой секции [19].

Произведем расчет для секционного выключателя ЗРУ 10 кВ:

Для начала необходимо определить наибольший ток для секционного

выключателя:

$$I_{\text{МАКС}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = 0,7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 385 \text{ А} \quad (7.3.1)$$

где $S_{\text{Н}}$ - номинальная мощность силового трансформатора, $K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку (о.е.).

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,2 \cdot 385 = 529,4 \text{ А} \quad (7.3.2)$$

Вычислим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{529,4 \cdot 1}{120} = 4,41 \text{ А}$$

Принимаем за уставку ток срабатывания 4,4 А. Для МТЗ секционного выключателя принимаем выдержку по времени отталкиваясь от наибольшего значения времени выдержки отходящего присоединения № 36 - 03:

$$t_{\text{СЕКЦ.ВЫКЛ.}} = t_{\text{МТЗ36-03}} + \Delta t = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ сек}$$

Произведем расчеты для вводного выключателя:

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot (I_{\text{СЗ.ПРЕД.}} \cdot \sum I_{\text{РАБ.МАКС.}}) = 1,1 \cdot (529,4 + 194) = 795,7 \text{ А} \quad (7.3.3)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ – коэффициент отстройки (о.е.), $I_{\text{СЗ.ПРЕД.}}$ - ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента (А), $\sum I_{\text{РАБ.МАКС.}}$ - сумма максимальных рабочих токов предыдущих элементов ПС (А).

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{С.Р}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{795,7 \cdot 1}{120} = 6,63 \text{ А}$$

Примем к уставке ток срабатывания 6,6 А. Уставка выдержки по време-

ни вводного выключателя НН должна быть отстроена от времени срабатывания МТЗ СВ НН с учетом ступени селективности. Принимаем уставку по времени 1,5 секунды.

Произведем расчеты для секционных и вводных выключателей стороны СН 35 кВ. Определим наибольший ток для секционного выключателя:

$$I_{\text{МАКС}} = 0,7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115,5 \text{ А}$$

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,2 \cdot 115,5 = 158,8 \text{ А}$$

Вычислим вторичное значение тока срабатывания реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{158,8 \cdot 1}{60} = 2,65 \text{ А}$$

Принимаем за уставку ток срабатывания 2,65А без выдержки по времени на отключение. Для МТЗ секционного выключателя 35 кВ принимаем выдержку по времени 0,7 секунд.

Произведем расчеты уставок для вводного выключателя 35 кВ.

Значение тока срабатывания защиты (6.3.3):

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,1 \cdot (158,8 + 18) = 194,48 \text{ А}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{СР}} = \frac{194,48 \cdot 1}{60} = 3,24 \text{ А}$$

Принимаем за уставку ток срабатывания 3,25 А. Для МТЗ вводного выключателя 35 кВ принимаем выдержку по времени 1 секунда.

7.4 Логическая защита шин

Данный вид защит необходим, чтобы сократить время отключения коротких замыканий на шинах НН и СН. При коротком замыкании на шинах логическая защита практически мгновенно без выдержки времени устраняет его, а при замыканиях на отходящих присоединениях происходит блокировка, которая позволяет устранить КЗ нижестоящими защитами [20].

Уставка тока срабатывания ЛЗШ принимается максимальная из значений токов срабатывания МТЗ вводного и секционного выключателя.

Для ЗРУ – 10 кВ принимаем ток уставки ЛЗШ от МТЗ вводного выключателя:

$$I_{\text{ср.ЛЗШ10}} = 795,7 \text{ A}$$

Для ОРУ – 35 кВ также принимаем ток уставки ЛЗШ от МТЗ вводного выключателя:

$$I_{\text{ср.ЛЗШ35}} = 194,5 \text{ A}$$

Выдержка по времени для ЛЗШ не требуется.

8 Оценка эффективности установки реклоузеров на отходящем присоединении фидер № 36-03

Время на восстановление электроснабжения для распределительных сетей 6-10 кВ может достигать от 3 до 10 часов и более. Причем около 60% этого времени уходит на определение повреждения, а остальные 40% занимают какие-либо ремонтные работы. Для повышения надежности электроснабжения как один из вариантов можно применять секционирование сети с помощью управляемых реклоузеров, которые помогут сократить время на определение места повреждения [21].

Для того, чтобы найти оптимальное место установки реклоузера в радиальных электрических сетях 6-10 кВ, достаточно будет сконцентрироваться лишь на объеме суммарного годового недоотпуска электроэнергии (ГНЭ).

На показатель ГНЭ влияет целый ряд факторов, каждый из которых характеризует надежность электроснабжения:

- количество отключений;
- продолжительность отключений.

Суммарный ГНЭ используется как критерий в случае необходимого повышения надежности [22] электроснабжения потребителей фидера, записывается он в следующем виде:

$$W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot P_p \rightarrow Min \quad (8.1)$$

$$P_p = S_{НАГР} \cdot \cos \varphi \cdot K_{ЗАГР}$$

где W_{HO} - годовой недоотпуск электроэнергии (кВт·ч/год), ω_0 - удельная частота повреждений фидера, единиц на 100 км в год. T - среднее значение времени устранения устойчивого повреждения (ч), L - протяженность защищаемого участка (км), P_p - значение активной мощности нагрузки (кВт), $S_{НАГР}$ - полная мощность нагрузки (кВа), $\cos \varphi$ - коэффициент мощности (о.е.), $K_{ЗАГР}$ - коэффициент загрузки (о.е.).

Количество отключений потребителя в год, а также продолжительность этих отключений используются в качестве критерия адресного повышения надежности. Увеличение надежности заключается в уменьшении параметров, которые влияют на надежность конкретного потребителя или их группы [22]. Значение этих параметров определяются на участке между двумя реклоузерами по следующим формулам:

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L \quad (8.2)$$

где ω_{Π} - количество отключений потребителя в год.

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T \quad (8.3)$$

где T_{Π} - суммарное время отключений потребителя в год.

Сравнение параметров, которые влияют на надежность электроснабжения, при установке реклоузеров производится относительно начального варианта сети.

Для определения параметров, которые влияют на надежность необходимы следующие сведения:

- наличие в РЭС пунктов автоматического секционирования;
- наличие АПВ на отходящем присоединении;
- значение удельной частоты повреждений на 100 км.
- среднее значение времени восстановления электроснабжения при устойчивом повреждении;
- нагрузки потребителей;
- загрузка ТП;
- протяженность ответвлений.

Как известно около 75% повреждений ЛЭП являются не устойчивыми, что объясняет установку автоматики АПВ. Успешное срабатывание первого АПВ сокращает число отключений приблизительно на 60%. В неавтоматизированных сетях роль АПВ выполняет, обычно, ремонтная бригада [23]. Для того, чтобы оценить дополнительное влияние на надежность электроснабже-

ния вводится дополнительный коэффициент K_{HV} . Расчетные выражения 8.1-8.3 примут следующий вид:

$$W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HV}) \cdot T \cdot L \cdot S_{HAГP} \cdot \cos \varphi \cdot K_{3AГP} \rightarrow Min \quad (8.4)$$

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HV}) \cdot L \quad (8.5)$$

$$T_{II} = \omega_{II} \cdot T \quad (8.6)$$

где K_{HV} - коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной систем децентрализованного секционирования сети. Для расчетов принимаются следующие значения:

- $K_{HV} = 0$ – при варианте сети без реклоузеров, где планируется их установка при наличии АПВ на ПС.

- $K_{HV} = 0,2$ – при наличии у реклоузера двукратного АПВ, а на выключателе ПС лишь однократного.

- $K_{HV} = 0,25$ – при трехкратном АПВ реклоузера.

Для оценки эффективности децентрализованной системы управления в послеаварийном режиме требуется слишком данных. В укрупненных расчетах можно принять дополнительный коэффициент ($K_{BB} = 0,6$), который будет учитывать влияние системы секционирования на общую продолжительность восстановления электроснабжения.

Тогда расчетные выражения примут следующий вид:

$$W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HV}) \cdot T \cdot K_{BB} \cdot L \cdot S_{HAГP} \cdot \cos \varphi \cdot K_{3AГP} \rightarrow Min \quad (8.7)$$

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HV}) \cdot L \quad (8.8)$$

$$T_{II} = \omega_{II} \cdot T \cdot K_{BB} \quad (8.9)$$

На рисунке 8.1 представлена схема питающего фидера № 36-03 с наиболее оптимальным вариантом расположения секционирующих устройств. На линии в сумме установлено 7 секционирующих устройств.

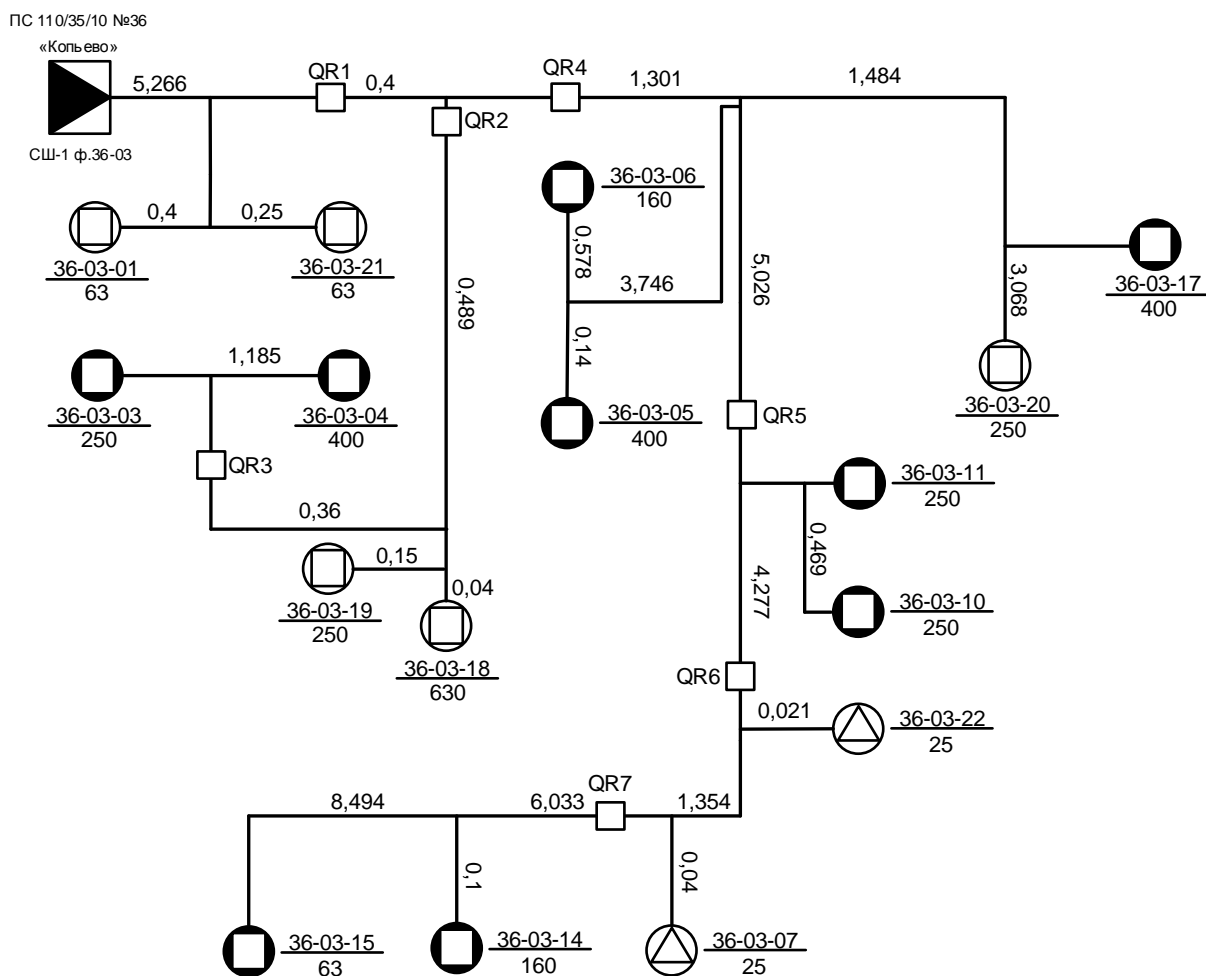


Рисунок 8.1 – Схема питающего фидера № 36-03

Данный вариант установки секционирующих устройств позволит облегчить поиск места повреждения, а также ускорить время на восстановление питания.

Для последующей оценки эффективности необходимо задаться следующими исходными данными:

- средними коэффициентами загрузки ТП. Принимаем, что $\cos \varphi = 0,85$, коэффициент загрузки трансформатора $K_{загр} = 0,735$;

- среднее время продолжительности восстановления электроснабжения $T = 4$;

- удельная частота повреждений $\omega_0 = 20$ единиц на 100 км линии.

Вероятность отключения потребителей по всей протяженности питаю-

щей линии будет одинакова, в виду того, что при коротком замыкании на любом из участков сети релейная защита на ПС отключает головной выключатель.

Параметры, которые оказывают влияние на надежность, должны быть учтены отдельно по каждому из участков. Годовой недоотпуск электроэнергии определяется как сумма недоотпусков при авариях на разных участках линии [24].

Рассчитаем значение ожидаемого годового недоотпуска ЭЭ для исходного варианта схемы:

$$W_{HO} = 0,01 \cdot 20 \cdot 4 \cdot (42,186 \cdot ((39,36 \cdot 3 + 100 \cdot 2) + (156,2 \cdot 5) + (250 \cdot 3) + 393,6)) \\ = 75384 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Количество отключений потребителя в год:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 41,186 \approx 8$$

Продолжительность отключения:

$$T_{II} = 8 \cdot 4 = 32$$

Теперь определим значение количественного недоотпуска электроэнергии при установке секционирующих устройств:

$$W_{HO} = 0,01 \cdot 20 \cdot 4 \cdot ((5,916 \cdot (39,36 \cdot 2)) + (6,345 \cdot (393,6 + 156,2)) + (7,7 \cdot (156,2 + 250)) \\ + (11,431 \cdot (250 + 100)) + (11,519 \cdot (250 + 156,2)) + (12,462 \cdot (156,2 \cdot 2)) + (16,291 \cdot 15,6) + \\ + (17,664 \cdot 15,6) + (23,75 \cdot 100) + (32,15 \cdot 39,36)) = 23823 \cdot 0,01 \cdot 20 \cdot 4 = 19058 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Теперь определим количество и продолжительность аварийных отключений для каждого участка питающей сети.

Участок до QR1:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 5,916 = 1,18$$

$$T_{II} = 1,18 \cdot 4 = 4,73$$

Участок QR2 – QR3:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 8,54 = 1,71$$

$$T_{II} = 1,71 \cdot 4 = 6,84$$

Участок QR4 – QR5:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 18,857 = 3,8$$

$$T_{II} = 3,8 \cdot 4 = 15,1$$

Участок QR5 – QR6:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 23,603 = 4,7$$

$$T_{II} = 4,7 \cdot 4 = 18,8$$

Участок QR6 – QR7:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 25 = 5$$

$$T_{II} = 5 \cdot 4 = 20$$

Участок после QR7:

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot 20 \cdot 42,186 = 8$$

$$T_{II} = 8 \cdot 4 = 32$$

Для оценки эффективности между вариантами определим относительное процентное значение параметров, которые влияют на надежность электроснабжения по формулам 8.10-8.12.

$$\Delta W_{OTH} = \frac{W_{НАЧ} - W_{РАСЧ}}{W_{НАЧ}} \cdot 100\% \quad (8.10)$$

$$\Delta \omega_{П.ОТН} = \frac{\omega_{НАЧ} - \omega_{РАСЧ}}{\omega_{НАЧ}} \cdot 100\% \quad (8.11)$$

$$\Delta T_{П.ОТН} = \frac{T_{НАЧ} - T_{РАСЧ}}{T_{НАЧ}} \cdot 100\% \quad (8.12)$$

Полученные результаты представим в виде таблицы 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты расчетов

Вариант секционирования	Участок Сети	Годовой недоотпуск ЭЭ $W_{но}$, кВт·ч/год	$\Delta W_{отн}$, %	Кол-во отключений потребителя в год $\omega_{п}$	$\Delta \omega_{п.отн}$, %	Продолжительность отключения потребителя ч/год	$\Delta T_{п.отн}$, %
Ручное (Местное)	до QR1	75384	-	8	-	32	-
	QR2 – QR3						
	QR4 – QR5						
	QR6 – QR7						
	после QR7						
Последовательное для сети с односторонним питанием	до QR1	19058	74,7	1,18	85,3	4,73	85,2
	QR2 – QR3			1,71	78,6	6,84	78,6
	QR4 – QR5			3,8	52,5	15,1	52,8
	QR5 – QR6			4,7	41,3	18,8	41,3
	QR6 – QR7			5	37,5	20	37,5
	после QR7			8	0,0	32	0,0

По результатам расчетов суммарный ГНЭ в целом снизился почти на 75% по сравнению с начальным вариантом. Стоит отметить, что для сети с односторонним питанием и последовательным реклоузерным секционированием параметры, оказывающие влияние на надежность электроснабжения потребителей, изменились по-разному. У потребителей первого участка они изменились в лучшую сторону, а для последнего – остались прежними.

9 Оценка стоимости реконструкции объекта

Данный раздел будет выполнен при помощи приказа № 448 «Укрупненные показатели стоимости» [5]. УПС для электрических сетей напряжением от 0,4 до 220 кВ и ПС от 35 кВ и выше предназначены для:

- оценки объема инвестиций при планировании нового строительства или реконструкции электросетевых объектов;
- технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантов схем электрических сетей;
- расчетов стоимости строительства в составе обоснованных инвестиций и бизнес-планов;
- формирования начальной цены и общеэкономических расчетов в сфере электросетевого строительства.

Стоимостные показатели элементов ЭЭ сети приняты по состоянию на 1 января 2020 года с учетом НДС.

9.1 Расчет стоимости сооружения ЛЭП 110 кВ

Укрупненные показатели стоимости по сооружению ВЛ 110 кВ учитывают следующие затраты:

- строительно-монтажные работы по устройству фундаментов для опор;
- установке опор;
- подвеске провода и грозозащитного троса;
- устройству заземления.

Удельная стоимость 1 километра линии, выполненной на ЖБ опоре с применением проводника АС-185 составляет 1590,32 тыс. рублей.

Для получения полной стоимости сооружения необходимо учесть дополнительные коэффициенты для строительства ВЛ:

- строительство в горных условиях (1,043)
- оптическая линия связи (ВОЛС) на опорах стоимостью 202,49 тыс.

рублей/км;

- благоустройство 1,5%;
- временные здания и сооружения 3%;
- проектно-изыскательные работы, а также авторский надзор 8%;
- содержание службы заказчика-застройщика с авторским надзором 2,8%;
- прочие работы и затраты 6%;
- непредвиденные затраты 3%.

Рассчитаем окончательную стоимость сооружения ВЛ 110 кВ длиной 65 км:

$$K_{ВЛ110} = (65 \cdot 1590,32 + 65 \cdot 202,49) \cdot 1,043 \cdot 1,243 = 151078,638 \text{ тыс. руб.}$$

9.2 Расчет стоимости установки секционирующих устройств отходящего присоединения № 36-03

Затраты по установке секционирующих устройств могут быть также приняты по методике расчета УПС. Стоимость установки одного реклоузера составляет 451,8 тыс. рублей. Количество секционирующих устройств 7 шт.

Рассчитаем итоговую стоимость:

$$K_{РЕК10} = 451,8 \cdot 7 = 3162,3 \text{ тыс. рублей}$$

9.3 Расчет стоимости по демонтажу заменяемого электрооборудования ПС «Копьево»

Затраты на демонтаж оборудования определяются в зависимости от характеристики оборудования, а также от его дальнейшего предназначения. Ввиду того, что в дальнейшем оборудование не подлежит к использованию, то оно будет использовано в качестве металлического лома. Затраты на демонтаж для электрооборудования:

- для выключателей масляных 110 кВ составляют 12,14 тыс. рублей/шт;
 - для выключателей масляных 35 кВ составляют 2,01 тыс. рублей/шт;
- Рассчитаем итоговую стоимость демонтажа оборудования:

$$K_{ДЕМ} = 12,14 \cdot 5 + 2,01 \cdot 5 = 70,75 \text{ тыс. рублей}$$

9.4 Расчет стоимости модернизации ОРУ-110 кВ ПС «Шира»

Для модернизации схемы ОРУ – 110 кВ ПС «Копьево» с подключением второй питающей линии необходимо внести изменения с схему ОРУ – 110 кВ ПС «Шира». Для этого необходимо осуществить демонтаж 3-ей секции 110 кВ. По УПС принимаем стоимость демонтажа металлических конструкций 2 тысячи рублей за тонну. Тогда полная стоимость демонтажа секции составит:

$$K_{ДЕМ.СЕК} = 2,4 \cdot 2 = 4,8 \text{ тыс. рублей}$$

Также, необходимо будет установить секционный выключатель для ОРУ-110 кВ. Стоимость ячейки принимается – 11115,12 тыс. рублей. Итоговая стоимость модернизации ОРУ-110 кВ ПС «Шира» составит:

$$K_{МОД.ШИРА} = 4,8 + 11115,12 = 11119,9 \text{ тыс. рублей}$$

9.5 Расчет стоимости установки нового оборудования и защит

По данным УПС из таблицы №18 стоимость ячейки элегазового выключателя с учетом перерасчета стоимости составляет:

- для стороны 110 кВ – 11115,12 тыс. рублей;
- для стороны 35 кВ – 1633,7 тыс. рублей.

Стоимость ячейки КРУ-10 кВ будет составлять 540,2 тыс. рублей.

В эту стоимость ячейки включено следующее:

- оборудование (60%);
- релейная защита, а также кабели и панели для общеподстанционного пункта управления (22%);

– ошиновка с порталами, а также строительные и монтажные работы (18%).

Рассчитаем итоговую стоимость по замене оборудования:

$$K_{\text{об.лс.}} = 11115,12 \cdot 6 + 1633,7 \cdot 5 + 540,2 \cdot 15 = 82962,22 \text{ тыс. рублей}$$

Сведем полученные расчетные значения по стоимости различных мероприятий в таблицу 9.5.1

Таблица 9.5.1 – Результаты расчетов

Вид работы	Стоимость (тыс.рублей)	Вклад в общую стоимость (%)
Сооружение второй питающей линии от ПС "Шира"	151078,638	60,82
Установка реклоузеров REC15	3162,3	1,27
Демонтаж оборудования ПС "Копьево"	70,75	0,028
Демонтаж оборудования ПС "Шира"	111119,9	4,47
Установка нового электрооборудования	82962,22	33,39
Итоговая стоимость (тыс.рублей):		248393,808

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе проведения расчетов по реконструкции ПС «Копьево» и прилегающей сети были осуществлены следующие мероприятия:

- оценена загрузка силовых трансформаторов;
- для расширения возможностей схемы ОРУ – 110 кВ осуществлена ее модернизация;
- постройка второй питающей линии от ПС «Шира», отвязка по питанию от Красноярского Края;
- рассчитаны токи короткого замыкания с последующим выбором и проверкой электрооборудования;
- выбраны микропроцессорные терминалы релейных защит, а также осуществлен расчет уставок для их настройки;
- оценка эффективности установки секционирующих устройств;
- рассчитана итоговая стоимость реконструкции ПС «Копьево» и прилегающей сети.

По итогам выполнения мероприятий по реконструкции внедрение релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также поспособствует уменьшению вероятности повреждения оборудования, которое может быть спровоцировано ошибочными действиями оперативного персонала.

Введенные в эксплуатацию новые коммутационные аппараты позволят более оперативно осуществлять локализацию повреждений, что в свою очередь снизит губительное воздействие токов короткого замыкания. Это также позволит увеличить срок службы электрооборудования.

Установка секционирующих устройств позволит уменьшить недоотпуск электрической энергии, а также снизит эксплуатационные расходы. Кроме

этого использование реклоузеров позволит решать задачи по построению автоматизированных сетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 131 с.
2. СТО 56947007–29.240.10.248–2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). – Взамен СТО 56947007–29.240.10.028–2009; дата введ. 25.08.2017. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.
3. Выключатель элегазовый ВТБ У1 бакового типа 110 кВ на ток до 2000 А: техн. информация / ООО «Курс» [сайт]. Режим доступа: <http://zaokurs.ru/>
4. Выключатель элегазовый ВГБЭ У1 бакового типа 35 кВ на ток до 630 А: техн. информация / ООО «Росэнергосистемы» [сайт]. Режим доступа: <http://www.etm-res.ru/>
5. Устройство комплектное распределительное напряжением 10 кВ на токи до 1000А: техн. информация / НПО «Таврида Электрик» [сайт]. Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/>
6. Секционирующее устройство (реклоузер) REC15 напряжением 10 кВ на токи до 630А: техн. информация / НПО «Таврида Электрик» [сайт]. Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/>
7. Линейный разъединитель напряжением 10 кВ на токи до 400А: техн. информация / ООО «Уралэнерго» [сайт]. Режим доступа: <http://uralen.ru/>
8. Методика расчёта уставок РЗиА на базе шкафов производства НПП «ЭКРА» [Текст] – Чебоксары.: НПП «Экра» – 226 с.
9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. // Министерство Энергетики РФ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 513 с
10. Микропроцессорный терминал ШЭ2607045 для защиты трехобмо-

точных трансформаторов: техн. информация / ООО НПП «Экра»: [сайт]. Режим доступа: <https://ekra.ru/>

11. Микропроцессорный терминал БЭ2502А03 для защиты вводных выключателей 35 кВ: техн. информация / ООО НПП «Экра»: [сайт]. Режим доступа: <https://ekra.ru/>

12. Микропроцессорный терминал БЭ2502А0102 для защиты отходящих присоединений 35 кВ: техн. информация / ООО НПП «Экра»: [сайт]. Режим доступа: <https://ekra.ru/>

13. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев – М.: Высшая школа, 1991. – 467 с

14. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.

15. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 375с.

16. Туликов, А. Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учеб. пособие / А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2015. – 343 с.

17. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография / М. А. Шабад. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

18. Иванов, Н. А. Методические указания к расчету уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП. / Н. А. Иванов. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 294 с.

19. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 375с.

20. Чернобровов Н. В. Релейная защита [Текст] / Н. В. Чернобровов. – М.: Энергия, 1974. – 680 с
21. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6-10 кВ // Электрические системы и комплексы. 2018. №1 (38). С. 33-39.
22. Русан В.И. Интеллектуальные электрические сети как средство повышения надежности электроснабжения потребителей сельскохозяйственного назначения // Энергетическая стратегия. – 2015. – №6. – С. 39-43.
23. Русан В.И. Повышение надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей на основе построения интеллектуальных электрических сетей // Энергетика и ТЭК. – 2011 №12. – С. 10-13.
24. В.В. Воротницкий Распределительные сети 6 (10) кВ – модернизация или автоматизация? // Энергия и менеджмент. – 2011. – №2. –С. 11-15.
25. Приказ №448. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и ЛЭП для нужд холдинга ОАО «Холдинг МРСК». Введ. 20.09.2012. – Москва. 71 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземплярах.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____ 20 ____ г.

(дата)

(подпись)

(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«24» 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование специальности)

Реконструкция ПС «Копьево» и прилегающей сети
(наименование темы)

Руководитель Е.В.Платонова «24» 07 2020г. доцент каф. ЭЭ
подпись, дата должность, ученая степень

Е.В.Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник Л.О.В. «23» 07 2020г.
подпись дата

К.В.Помыткин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А.Кычакова «24» 07 2020г.
подпись, дата

И.А.Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2020