

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ  
«Новое село» в Ярославской области

Обучающийся

Д.Д. Нестеренко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

Тольятти 2024

## Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ Новое село в ярославской области

ВКР построена следующим образом: описана необходимость и актуальность проектирования электроснабжения. На основе генерального плана, а также предоставленных характеристик электроприемников, разработана система электроснабжения, рассчитаны электрические нагрузки. На основе которых был произведен выбор силовых трансформаторов. Подобран тип трансформаторной подстанции, её комплектация. Выбраны коммутационные аппараты и отходящие проводники.

В данной работе были определены электрические нагрузки подстанции, выбрано новое оборудование для дальнейшей замены уже установленного в настоящий момент.

Были определены путем расчета токи короткого замыкания, которые использовались для выбора и проверки оборудования.

Произведен расчет уставок микропроцессорной релейной защиты трансформаторов подстанции.

Произведен расчет системной нагрузки собственных нужд подстанции, а также ее заземление и молниезащита.

Пояснительная записка состоит из: 78 страниц, 9 рисунков, 20 таблиц, 6 листов чертежей формата А1, 26 источников.

## **Abstract**

The topic of the final qualification work is the reconstruction of the electrical part of the 35/10 kV New Village substation in the Yaroslavl region

The WRC is structured as follows: the necessity and relevance of power supply design are described. Based on the master plan, as well as the provided characteristics of the electric receivers, a power supply system has been developed, and electrical loads have been calculated. On the basis of which the choice of power transformers was made. The type of transformer substation and its configuration have been selected. Switching devices and outgoing conductors are selected.

In this work, the electrical loads of the substation were determined, and new equipment was selected for further replacement of the currently installed one.

Short-circuit currents were determined by calculation, which were used to select and test equipment.

The settings of microprocessor relay protection of substation transformers have been calculated.

The calculation of the system load of the substation's own needs, as well as its grounding and lightning protection, has been performed.

The explanatory note consists of: 78 pages, 9 figures, 20 tables, 6 sheets of A1 drawings, 26 sources.

## Содержание

Введение.....	6
1 Краткая характеристика объекта и исходные данные для проектирования ..	8
2 Графики нагрузок и выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов.....	10
3 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции.....	14
4 Расчет токов короткого замыкания .....	16
5 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей .....	23
5.1 Выбор выключателей.....	23
5.2 Выбор выключателей 35 кВ в цепи рабочей перемычки и в цепи высшего напряжения силового трансформатора.....	24
5.3 Выбор выключателей на стороне 10кВ .....	27
5.4 Выбор разъединителей .....	29
5.5 Выбор трансформаторов тока.....	30
5.6 Выбор трансформатора тока в цепи рабочей перемычки.....	32
5.7 Выбор ТТ на стороне ВН силового трансформатора.....	34
5.8 Выбор ТТ на стороне НН за силовым трансформатором.....	34
5.9 Выбор трансформаторов напряжения.....	37
5.10 Выбор трансформатора напряжения на сборных шинах 10 кВ.....	37
5.11 Выбор шин 10кВ и 35кВ .....	39
5.12 Выбор и проверка шинного моста .....	40
5.13 Выбор сборных шин НН .....	41
5.14 Выбор шинных изоляторов.....	43
5.15 Выбор ограничителей перенапряжений .....	44
5.16 Измерение и учет электроэнергии .....	45
6 Выбор и расчет релейной защиты .....	47
6.1 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2 .....	47
6.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	49

6.3	Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ 1) защиты трансформатора .....	52
6.4	Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ 2) трансформатора .....	54
6.5	Расчёт уставок защиты от перегрузки (МТЗ 3) трансформатора.....	55
6.6	Газовая защита трансформатора .....	57
7	Реклоузер вакуумный автоматический.....	58
7.1	Конструкция и технические характеристики.....	59
7.2	Питание шкафа управления .....	60
7.3	Подключение внешних устройств связи .....	61
7.4	Релейная защита и автоматика .....	61
7.5	Вариант установки реклоузеров в электрической сети .....	62
7.6	Алгоритмы работы РЗиА. ....	63
7.7	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети.....	65
8	Собственные нужды подстанции .....	70
9	Компоновка оборудования распределительных устройств.....	72
	Заключение .....	74
	Список используемой литературы .....	76

## Введение

«Развитие производства, и рост потребляемой электроэнергии приводят к постоянному повышению пропускной способности подстанций, а также к увеличению требований к их надёжности по бесперебойному электроснабжению потребителей» [19].

«Использования нового оборудования и инновационных технологий позволит улучшить его рабочие показатели и стабильность всей системы энергоснабжения в целом» [23].

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ), электроприемники делятся на три группы надёжности электроснабжения:

«Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Вторая категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям промышленности, нарушению нормальной деятельности людей.

Третья категория – к ней носят все электроприемники, которые не попали под определения первой и второй категории» [16].

Целью данной выпускной бакалаврской работы является повышение качества и надёжности электроснабжения потребителей, которые питаются от ПС Новое село. Чтобы добиться заявленной цели на подстанции были выдвинуты следующие основные задачи:

- Рассмотрение необходимости в замене силовых трансформаторов, расчет силовых трансформаторов;
- Определение и обоснование электрической схемы подстанции;
- Расчет токов КЗ;
- Установка и расчет нового электрооборудования;
- Расчет релейной защиты;

Бакалаврская работа выполнена с соблюдением необходимых требований, изложенных в следующей нормативно-технической документации:

- Правила устройства электроустановок;
- Правила технической эксплуатации;
- ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;
- ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках;
- РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений;
- ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

## **1 Краткая характеристика объекта и исходные данные для проектирования**

Объект, подстанция на 35/10 кВ «Новое село», назначенный для снабжения электроэнергией сельскохозяйственных абонентов в Большесельском районе, была введена в 1993 году. Она управляется компанией «ЯрЭнерго». Электроэнергия к подстанции поступает по линии электропередач 110кВ, соединяющей Лом – Варегово.

Потребителями подстанции 35/10 кВ «Новое село» являются: н.п. Боровлянка, н.п. Новое село, множества предприятий, относящиеся к сельскому хозяйству по типу, крупных кормовых цехов, мясных комбинатов. Электроснабжение потребителей обеспечивается за счет резервирования 10 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Лом», и подстанции 35/10 «Варегово», что позволяет иметь 2 и 3 группы надежности

На подстанции 35/10 кВ «Новое село» в настоящее время установлено следующее основное оборудование:

1 ОРУ 35 кВ (выполнено по схеме «Блок трансформатор - линия»):

- разъединители РНДЗ-1-35/630;
- выключатель масляный ВМ-35/630;
- разрядники РВС-35.

2 КРУН 10 кВ (выполнено по схеме «одна секция шин»):

- шкафы К-47;
- выключатели ВМП-10-20/630;
- разрядник РВП-10;
- Трансформатор Т1: ТМ-4000/35. На территории подстанции

предусмотрен фундамент под монтаж силового трансформатора.

Обоснование проекта реконструкции подстанции 35/10 кВ «Новое Село».



Основанием для выбора данной темы послужила низкая надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей Большесельского района, запитанных с подстанции 35/10 кВ «Новое село».

Существующая схема электрических соединений ПС не удовлетворяет необходимым требованиям по надежности электроснабжения. Установленное на подстанции основное оборудование выпущено в конце восьмидесятых годов. Ресурс службы многого оборудования подходит к завершению. Кроме того, с течением времени увеличились электрические нагрузки потребителей. Поэтому необходимо выполнить реконструкцию действующей подстанции, целью которого является замена устаревшего оборудования для обеспечения надежного электроснабжения.

Надежность электроснабжения будет обеспечиваться за счёт установки второго трансформатора (на время планового ремонта или во время аварийных ситуаций потребители с неработающего трансформатора переводятся на второй).

На стороне высшего напряжения взамен масляного выключателя, обладающим рядом недостатков, предлагается установить вакуумный выключатель.

Вакуумные выключатели используются в новых ячейках типа К-59, которые заменят устаревшие ячейки серии К-47 на стороне с низким напряжением 10 кВ.

## 2 Графики нагрузок и выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов

В дипломном проекте для выбора мощности силовых трансформаторов используется график нагрузок потребления подстанции 35/10 кВ «Новое село», (таблица 1, рисунок 1).

Таблица 1 – Зимний суточный замер нагрузки на ПС «Новое село» 35/10

t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S, кВ·А	2860	1940	1940	1940	1940	4300	4300	6800	6800	8200	8200	7200
P, кВт	2288	1552	1552	1552	1552	3440	3440	5440	5440	6560	6560	5760
t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S, кВ·А	6800	7700	8200	8200	7700	7700	6800	5100	5100	4300	2860	2860
P, кВт	5440	6160	6560	6560	6160	6160	5440	4080	4080	3440	2288	2288

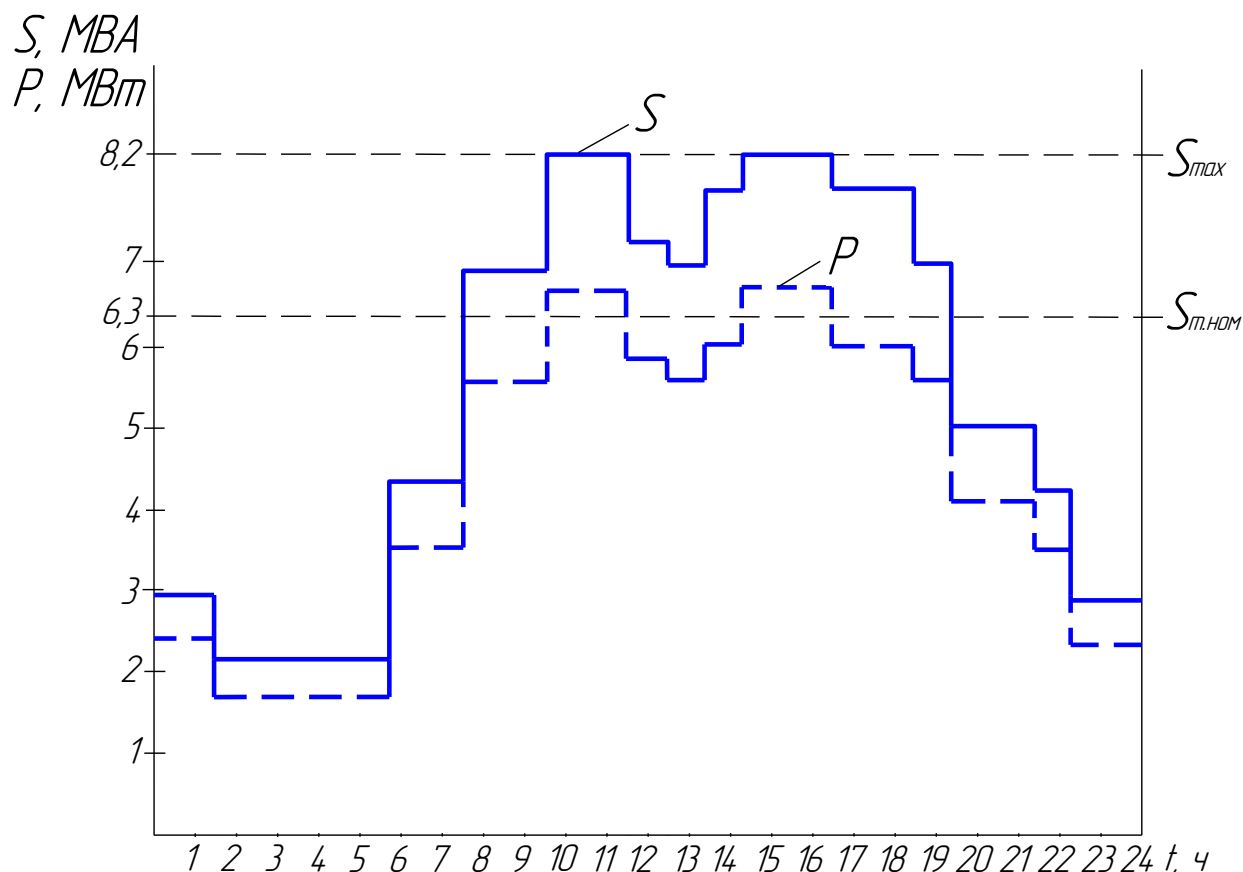


Рисунок 1 – Зимний суточный график нагрузок

«Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки» [12].

Для расчета максимальной нагрузки зимой вводится в действие график суточных зимних нагрузок, поскольку зимнее потребление электроэнергии значительно возрастает из-за массированного применения отопительных систем и обогревателей. На пике этой зимней суточной нагрузки было зафиксировано значительное увеличение.

«В соответствии с [18] на подстанциях 35-750 кВ следует выбирать трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы), и только в исключительных случаях возможно использование группы из однофазных или группы из двух трехфазных трансформаторов половинной мощности.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке требует применения на подстанциях 35кВ и выше трансформаторов со встроенными устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

На подстанциях 35-750 кВ всех категорий, как правило, предусматривают установку двух трансформаторов, мощность каждого из них выбирается, как правило, не более 70% максимальной нагрузки подстанции» [1].

«Рассчитывается ориентировочная мощность одного трансформатора по формуле:

$$S_{т.ном.} > (0,65 - 0,7) \cdot S_{макс} \text{ МВА}, \quad (1)$$

где  $S_{макс}$  – максимальная нагрузка подстанции» [5].

$$S_{ном} = 0,7 \cdot 8,2 = 5,74 \text{ МВА};$$

Для предварительного выбора принимаются два трансформатора ТМН-6300/35/10кВ,  $S_{ном.м} = 6300$  кВА;

Проверяется трансформатор на аварийную перегрузку.

«Коэффициент начальной нагрузки  $K_1$  определяется по формуле» [5]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2)$$

где  $S_1, S_2, \dots, S_m$  – значения нагрузки в интервалах  $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$ .

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{2,86^2 \cdot 3 + 1,94^2 \cdot 4 + 4,3^2 \cdot 3 + 5,1^2 \cdot 2}{12}} = 0,556;$$

«Коэффициент перегрузки  $K_2$  определяется по формуле» [5]:

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (3)$$

где  $S_1', S_2', \dots, S_m'$  – значения перегрузки в интервалах  $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_m$ .

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{6,8^2 \cdot 4 + 7,2^2 + 7,7^2 \cdot 3 + 8,2^2 \cdot 4}{12}} = 1,198;$$

«определяется допустимая норма аварийных перегрузок  $K_2$  и ее продолжительность  $h$ . Для трансформаторов с системой охлаждения М и среднегодовой температуры  $t^0=10^\circ\text{C}$ ,  $h'=24$  ч» [19].

Так как:

$$K_{max} = S_{max} / S_{ном.м}; \quad (4)$$

$$K_{max} = 8200 / 6300 = 1,3;$$

$$K_2' > 0,9 \cdot K_{max}; \quad (5)$$

$$1,198 > 0,9 \cdot 1,3 = 1,17.$$

то примем  $K_2 = K_2'$ .

Окончательно  $K_2 = 1,198$ ;  $K_1 = 0,556$ ;  $h = 24$  ч.

В таблице 2 приведены параметры силового трансформатора ТМН-6300/35кВ, который успешно проходит как систематические, так и аварийные перегрузки.

Таблица 2 – Паспортные данные трансформатора ТМН-6300/35

Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Данные каталога					
		U <sub>ном</sub> обмоток кВ		i <sub>к</sub> , %	i <sub>х</sub> , %	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт
		ВН	НН				
ТМН-6300/35	6,3	35	11	7,5	0,9	46,5	9,25

Вывод по разделу. После оценки графика ежедневных нагрузок, выбор пал на использование двух силовых трансформаторов ТМН-6300/35. Этот выбор был подкреплён тщательными расчетами, доказывающими их пригодность для регулярных работ, так и для ситуаций с нештатными перегрузками.

### **3 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции**

«Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

В соответствии с этими требованиями разработаны типовые схемы распределительных устройств подстанций 6–750 кВ, которые должны применяться при проектировании подстанций» [16].

Существующая схема подстанции 35/10 кВ «Новое село» выполнена по схеме:

- ОРУ 35 кВ - «Блок трансформатор - линия»;
- КРУ 10 кВ - «одна секция шин».

Нынешняя схема подстанции «Новое село» не соответствует необходимым уровнем надежности и безопасности. Это означает, что в случае возникновения аварийной ситуации, подстанция не сможет гарантировать непрерывное и стабильное электроснабжение потребителей, а также не гарантирует надежную работу сети.

Следовательно, в проектном варианте реконструкции подстанции на стороне 35 кВ планируется использование схемы «5Н – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [16]. Данная схема позволяет сохранять транзит

при повреждениях в трансформаторе. На стороне ВН взамен масляного выключателя ВМ-35 предлагается установка вакуумных выключателей ВБПС-35Ш.

На стороне низшего напряжения подстанции планируется использование схемы «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», добавляется вторая секция шин К2 в составе КРУН-10 кВ (рисунок 2). В существующих шкафах старого комплектного распределительного устройства (КРУ)-10 кВ типа КРУН-IV демонтируются масляные выключатели марки ВМП-10 и устанавливаются вакуумные марки ВВ/TEL.

Преимущества схемы электрических соединений после реконструкции перед существующей: простота схемы, относительная дешевизна (три выключателя на четыре присоединения). Увеличивается надежность электроснабжения потребителей с точки зрения бесперебойности питания при проведении ремонта, ревизии и испытании выключателей в перемычке, в цепях трансформаторов и вводных выключателей 10 кВ.

Вывод по разделу. В настоящем разделе была проанализирована существующая схема подстанции и выбрана схема электрических соединений подстанции после реконструкции:

- ОРУ 35 кВ – схема «5Н – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;
- КРУН 10 кВ схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

#### 4 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов короткого замыкания выполняется в следующем порядке:

- составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки КЗ;
- на основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;
- определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ;
- путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС  $E''_{\text{экв}}$  и ударного коэффициента  $k_{\text{уд}}$ , были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;
- определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{\text{п0}}$ , а затем ударный ток  $i_{\text{уд}}$ , периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$  ( $I_{\text{пт}}, i_{\text{ат}}$ )» [4].

В расчетной схеме, изображенной на рисунке 2, токи короткого замыкания на шинах ПС «Лом» и на шинах ПС «Варагево» при различных режимах заданы токами КЗ. Эти значения максимальные и минимальные токи КЗ, представленные в одноцепном исполнении ВЛ-35кВ W1 и W2 для ВЛ-35 Лом – Новое село и ВЛ-35-Новое село – Варагево. Упрощение расчетов и предложенные допущения могут привести к некоторому преувеличению токов КЗ, но погрешность при этом не превышает 10%, что считается приемлемым в практике.



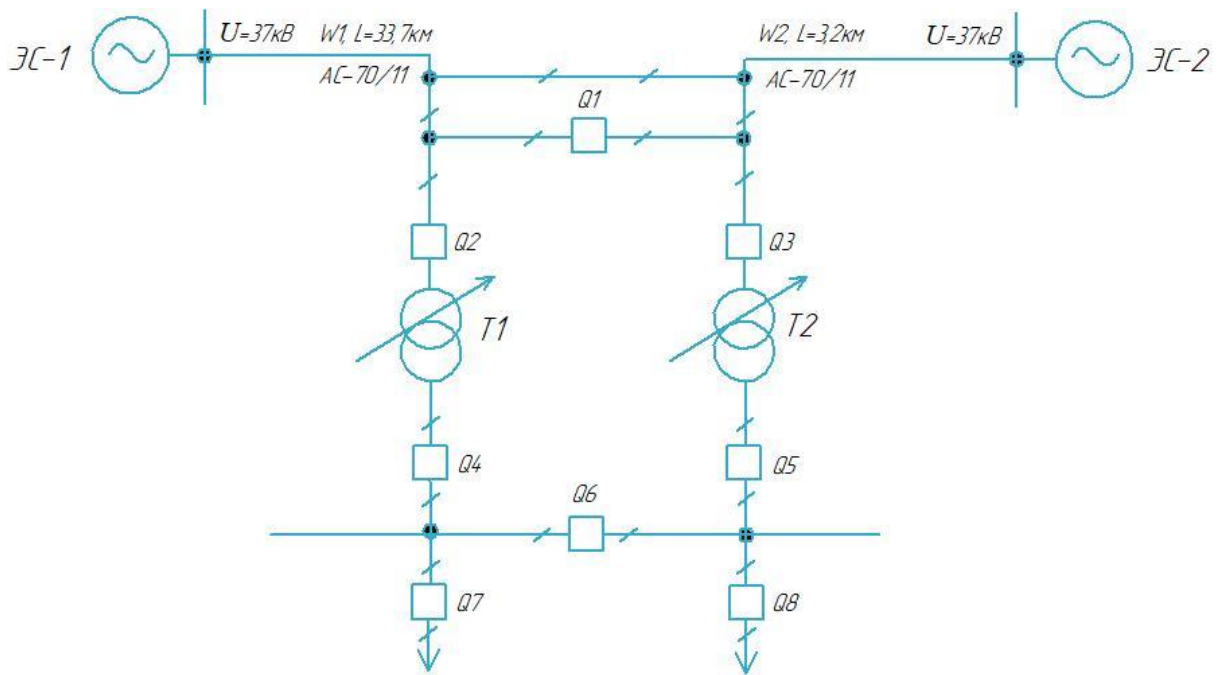


Рисунок 2 – Расчетная схема сетевого района

Определяются токи КЗ в максимальном и минимальном режимах на шинах подстанции 35/10 кВ «Новое село» при выбранной основной ступени напряжения  $U=37$  кВ.

На рисунке 3 представлена схема замещения сети.

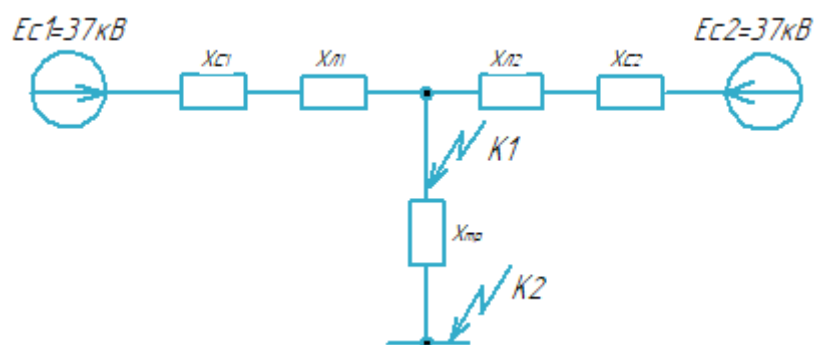


Рисунок 3 – Схема замещения сети

«Расчет сопротивлений систем 1 и 2 (в именованных единицах)» [4]:

$$X_{C \max/\min} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa \max/\min}^{(3)}} \text{ Ом}; \quad (6)$$

Для системы 1:

$$X_{C1\max} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 2,376} = 8,99 \text{ Ом};$$

$$X_{C1\min} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1,428} = 14,96 \text{ Ом},$$

где  $I_{\kappa \max/\min}^{(3)} = 2376/1428 \text{ А}$  – максимальные и минимальные токи КЗ на шинах ПС «Варагево».

Для системы 2:

$$X_{C2\max} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 2,12} = 10,08 \text{ Ом};$$

$$X_{C2\min} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1,27} = 16,28 \text{ Ом},$$

где  $I_{\kappa \max/\min}^{(3)} = 2120/1270 \text{ А}$  – максимальные и минимальные токи КЗ на шинах ПС Белозерская.

«Расчет сопротивлений ВЛ 1 и 2» [4]:

$$X_{\text{вл}} = l \cdot X_0 \text{ Ом}; \quad (7)$$

Для ВЛ 1:  $l_1 = 33,7 \text{ км}$  – длина линии W1;  $X_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$  – индуктивное сопротивление на 1км ВЛ-35кВ провода марки АС-70/11 [2].

$$X_{W1} = 33,7 \cdot 0,444 = 14,96 \text{ Ом};$$

Для ВЛ 2:  $l_2 = 3,2$  км - длина линии W2;  $X_0 = 0,444$  Ом/км - индуктивное сопротивление на 1км ВЛ-35кВ провода марки АС-70/11 [2].

$$X_{W1} = 3,2 \cdot 0,444 = 1,42 \text{ Ом};$$

«Расчет сопротивлений трансформатора Т1» [4]:

$$X_{тр.} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номтр}} \text{ Ом}, \quad (8)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания;

$S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{тр.} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{35^2}{6,3} = 14,58 \text{ Ом};$$

Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 4

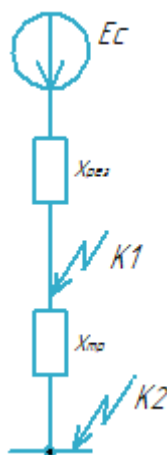


Рисунок 4 – Преобразованная схема замещения

«Расчет параметров схемы в минимальном и максимальном режимах.

Преобразование проводится по формуле» [4]:

Для  $X_{c.pez.max}$ :

$$X_{c.pez.max} = \frac{(X_{c1max} + X_{W1}) \cdot (X_{c2max} + X_{W2})}{X_{c1max} + X_{W1} + X_{c2max} + X_{W2}} \text{ Ом}; \quad (9)$$
$$X_{c.pez.max} = \frac{(8,99 + 14,96) \cdot (10,08 + 1,42)}{8,99 + 14,96 + 10,08 + 1,42} = 7,769 \text{ Ом};$$

Для  $X_{c.pez.min}$ :

$$X_{c.pez.min} = \frac{(X_{c1min} + X_{W1}) \cdot (X_{c2min} + X_{W2})}{X_{c1min} + X_{W1} + X_{c2min} + X_{W2}} \text{ Ом}; \quad (10)$$
$$X_{c.pez.min} = \frac{(14,96 + 14,96) \cdot (16,82 + 1,42)}{14,96 + 14,96 + 16,82 + 1,42} = 11,332 \text{ Ом};$$

Для системы:

$$E_c = \frac{E_{c1} \cdot (x_{c1} + x_{w1}) + E_{c2} \cdot (x_{c2} + x_{w2})}{(x_{c1} + x_{w1}) + (x_{c2} + x_{w2})} \text{ кВ}; \quad (11)$$
$$E_c = \frac{37 \cdot (8,99 + 14,96) + 35 \cdot (10,08 + 1,42)}{8,99 + 14,96 + 10,08 + 1,42} = 36,39 \text{ кВ};$$

«Расчет токов КЗ для выбранных точек  $K_1$  и  $K_2$  (рисунок 4)» [4]:

$$I_{K1max/min}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot \sum (X_{c.pez.max/min} + X_{mp.max/min})} \text{ А}; \quad (12)$$

Для  $K_1$ :

$$I_{K1\max}^{(3)} = I_{\Pi.0} = I_{\Pi.\tau} = \frac{36,39}{\sqrt{3} \cdot 7,769} = 2,75 \text{ кА};$$

$$I_{K1\min}^{(3)} = \frac{36,39}{\sqrt{3} \cdot 11,332} = 1,885 \text{ кА};$$

«Ток КЗ для  $K_2$ , приведенный к ступени 37 кВ» [4]:

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{36,39}{\sqrt{3} \cdot (7,769 + 14,58)} = 0,956 \text{ кА};$$

$$i_{K2\min}^{(3)} = \frac{36,39}{\sqrt{3} \cdot (11,332 + 14,58)} = 0,824 \text{ кА};$$

«Ток КЗ для точки  $K_2$ » [4]:

$$I_{K2\max}^{(3)} = \dot{I}_{K2\max}^{(3)} \cdot k_m; \quad (13)$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = I_{\Pi.0} = I_{\Pi.\tau} = 0,956 \cdot \frac{37}{11} = 3,216 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min}^{(3)} = \dot{I}_{K2\min}^{(3)} \cdot k_m; \quad I_{K2\min}^{(3)} = 0,824 \cdot \frac{37}{11} = 2,77 \text{ кА};$$

«Расчет ударного тока в точке КЗ» [4]:

$$i_{y\partial} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Pi.0} \text{ кА}; \quad (14)$$

Определяются ударные коэффициенты  $K_{y\partial}$ , система связана со сборными шинами 35 кВ, точка  $K_1$ :  $K_{y\partial} = 1,608$ ,  $T_a = 0,02\text{с}$ ; система связана со сборными шинами 10,5 кВ, точка  $K_2$ :  $K_{y\partial} = 1,82$ ,  $T_a = 0,05\text{с}$ .

Для  $K_1$ :

$$i_{y\partial} = 1,608 \cdot 2,75 = 6,254 \text{ кА};$$

Для  $K_2$ :

$$i_{y0} = 1,82 \cdot 3,216 = 8,278 \text{ кА};$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{кз}$	2750 А	3216 А	1885 А	2770 А
$i_{y0}$	6254 А	8278 А	-	

Вывод по разделу. В настоящем разделе был произведен расчёт токов короткого замыкания. Расчёт проведен с соблюдением необходимых требований. По результатам расчетов видно (таблица 3), что нет необходимости установки дополнительных устройств для ограничения токов к.з., т.к. выполняется условие:

$$I_{кзтах}^{(3)} \leq I_{откл. ном}; \quad (15)$$

$$3,216 \text{ кА} < 20 - 31 \text{ кА}.$$

Полученные токи КЗ в дальнейшем будут использоваться для выбора основного оборудования и токоведущих частей.

## 5 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей

### 5.1 Выбор выключателей

«Выключатели выбирают:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току –  $I_{\text{раб.утж}} \leq I_{\text{ном}}$  ;
- по отключающей способности» [14].

«Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям» [14]:

$$I_{n.0} \leq I_{\text{пр.с}} ; \quad (16)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}} , \quad (17)$$

«где  $I_{n.0}$  – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя, А;  
 $i_{\text{уд}}$  – ударный ток короткого замыкания в той же цепи, А» [21].

«На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу» [21]:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} , \quad (18)$$

«где  $B_{\kappa}$  – тепловой импульс по расчету; кА<sup>2</sup>с

$I_{\text{тер}}$  – предельный ток термической стойкости кА;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с» [21].

## 5.2 Выбор выключателей 35 кВ в цепи рабочей перемычки и в цепи высшего напряжения силового трансформатора

«Ток питающих линий на стороне ВН» [13]:

$$I_{\text{пит.л1}} = \frac{S_{\text{пит.л1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot n_{\text{лин}}} \text{ А}, \quad (19)$$

где  $S_{\text{пит.л1}} = S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}$  МВА.

$$S_{\text{пит.л1}} = 6,56 + j4,92 + 5,36 + j4,02 = 11,92 + j8,94 \text{ А};$$

$$I_{\text{пит.л1}} = \frac{\sqrt{(11,92^2 + 8,94^2)} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1} = 232,5 \text{ А};$$

«Ток транзита линий на стороне ВН» [13]:

$$I_{\text{пит.л2}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}} \cdot n_{\text{лин}}} \text{ А}; \quad (20)$$

$$I_{\text{пит.л2}} = \frac{\sqrt{(5,36^2 + 4,02^2)} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1} = 104,55 \text{ А};$$

«Расчетный рабочий ток силового трансформатора при нормальном режиме» [13]:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А}; \quad (21)$$

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ А};$$

«Расчетный ток утяжеленного режима силового трансформатора» [13]:



$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ А}; \quad (22)$$

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,5 \text{ А};$$

«Ток силового трансформатора на стороне НН в утяжеленном режиме» [13]:

$$I_{\text{тр.утж.НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} \text{ А}; \quad (23)$$

$$I_{\text{тр.утж.НН}} = \frac{1,4 \cdot 6,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 462,9 \text{ А};$$

«Ток отходящих линий на стороне НН» [13]:

$$I_{\text{отх.л.}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}} \cdot n_{\text{отх.л}}} \text{ А}; \quad (24)$$

$$I_{\text{отх.л.}} = \frac{8,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3 \cdot 8} = 53,8 \text{ А};$$

К установке принимается выключатель вакуумный трехполюсный типа ВБПС-35Ш-25/1600УХЛ1 с собственным временем отключения  $t_{c.g} = 0,045$  с. Привод выключателя - пружинный ППУ–600.

«Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания» [13]:

$$I_{\text{н.т}} = I_{\text{н.о}}; \quad (25)$$

$$I_{\text{н.о}} = 2,75 \text{ кА};$$

Расчетное время:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c.в.} \text{ с}; \quad (26)$$

$$\tau = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с};$$

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы» [13]:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \text{ кА}; \quad (27)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,75 \cdot e^{-\frac{0,055}{0,02}} = 0,249 \text{ кА};$$

«Постоянная времени  $T_a = 0,02$  с принята из.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  » [13]:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк} \text{ кА}, \quad (28)$$

где  $\beta_{ном} = 0,27$  определяется [13] для  $\tau = 0,055$  с.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,27 \cdot 20 = 7,64 \text{ кА};$$

«Определим тепловой импульс» [13]:

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (29)$$

где  $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}$ ;

$$t_{отк} = 0,1 + 0,045 = 0,145 \text{ с};$$

$t_{р.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{о.в.} = 0,045$  с – полное время отключения выключателя.

Для 35 кВ:

$$B_k = 2,75^2 \cdot (0,145 + 0,02) = 1,248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для подведения итогов выборки выключателя на сторону ВН 35 кВ все расчетные и каталожные данные сведем в одну таблицу 4 для простоты принятия решения.

Таблица 4 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Условие выбора	Расчетные данные	Выключатель ВБПС-35Ш-25/1600УХЛ1
$U_c = U_n$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 232,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{отк}$	$I_{nt} = 2,75 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 25 \text{ кА}$
$i_{откл}$	$i_{откл} = 4,14 \text{ кА}$	$i_{откл} = 44,9 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{y\delta} = 6,254 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 64 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 1,248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 5.3 Выбор выключателей на стороне 10кВ

Установка ВВ/TEL-10-12,5/630У2 выключателей с приводом типа ПЭ11 осуществляется на отходящих линиях с рабочим током  $I_n = 59,2 \text{ А}$  при вводе 10кВ и режиме утяжеления  $I_{\text{тр.нн}} = 231,5 \text{ А}$ . Расчетное время собственного отключения выключателя  $t_{c.в.} = 0,12 \text{ с}$  учитывается.

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{c.в.} \text{ с}; \quad (30)$$

$$\tau = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с};$$

«Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания» [13]:

$$I_{n.\tau} = I_{n.o}; \quad (31)$$
$$I_{n.o} = 3,216 \text{ кА};$$

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания» [13]:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,216 \cdot e^{\frac{-0,13}{0,05}} = 0,338 \text{ кА};$$

«Постоянная времени  $T_a = 0,05$ с принята

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  » [13].

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк}} \text{ кА}, \quad (32)$$

где  $\beta_{\text{ном}} = 0,1$  определяется по [13] для  $\tau = 0,13$  с.

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 12,5 = 1,77 \text{ кА};$$

«Тепловой импульс» [13]:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{п.з.}} + t_{\text{о.в.}} \text{ с}; \quad (33)$$

$$t_{\text{отк}} = 2,0 + 0,035 = 2,035 \text{ с},$$

«где  $t_{\text{п.з.}}$  - время действия максимальной токовой защиты линии, равное 2,0с;

$t_{\text{о.в.}}$  – полное время отключения выключателя ВВ/TEL-10, равное 0,035 с» [13].

Постоянная времени  $T_a = 0,05$ с для сетей 6-10кВ принята из [13].

$$B_k = 3,216^2 \cdot (2,035 + 0,05) = 21,25 \text{ кА}^2\text{с};$$

После всех расчетов составим таблицу 5 и произведем выбор выключателя на стороне низкого напряжения 10 кВ.

Таблица 5 – Расчетные и каталожные данные выключателя НН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2
$U_c = U_n$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 462,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{nl}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{nl}} = 3,26 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{\text{откл}}$	$i_{\text{откл}} = 4,89 \text{ кА}$	$i_{\text{откл}} = 43,84 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд}} = 8,278 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 21,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 468,8 \text{ кА}^2\text{с}$

#### 5.4 Выбор разъединителей

«Разъединители выбираются:

- по номинальному напряжению –  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- по номинальному длительному току –  $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ ;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости» [14].

Выбор разъединителей типа РНДЗ.1-35/630УХЛ1 и РНДЗ.2-35/630УХЛ1 осуществляется на основе таблицы 6, составленной на основе расчетов и данных каталога.

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные РНД3.1-35/630У1 РНД3.2-35/630У1
$U_{уст} = U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_n$	$I_{раб.утяж} = 232,5$ А	$I_{ном} = 630$ А
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$i_{уд} = 8,32$ кА	$i_{прс} = 16$ кА
$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	$B_k = 1,248$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 468,8$ кА <sup>2</sup> с

## 5.5 Выбор трансформаторов тока

«Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по первичному току  $I_{ном} \leq I_{Iном}, I_{max} \leq I_{Iном}$ ;
- по электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{дин}$ ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$ ;
- по вторичной нагрузке.

По вторичной нагрузке ТТ выбирают из условия:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (34)$$

где  $Z_{2ном}$  - номинальная допустимая нагрузка ТТ для выбранного класса точности» [13].

«Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 = R_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов» [11]:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр.}} + R_{\text{конт}} \text{ Ом}, \quad (35)$$

«Где  $R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{н}}^2$  ;

$S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{н}}$  - вторичный номинальный ток приборов и ТТ, равный обычно 5А» [11].

«При количестве приборов менее трех, сопротивление контактов  $R_{\text{конт}}$  принимаются равными 0,05 Ом.

Выражаем сопротивление соединительных проводов» [14]:

$$R_{\text{пр.}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} \text{ Ом}; \quad (36)$$

«Зная  $R_{\text{пр.}}$ , можно определить сечение соединительных проводов, мм<sup>2</sup>» [15]:

$$F_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{\ell_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \text{ мм}^2, \quad (37)$$

«где удельное сопротивление  $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  для алюминия и 0,0175 – для меди» [11].

«Расчетная длина  $\ell_{\text{расч}}$  провода зависит от схемы соединения ТТ и увеличивается по сравнению с расстоянием  $\ell$  от ТТ до приборов в  $\sqrt{3}$  раза при установке ТТ в двух фазах и в 2 раза - при установке в одной фазе. При соединении в полную звезду  $\ell_{\text{расч}} = \ell$ .

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принять:

- для цепей РУ 35 кВ  $l = 60\text{м}$ ;
- для цепей РУ 10 кВ и линий 10кВ к потребителям  $l = 6\text{м}$ .

По условию прочности сечение соединительных алюминиевых проводов не должно быть меньше 4,0 мм<sup>2</sup>, медных – 2,5 мм<sup>2</sup>. Сечение больше 6 мм<sup>2</sup> обычно не применяется» [13].

### 5.6 Выбор трансформатора тока в цепи рабочей перемычки.

Для проверки трансформатора определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (таблица 7).

Таблица 7 – Распределение нагрузки по фазам

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока	СЭТ 4ТМ.02	2,0	-	2,0
Итого	-	2,5	-	2,0

Таким образом, больше загружена фаза «А», тогда принимаем  $S_{\text{приб}} = 2,5$  В·А.

«Общее сопротивление приборов» [3]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \text{ Ом}; \quad (38)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

«Допустимое сопротивление проводов» [3]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \text{ Ом}; \quad (39)$$



$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,1 - 0,05 = 1,05 \text{ Ом} ,$$

где  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  – номинальная нагрузка данного трансформатора тока для класса точности 0,5.

«Расчетная длина провода» [3]:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l \text{ м}; \quad (40)$$

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 60 = 104,0 \text{ м};$$

«Тогда сечение соединительных проводов будет равно» [3]:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \text{ мм}^2; \quad (41)$$

$$F = \frac{0,0175 \cdot 104}{1,05} = 1,73 \text{ мм}^2;$$

Исходя из условий прочности механический кабелей принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

«Значение вторичной нагрузки трансформатора тока» [3]:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} \text{ Ом}; \quad (42)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 104}{4,0} = 0,46 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \text{ Ом}; \quad (43)$$

$$Z_2 = 0,1 + 0,46 + 0,05 = 0,61 \text{ Ом}.$$

Исходя из выполненной аналитики и вычислений для отражения результатов используется таблица номер 8. Выбор падает на трансформатор

модели ТОЛ-35-III-300УХЛ1, который выбирается на основе каталожной информации, с конфигурацией вторичных обмоток, обеспечивающий параметры 05/10Р.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока в цепи рабочей перемычки

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-35-III-300УХЛ1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 232,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$Z_{2ном} = 0,88 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
$i_{уд} = 6,25 \text{ кА}$	$i_{дтн} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,248 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 300.8 \text{ кА}^2\text{с}$

### 5.7 Выбор ТТ на стороне ВН силового трансформатора

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-35-III-200УХЛ1 с вариантом исполнения вторичных обмоток 0,5/10Р. Сравнение расчетных и каталожных данных [10] приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов тока на ВН (питающие линии)

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-35-III-200УХЛ1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 232,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$Z_{2ном} = 0,88 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
$i_{уд} = 6,254 \text{ кА}$	$i_{дтн} = 64 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,248 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 330.75 \text{ кА}^2\text{с}$

### 5.8 Выбор ТТ на стороне НН за силовым трансформатором

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-10-600У2 с вариантом исполнения вторичных обмоток 0,5/10Р. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов тока на НН (за трансформатором)

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10-600У2 0,5/10Р
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.утяж} = 462,9$ А	$I_{ном} = 600$ А
$Z_{2ном} = 0,22$ Ом	$Z_{2ном} = 0,4$ Ом
$i_{уд} = 8,278$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 21,25$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 2976,8$ кА <sup>2</sup> с

Наиболее сильно оказалась загружена фаза А, тогда принимаем  $S_{приб} = 2,5$  В·А (таблица 11).

«Расчитаем общее сопротивление приборов» [10]:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \text{ Ом}; \quad (44)$$

$$R_{приб} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

«Допустимое сопротивление проводов» [10]:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k \text{ Ом}; \quad (45)$$

$$R_{пр} = 0,4 - 0,1 - 0,05 = 0,25 \text{ Ом},$$

где  $Z_{2ном} = 0,4$  Ом – номинальная нагрузка данного трансформатора тока для класса точности 0,5.

$R_k = 0,05$  Ом – сопротивление контактов

Таблица 11 – Распределение нагрузки по фазам

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,5	-	-

Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока	СЭТ 4ТМ.02	2,0	-	2,0
Итого		2,5	-	2,0

Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I \text{ м}; \quad (46)$$

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,4 \text{ м};$$

«Сечение соединительных проводов будет равно» [10]:

$$F = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} \text{ мм}^2; \quad (47)$$

$$F = \frac{0,0175 \cdot 10,4}{0,25} = 0,73 \text{ мм}^2;$$

«По условию механической прочности для алюминия принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением  $F = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Значение вторичной нагрузки трансформатора тока» [10]:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{F} \text{ Ом}; \quad (48)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 10,4}{4} = 0,05 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \text{ Ом}; \quad (49)$$

$$Z_2 = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2 \text{ Ом}.$$

Таблица 12 составлена на основе предварительных расчётов, касающихся выбора трансформаторов тока для стороны 10кВ. Последующим шагом стал выбор трансформатора тока. Была выбрана модель ТЛК-10-75У2 с вторичными обмотками 0,5/10Р. Таблица содержит сравнение данных производителя и расчётов.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на НН отходящих линий

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-75У2 0,5/10Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 53,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$
$Z_{2ном} = 0,22 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$
$i_y = 8,278 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 21,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 5.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

### 5.10 Выбор трансформатора напряжения на сборных шинах 10 кВ

На основании расчетов нагрузки основной обмотки составляется таблица 13 и производим выбор трансформаторов напряжения по каталожным данным.

Таблица 13 – Нагрузка основной обмотки ТН-10кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-337	2,0	1	1	0	1	2	-
Счетчик активной и реактивной энергии (ввод 10 кВ)	СЭТ 4ТМ.0 2	2,0	3	0,5	0,87	1	3	5,2
Счетчик активной и реактивной энергии (ВЛ 10 кВ)	СЭТ 4ТМ.0 2	2,0	2	0,5	0,87	4	8	13,8
Итого	-	-	-	-	-	-	13	19

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ ВА}; \quad (50)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13^2 + 19^2} = 23,02 \text{ ВА};$$

Для подключения счетчиков был выбран трансформатор напряжения НТМИ-10-66 с классом точности 0,5 и номинальной мощностью 120 ВА. Таким образом он будет работать в соответствующем классе точности. Для секции шин 35 кВ было рассмотрено и выбрано трансформатор напряжения ЗНОЛ-35-ШУХЛ1.

Подсчет нагрузки производим согласно данным в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потр. мощность, В·А	Число катушек	cos φ	sin φ	Кол-во приборов	Потреб. мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э377	2	1	1	0	1	2,0	-
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока	СЭТ 4ТМ. 02	2,0	3	0,5	0,87	3	9	15,6
Итого							11	15,6

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{11^2 + 15,6^2} = 19,09 \text{ ВА.}$$

Для соединения с измерительными устройствами номинальная мощность трансформатора ЗНОЛ-35-ШУХЛ1 составляет 200 ВА в классе точности 0,5. Выбранный класс точности позволит трансформатору работать в назначенном режиме.

### 5.11 Выбор шин 10кВ и 35кВ

«Выбор токоведущих частей и изоляторов распределительных устройств. Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются сталеалюминевыми проводами АС или АСО. В некоторых конструкциях открытых распределительных устройств часть или вся ошиновка и сборные шины могут выполняться жесткими из алюминиевых труб» [25].

Питающие линии, ввод ВН силового трансформатора выполнены проводом марки АС-70/11 с  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ . Максимальной нагрузке на питающих линиях соответствует ток утяжеленного режима работы, который равен  $I_{\text{раб. утяж}} = 232,5 \text{ А}$ .

Проверяем по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{доп}} ; \quad (51)$$

$$232,5\text{А} \leq 265\text{А} .$$

Провод марки АС-70/11 проходит по допустимому току.

«Шины, выполненные голыми проводами, имеют большую поверхность охлаждения (расположены на открытом воздухе), поэтому проверка на термическую стойкость не производят.

Проверка по условиям коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Так как напряжение 35 кВ и сечение токопровода  $q = 70 \text{ мм}^2$  проверка по условиям коронирования не проводится» [9].

### 5.12 Выбор и проверка шинного моста

«Шинный мост соединяет выводы силового трансформатора со стороны 10кВ и распределительного устройства этого же напряжения, выполнен проводом марки АС – 300/39 с  $I_{\text{доп}} = 265\text{А}$ » [2].

«Проверяем провод по условию нагрева (по длительно допустимому току)» [2]:

$$I_{\text{раб.утяж.}} \leq I_{\text{доп}} ; \quad (52)$$

$$462,9\text{А} \leq 710\text{А} ;$$

Условие выполняется.

Обычно гирлянды подвесных изоляторов используются для крепления гибких шин и токопроводов с достаточно большим расстоянием между фазами. Для сборных шин принято соблюдать расстояния в 1,5 м для напряжения 35 кВ. При таком размещении силы взаимодействия между фазами минимальны поэтому расчет на электродинамическое воздействие для гибких шин обычно не проводится.



$$I_{п,т} = 2,75 \text{кА} < 20 \text{кА} .$$

### 5.13 Выбор сборных шин НН

Выбор производим по току самого мощного присоединения – силового трансформатора.

Ток нормального режима равен  $I_{\text{раб.норм}} = 165,4 \text{ А}$ ;

Расчетный ток утяжеленного режима равен:  $I_{\text{раб.утяж}} = 231,5 \text{ А}$ ;

Сборные шины не выбираются по экономической плотности тока. Выбор производится на основе самого мощного присоединения силового трансформатора.

Выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{мм}^2$  [2];

$$I_{\text{дон}} = 365 \text{ А}, S = 120 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{дон}} = 365 \text{ А} > I_{\text{max}} = 231,5 \text{ А};$$

«Проверяем шины на термическую стойкость» [2]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q \text{ мм}^2; \quad (53)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{21,25 \cdot 10^6}}{91} = 50,66 \text{ мм}^2 \leq q = 120 \text{ мм}^2,$$

«где  $C=91$  для алюминиевых шин» [10].

Шины термически устойчивы.

Проверим сборные шины на механическую прочность [13].

В распределительном устройстве типа КРН-IV-10 сборные шины установлены плашмя.

Определим наибольшую длину пролета между изоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ м}^2; \quad (54)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{1,2}} = 0,75 \text{ м}^2;$$

где J-момент инерции равен:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \text{ см}^4; \quad (55)$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{ см}^4;$$

тогда  $l = \sqrt{0,75} = 0,87 \text{ м}$ .

Определим напряжения, возникающие в материале шин:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} \text{ МПа}, \quad (56)$$

$$\sigma = \frac{4748 \cdot 0,87^2}{10 \cdot 0,6} = 59,9 \text{ МПа}$$

где  $f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yд}}{a}$ ;  $f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{8,278^2 \cdot 10^6}{0,25} = 4748 \frac{H}{м}$ ;  $a = 0,25 \text{ м}$ .

Момент сопротивления вычисляется

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \text{ см}^3; \quad (57)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}; \quad (58)$$

$$59,9 \text{ МПа} < 82,3 \text{ МПа}.$$

По механической стойкости сборные шины проходят.

#### 5.14 Выбор шинных изоляторов

«Жесткие шины в распределительных устройствах крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке» [2].

«При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н» [2]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_n \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (59)$$

«где  $k_n$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро» [2].

$$k_n = \frac{H}{H_{из}}; \quad (60)$$

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} \text{ Н}, \quad (61)$$

«где  $H_{из}$  – высота изолятора;  $b$  и  $h$  – размеры шины» [2].

«По номинальному току» [2]:

$$I_{раб. утяж} \leq I_{ном}; \quad (62)$$

«По допустимой нагрузке» [2]:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (63)$$

Выбираем опорные изоляторы для внутренней установки типа.  
ИО-10-3750УЗ. Проверяем их по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_n \cdot 10^{-7}; \quad (64)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8,278^2 \cdot 10^6}{0,25} \cdot 0,87 \cdot 10^{-7} = 413 \text{ Н};$$

$$F_{расч} = 413 \text{ Н};$$

$$F_{разр} = 3750 \text{ Н};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (65)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Следовательно,  $F_{расч} = 413 < F_{доп} = 2250 \text{ Н}; U_{уст} \leq U_{ном}; 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$

Изоляторы проходят по механической прочности.

### 5.15 Выбор ограничителей перенапряжений

«Для предотвращения коммутационных и других перенапряжений необходимо установить специальные устройства для ограничения и устранения вредного влияния перенапряжений на изоляцию оборудования. В качестве таких устройств принимаются ограничители перенапряжений (ОПН). Их основные преимущества перед вентильными разрядниками, следующие: глубокий уровень ограничения; стабильность характеристик; надежность в эксплуатации; отсутствие необходимости в техническом обслуживании; малые габариты. ОПН предназначены для защиты двигателей, трансформаторов, воздушных и кабельных линий от атмосферных и коммутационных перенапряжений» [24].

– Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН/TEL-10/12УХЛ1;

- Для напряжения 35 кВ выбираем ОПН-П1-35/40,5/10УХЛ1.

## 5.16 Измерение и учет электроэнергии

Определение места установки и перечня контрольно-измерительных приборов для контроля за режимом работы основного и вспомогательного оборудования и учёта электроэнергии на подстанции представим в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Контрольно-измерительные приборы

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Рабочей перемычки	ОРУ-35 в шкафу РЗА	Амперметр Д-335, ваттметр, варметр СЭТ-4ТМ
Понижающего двухобмоточного трансформатора	Ячейка ввода 10кВ в шкафу РЗА	Амперметр Д-335, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ
Сборных шин 10 кВ	Ячейка ТН-10кВ в релейном отсеке	Вольтметр Э-337
Секционного выключателя	Ячейка СВВ-10кВ на дверце шкафа РЗА	Амперметр Д-335
Отходящей ВЛ-10кВ	Ячейка ВВ-10кВ в шкафу РЗА	Амперметр Д-335, расчётный счётчик активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ
Трансформатора собственных нужд	НН	Амперметр Д-335, расчётный счётчик активной энергии СЭТ-4ТМ

Из представленной информации в таблице 15 становится ясно, что для учета активной и реактивной энергии переменного тока на подстанции используют устройства СЭТ-4ТМ.02Х. Эти устройства принадлежат к классу точности Х, Х для активной и Х, Х реактивной энергии. Параметры подключения представлены как 3·57,7/100В или 3·120...230/208...400 В, с максимальным и номинальным током. При этом указаны технические условия ИЛГШ.411152.071 ТУ, подтверждающие качество и надежность устройств.

«Счетчик предназначен для учета активной и реактивной электрической энергии как прямого так прямого и обратного направления в трех и четырехпроводных сетях переменного тока с напряжением  $3 \cdot 120 \dots 230/208 \dots 400$  В, частотой  $50 \pm 5\%$  Гц, номинальным и максимальным током» [20].

«Подключение счетчика к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока.

Счетчик учитывает активную и реактивную энергию обоих направлений по восьми тарифам в двенадцати тарифных зонах. Для однонаправленного счетчика учитывается только прямое направление активной и реактивной энергии» [22].

«Счетчик является цифровым устройством и работает под управлением встроенного микроконтроллера.

Измерительная часть счетчика построена по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов и осуществляет измерение средних за период сети значений фазных напряжений, токов, активной и полной мощности по каждой фазе, а также частоты сети. Недостающие физические величины получаются путем вычисления из измеренных величин» [23].

Магнитоэлектрические стрелочные амперметры и вольтметры со встроенным выпрямителем предназначены для измерения переменного напряжения или тока.

Вывод по разделу. В данном разделе на основании расчетов токов КЗ был произведен выбор основного электрооборудования (выключателей, разъединителей), размещенного на подстанции 35/10 кВ «Новое село» (140211 – 13 – ПЛ.02). Для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты выбраны измерительные трансформаторы.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений выбраны ограничители перенапряжения.

Выбранное оборудование удовлетворяет необходимым требованиям по надежности и качеству электроэнергии (140211 – 13 - СХ.02. ЭЗ).

## 6 Выбор и расчет релейной защиты

Для использования на ПС «Новое село» принимается микропроцессорное устройство РС83-ДТ2, которое осуществляет защиту электрических машин трансформаторов. Помимо этого, устройство управляет телемеханикой и выключателями. Питание получает как от переменного тока, так и от источника постоянного тока. Данное микропроцессорное устройство имеет резервный источник питания, который использует энергию токовых цепей для подачи питания при аварийных ситуациях.

### 6.1 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2

«Необходимо выбрать параметры настройки устройства РС83-ДТ2 для защиты трансформатора ТМН-6300/35/11:

- Номинальная мощность трансформатора 6,3МВА;
- Номинальное напряжение 35/11кВ;
- Диапазон регулирования РПН  $\pm 6 \times 1,5$  %;
- Максимальная нагрузка трансформатора –  $S_{наг.мах} = 8200$  кВ·А (раздел 2, график нагрузок);
- Максимальное время защиты отходящих линий на стороне НН по данным службы релейной защиты и автоматики Курганских электрических сетей,  $t_{мах}=1,8$  с» [19].

Токи короткого замыкания указаны в таблице 16.

Таблица – 16 Токи короткого замыкания

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
На стороне НН	0,956 кА	0,824 кА
На стороне ВН	2,75 кА	1,885 кА

На рисунке 5 показано место установки защит трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчета уставок защит.

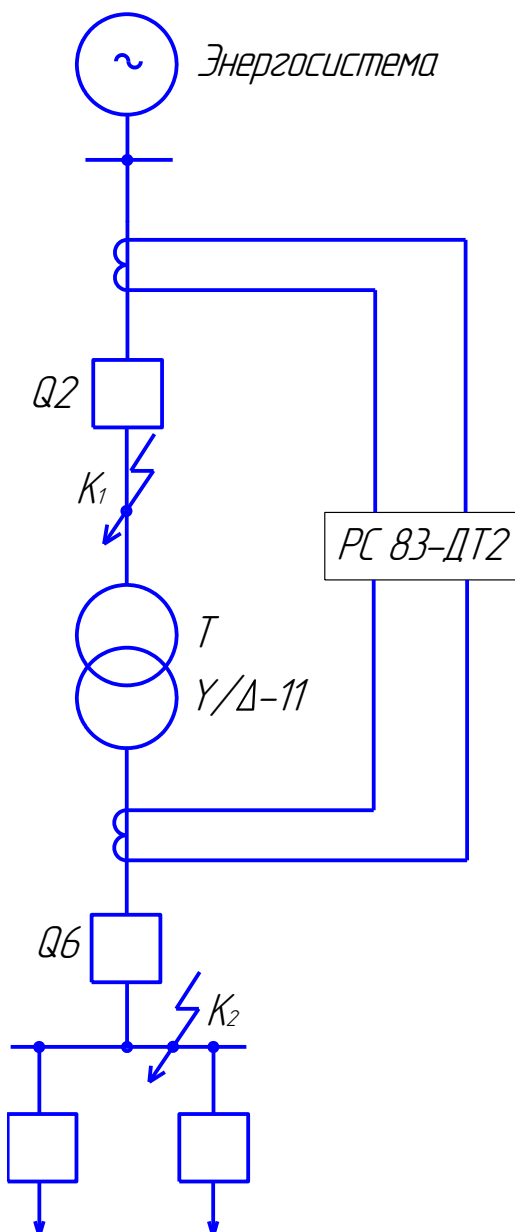


Рисунок 5 – Расположение точек КЗ для расчета уставок защит трансформатора

«Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защита, а также расчет защиты от перегрузки выполняется в соответствии с методикой» [8].



## 6.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Для дифференциальной защиты трансформатора используем устройство РС83-ДТ2. Важно чтобы коэффициенты трансформации на всех сторонах трансформатора были выбраны перед выбором параметров устройства. Все расчёты по выбору коэффициентов указаны в таблице 17.

«Рассчитаем номинальный ток для стороны ВН и НН» [6]:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{тр.НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (66)$$

$$K_A = \frac{K_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{НОМ.}}}{5} \quad (67)$$

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока на сторонах трансформатора

Параметр	ВН 35кВ	НН 11кВ
Номинальный ток, А	103,9	330,7
Схема соединения трансформатора ТМН	Y	Δ
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации тока:	$\frac{179,96}{5}$	$\frac{330,7}{5}$
Принятый коэффициент трансформации	200/5	400/5

Рассчитываются уставки:

«Коэффициенты выравнивания по току для стороны ВН» [6]:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}} ; \quad (68)$$

$$K_{B1} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 103,9} = 1,11 ;$$

«Коэффициенты выравнивания по току для стороны НН» [6]:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}} ; \quad (69)$$

$$K_{B2} = \frac{400}{330,7} = 1,21 ;$$

Расчет уставки чувствительной ступени дифзащиты:

«Определим уставки по току с учетом коэффициентов выравнивания»

[6]:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot I_{СР}^{ДТ}}{K_{B1}} \text{ А}, \quad (70)$$

где  $I_{СР}^{ДТ} = 1,0$  - чувствительность ступени дифзащиты в долях от номинального тока трансформатора.

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,11} = 4,51 \text{ А};$$

Примем  $I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А}$ .

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot I_{СР}^{ДТ}}{K_{B2}} \text{ А}; \quad (71)$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,21} = 4,13 \text{ А};$$

Примем  $I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,2 \text{ А}$ .

«Действительный ток срабатывания чувствительной ступени дифзащиты» [6]:

$$I_{C3.BH}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}} \text{ А}; \quad (72)$$

$$I_{C3.BH}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 106,23 \text{ А};$$

«Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне НН» [6]

$$\dot{I}_{K2(мин)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \dot{I}_{K2(мин)}^{(3)} \text{ А}; \quad (73)$$

$$\dot{I}_{K2(мин)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 824 = 713,6 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\dot{I}_{K2(мин)}^{(2)}}{I_{C3.BH}^{ДТ}}; \quad (74)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{713,6}{106,23} = 6,72 > 2;$$

«Вторичный ток срабатывания будет равен» [6]:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{СР}^{ДО}}{K_{B1}} \text{ А}, \quad (75)$$

«где  $I_{СР}^{ДО} = 5,0$  - чувствительность грубой ступени дифзащиты в долях от номинального тока трансформатора для 35кВ» [6].

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 5,0}{1,11} = 22,52 \text{ А};$$

Принимаем  $I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 23 \text{ А}$ .

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{СР}^{ДО}}{K_{B2}} \text{ А}; \quad (76)$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 5,0}{1,21} = 20,66 \text{ А};$$

Принимаем  $I_{уст.НН}^{ДО} = 21 \text{ А}$ .

«Действительный ток срабатывания грубой ступени дифзащиты» [6]:

$$I_{С.З.ВН}^{ДО} = \frac{I_{уст.ВН}^{ДО} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}} \text{ А}; \quad (77)$$

$$I_{С.З.ВН}^{ДТ} = \frac{23 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 531,16 \text{ А};$$

«Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне ВН» [6]:

$$I_{К1(мин)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1(мин)}^{(3)} \text{ А}; \quad (78)$$

$$I_{К2(мин)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1885 = 1632,46 \text{ А};$$

$$K_q = \frac{I_{К1(мин)}^{(2)}}{I_{С.З.ВН}^{ДО}}; \quad (79)$$

$$K_q = \frac{1632,46}{531,16} = 3,07 > 2.$$

### 6.3 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ 1) защиты трансформатора

«Токовая отсечка в трехфазном исполнении от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания. Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К<sub>2</sub>, приведенный к стороне высшего напряжения» [19], в нашем примере он равен:

$$I_{К2\max}^{(3)} = 956 \text{ А}.$$

$$I_{TO} \geq K_{OTC}^{(3)} \cdot I_{K2(макс)}; \quad (80)$$

$$I_{TO} = 1,3 \cdot 956 = 1242,8 \text{ A},$$

где  $K_{OTC} = 1,3$  - коэффициент отстройки [26].

«Ток срабатывания токовой отсечки» [13]:

$$I_{CP.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX.BH}}{K_{TT.BH}} \text{ A}; \quad (81)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{1242,8 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 53,814 \text{ A};$$

Примем  $I_{CP.TO} = 53,9 \text{ A}$ .

«Действительный ток срабатывания токовой отсечки» [13]:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX.BH}} \text{ A}; \quad (82)$$

$$I_{TO} = \frac{53,9 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 1244,8 \text{ A};$$

«Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне ВН» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1(мин)}^{(2)}}{I_{TO}}; \quad (83)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1632,46}{1244,8} = 1,31$$

$$1,31 > 1,2.$$

## 6.4 Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ 2) трансформатора

«Найдем максимальный ток нагрузки трансформатора» [13]:

$$I_{\text{Нагр.ВН}}^{\text{макс}} = \frac{S_{\text{НАГР.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \text{ А}; \quad (84)$$
$$I_{\text{Нагр.ВН}}^{\text{макс}} = \frac{8,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 135,3 \text{ А};$$

«Расчитаем ток срабатывания МТЗ» [7]:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{ЗАП}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{наг.ВН}}^{\text{макс}} \text{ А}; \quad (85)$$
$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 135,3 = 256,36 \text{ А},$$

«где  $K_{\text{ОТС}} = 1,2$  - коэффициент запаса для отстройки тока нагрузки;

$K_{\text{В}} = 0,95$  - коэффициент возврата реле;

$K_{\text{ЗАП}} = 1,5$  - коэффициент самозапуска двигателей.

Ток срабатывания реле равен» [7]:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{СХ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \text{ А}; \quad (86)$$
$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{256,36 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 11,11 \text{ А};$$

Примем.  $I_{\text{ср.мтз}} = 11,2 \text{ А}$ .

«Найдем действительный ток срабатывания МТЗ» [7]:

$$I_{MT3} = \frac{I_{CP.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX.BH}} \text{ А}; \quad (87)$$

$$I_{MT3} = \frac{11,2 \cdot 200/5}{\sqrt{3}} = 258,7 \text{ А};$$

«Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне НН» [7]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\dot{I}_{K2(\text{мин})}^{(2)}}{I_{MT3}}; \quad (88)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{956}{258,7} = 3,7;$$

$$3,7 > 1,5;$$

«Рассчитаем время срабатывания (МТЗ 2)» [7]:

$$t_{MT3} = t_{\text{max}} + \Delta t \text{ с}; \quad (89)$$

$$t_{MT3} = 1,8 + 0,5 = 2,3 \text{ с}.$$

### 6.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки (МТЗ 3) трансформатора

«Защита от перегрузки устанавливается на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал» [13].

«Ток срабатывания равен» [13]:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{ТР.НОМ}}^{\text{макс}}}{K_B} \text{ А}; \quad (90)$$

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 103,9 = 114,84 \text{ А},$$

«где  $K_{\text{ОТС}} = 1,05$  - коэффициент отстройки защиты от перегрузки» [13].

«Защита от перегрузки включена на те же трансформаторы тока, что и токовая отсечка и максимально-токовая защита со схемой соединения в треугольник. Поэтому ток срабатывания реле защиты от перегрузки (МТЗ 3) равен» [13]:

$$I_{CP.ПЕР} \geq \frac{I_{ПЕР} \cdot K_{CX.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} \text{ А}; \quad (91)$$

$$I_{CP.ПЕР} = \frac{114,84 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 4,97 \text{ А};$$

В устройстве РС83-ДТ2 значение тока, которое служит уставкой для реле МТЗ 3, определяется как ближайшее доступное настройке, варьирующееся в диапазоне от 2 до 60 ампер с интервалом в 0,1 ампера.

Принимаем  $I_{cp.пер} = 5,0 \text{ А}$ .

«Время срабатывания защиты от перегрузок МТЗ 3 равно» [6]:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t \text{ с}; \quad (92)$$

$$t_{MT3} = 2,3 + 0,5 = 2,8 \text{ с}.$$



## 6.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита – это наиболее чувствительный вид защиты трансформатора от физических повреждений обмоток и витковых замыканий. Срабатывает такая защита при выделении газообразного вещества. Для более тщательной защиты на трансформаторе установлено реле типа ВF-80/Q. Даже если дифференциальная и максимальная токовая защита не срабатывает, то данное реле предусматривает возможность перевести действия отключающего контакта на сигнал.

Вывод по разделу. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

## 7 Реклоузер вакуумный автоматический

«Реклоузер вакуумный РВА/TEL-10-12,5/630 (РВА/TEL) – автоматический пункт секционирования воздушных или комбинированных линий электропередачи трехфазного переменного тока частотой 50(60) Гц номинальным напряжением 10(6) кВ с любым режимом работы нейтрали.

Реклоузер серии РВА/TEL – новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики (РЗА) и коммутационной техники.

Реклоузер РВА/TEL может использоваться в радиальных линиях с одним и несколькими источниками питания. РВА/TEL находит применения в качестве ячейки отходящего фидера (открытые распределительные устройства, распределительные пункты), пункта секционирования сети, пункта АВР или защитного аппарата на ответвлении.

РВА/TEL предназначен для выполнения следующих функций:

- автоматическое отключение поврежденных участков линии;
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматический ввод сетевого резервного питания (АВР);
- оперативная местная и дистанционная реконфигурация сети;
- самодиагностика;
- измерение параметров режимов работы сети;
- ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии;
- дистанционное управление.

Реклоузер РВА/TEL обладает следующими отличительными особенностями:

- отсутствие необходимости в обслуживании;
- интеграция в системы диспетчерского управления;
- специальные функции релейной защиты и автоматики;
- удобство и простота монтажа на опоры линий;

- встроенная система измерения токов и напряжений с обеих сторон коммутационного модуля;
- использование комбинированной твердой и воздушной изоляции в конструкции коммутационного модуля;
- надежная система бесперебойного питания;
- ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии;
- малые массогабаритные показатели;
- вандалозащищенность» [17].

Внедрение технологии реклоузеров РВА/TEL в сетях передачи электроэнергии будет способствовать увеличению надежности питания клиентов и электроприемников. Использование реклоузеров способствует значительной автоматизации в выявлении и исправлении дефектов на электрических линиях, снижая таким образом затраты на их поддержку, а также совершенствует деятельность оперативных служб и диспетчерского контроля. Эти действия представляют возможность не только повысить эффективность использования энергосетей, но и способствуют формированию автономных, управляемых и автоматизированных электросетей последнего поколения, обеспечивая их более высокий уровень эксплуатации.

## **7.1 Конструкция и технические характеристики**

«Конструктивно вакуумный реклоузер РВА/TEL состоит из трех основных элементов: коммутационного модуля серии OSM/TEL, который управляется посредством шкафа управления серии RC/TEL с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой. Между собой они связаны соединительным кабелем CC/TEL. Для настройки параметров шкафа управления, ввода уставок РЗА и просмотра накопленной реклоузером информации используется специальное программное обеспечение TELUS. В части внешних коммуникаций РВА/TEL предлагает пользователю широкие возможности управления и обмена информацией как местного (посредством

персонального компьютера и панели управления), так и дистанционного (посредством проводных и беспроводных систем телемеханики)» [17]. Принципиальная схема вакуумного реклоузера РВА/TEL представлена на рисунке 6.

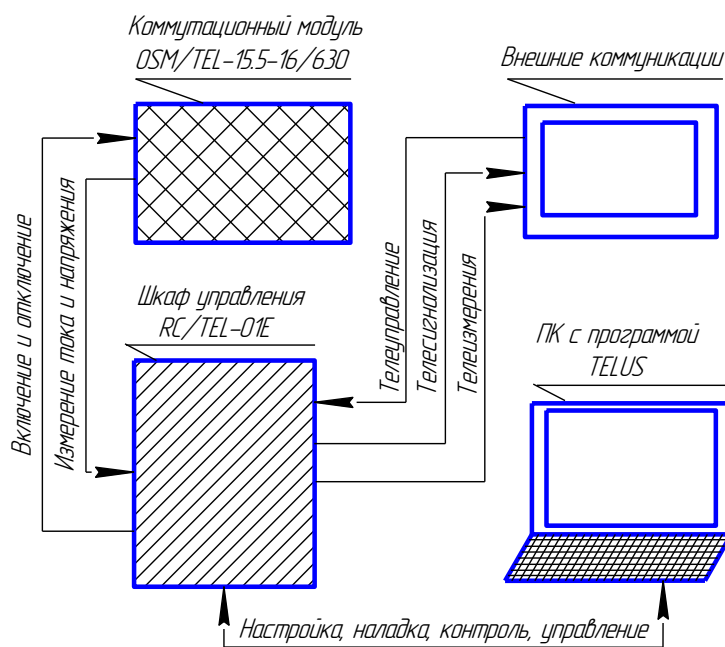


Рисунок 6 – Принципиальная схема вакуумного реклоузера

Технические характеристики вакуумного реклоузера представлены в приложении А.

## 7.2 Питание шкафа управления

«Для надежного питания шкафа управления и внешней нагрузки предназначен модуль бесперебойного питания. Обеспечивает возможность оперативного питания шкафа управления в нормальном режиме от одного или двух внешних источников (ВЛ 10(6) кВ через трансформатор собственных нужд или стационарную сеть ~100/127/220В). При потере оперативного напряжения питание шкафа осуществляется от встроенной аккумуляторной

батареи. Внутренние модули шкафа управления питаются при постоянном напряжении 12В» [17].

«Аккумуляторная батарея герметичная необслуживаемая свинцово-кислотная. Номинальная емкость аккумуляторной батареи составляет 26 Ач. Срок службы 10 лет. Время работоспособного состояния реклоузера при потере оперативного питания – 48 ч при температуре окружающего воздуха 20°С. Реклоузер при полностью заряженной аккумуляторной батарее в нормальных условиях в отсутствии внешней нагрузки при потере оперативного питания способен выполнить не менее 150 циклов «ВО». Отличительной особенностью аккумуляторной батареи, используемой в составе РВА/TEL, является ее способность работать в вертикальном положении» [17].

### **7.3 Подключение внешних устройств связи**

«В шкафу управления предусматривается возможность установки дополнительного оборудования для подключения в системы телемеханики – устройства связи (например, радиомодема). Для этой цели в шкафу управления предусмотрена специальная металлическая плата, на которой крепится передающее устройство. Для подключения устройств связи или устройств дистанционного управления реклоузером в конструкции корпуса шкафа управления предусмотрены телекоммуникационные интерфейсы» [17].

### **7.4 Релейная защита и автоматика**

«В вакуумном реклоузере РВА/TEL реализованы следующие виды защит и автоматики:

- токовая защита от междуфазных коротких замыканий (КЗ);
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;

- автоматическое повторное включение;
- автоматический ввод резервного питания;
- автоматическая частотная разгрузка.

Дополнительно функциональность реклоузера позволяет осуществлять:

- отстройку от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов;
- отстройку от пусковых токов двигателей и увеличения тока при включении на «холодную нагрузку»;
- реализацию режима «работа на линии»;
- координацию последовательности зон в циклах АПВ.

Настройка РЗА производится с панели управления или персонального компьютера посредством программы TELUS.» [17].

## **7.5 Вариант установки реклоузеров в электрической сети**

Для определения эффективности работы вакуумных реклоузеров, устанавливаемых на ВЛ-10 кВ произведен расчет технико-экономических показателей.

«В исходной схеме электрической сети электроснабжение потребителей выполняется от одного источника питания:

- ПС «Новое село» 35/10 кВ; ВЛ-10 кВ Л-1 «Боровлянка».

Для автоматизации процесса поиска и локализации повреждений в электрической сети устанавливается 2 реклоузера:

R1 – пункт продольного секционирования линии с односторонним питанием. Устанавливается после ответвления на ТП-10/0,4 кВ «Поселок 1». В исходной схеме включен;

R2 – пункт продольного секционирования линии с односторонним питанием. Устанавливается после ответвлением на ТП-10/0,4 кВ «Поселок 2». В исходной схеме включен.

Состав защит и автоматики реклоузеров.

Реклоузер R1:

- Ненаправленная максимальная токовая защита - МТЗ;
- Однократное или двукратное автоматическое повторное включение (АПВ).

Реклоузер R2:

- Направленная максимальная токовая защита - МТЗ;
- Однократное или двукратное автоматическое повторное включение» [17].

Места установки реклоузеров показаны на рисунке 7.

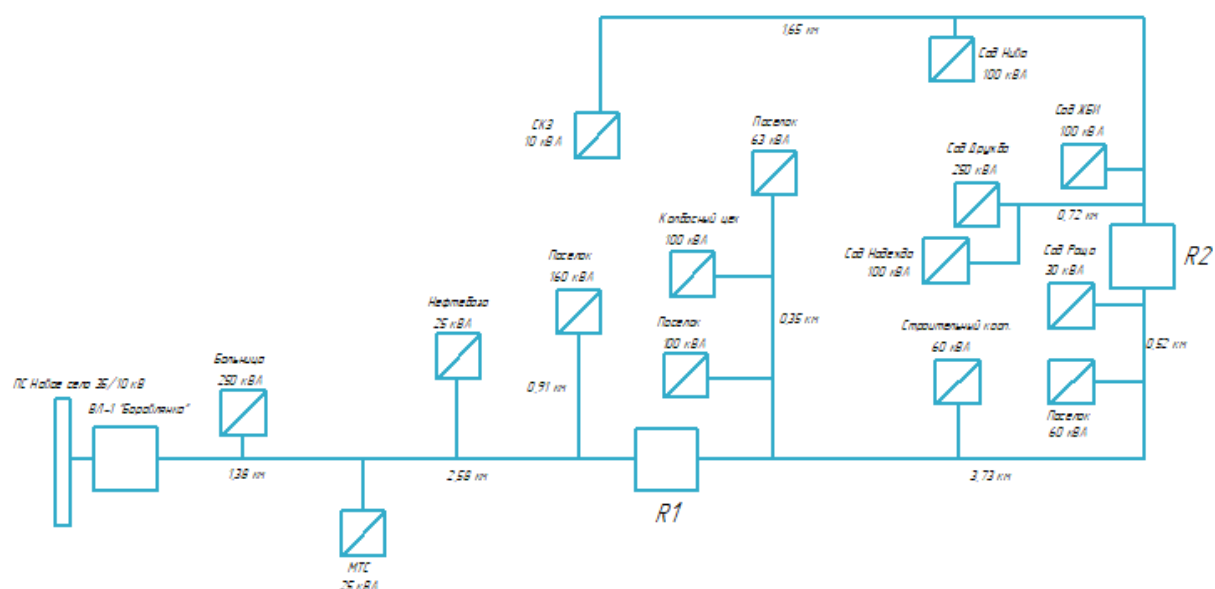


Рисунок 7 – Схема сети с установленными реклоузерами

## 7.6 Алгоритмы работы РЗиА.

Все алгоритмы описаны в предположении наличия однократного АПВ на реклоузерах. Места характерных точек КЗ показаны на рисунке 8.

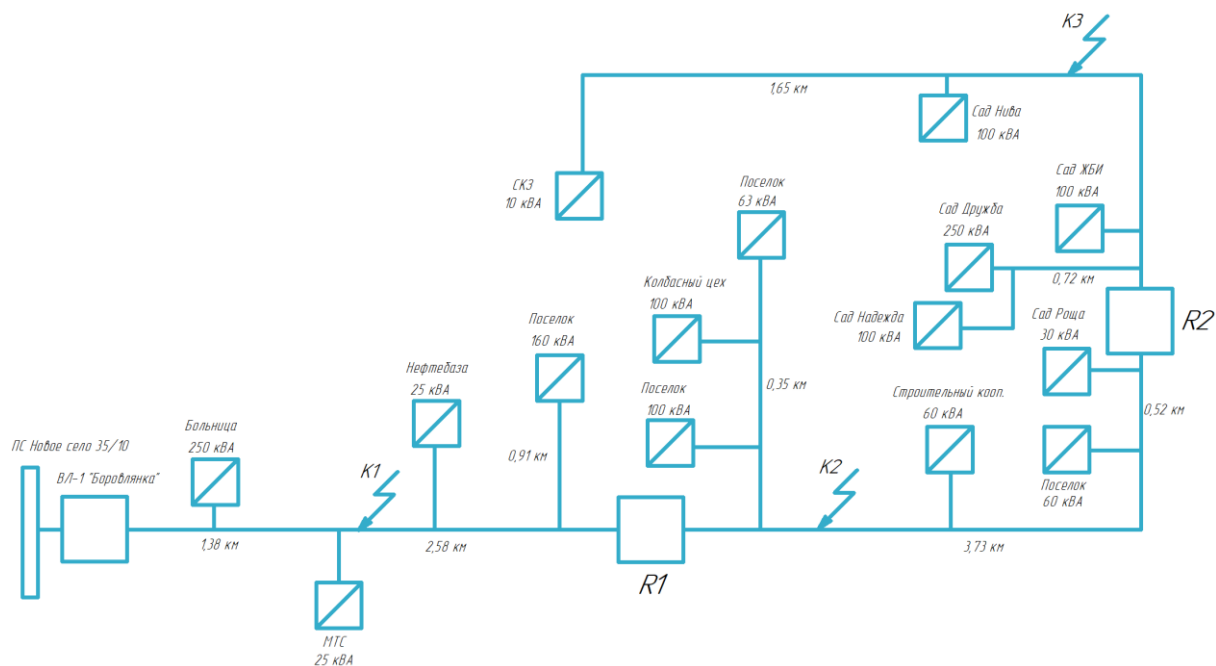


Рисунок 8 – Схема сети с указанием точек КЗ

«Нормальный режим работы сети:

- реклоузеры R1, R2 включены и выполняют функции пунктов продольного секционирования.

Аварийный режим - короткое замыкание в точке К1:

- отключается выключатель ВЛ-1 «Боровлянка» ПС «Новое село»;
- включается ВЛ-1 «Боровлянка» от АПВ;

Если повреждение К1 не устранилось, то:

- отключается ВЛ-1 «Боровлянка».

Электроснабжение всех потребителей нарушено (одностороннее питание).

Аварийный режим - короткое замыкание в точке К2:

- отключается R1 от защит;
- включается R1 от АПВ;

Если повреждение К2 не устранилось, то:

- отключается R1 от защит;



Электроснабжение потребителей на неповрежденном участке сети до реклоузера R1 восстановлено.

Аварийный режим - короткое замыкание в точке КЗ:

- отключается R2 от защит;
- включается R2 от АПВ.

Если повреждение КЗ не устранилось, то:

- отключается R2 от защит;

Электроснабжение потребителей на неповрежденных участках сети до реклоузера R2 восстановлено» [17].

## 7.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети

Проведение технико-экономического анализа включает в себя сравнительное изучение исходной схемы электрической сети без реклоузеров и модифицированной схемы вместе с реклоузером. Эффективность установки реклоузеров на конкретные участки сети подтверждается результатами сравнения этих схем. Для анализа вариантов сети проводится группировка потребителей по определенным участкам сети. Таблица 18 содержит необходимые расчеты, демонстрирующие упрощенную схему сети и распределение групп потребителей в зависимости от местоположения коммутационных аппаратов на рисунке 9 по определенным частям сети.

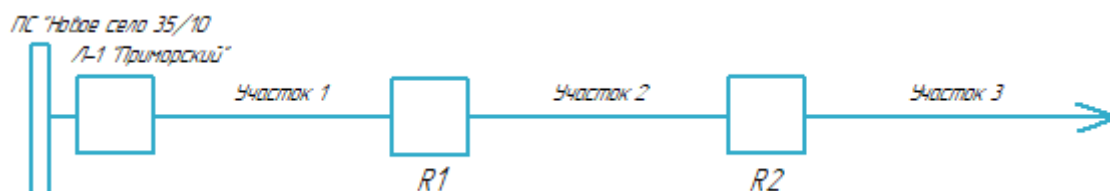


Рисунок 9 - Расположение групп потребителей по участкам сети

«Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии оценивается по удельному показателю в предположении, что удельная повреждаемость линий осталась неизменной:

$$\Delta W_{НОБ} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T_B \cdot K_{BB} \cdot \sum (L_{общ.} \cdot S_{общ.} \cdot \cos \varphi \cdot K_3); \quad (93)$$

$$\Delta W_{НОР} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T_B \cdot K_{BB} \cdot \sum (L_i \cdot S_i \cdot \cos \varphi \cdot K_3), \quad (94)$$

где  $\omega_0$  - количество устойчивых повреждений на 100 км линий в год;

$T_B$  - среднее время восстановления одного устойчивого повреждения;

$L$  - длина участка линии;

$S_{ном} \cdot \cos \varphi$  - номинальная мощность силовых трансформаторов в сети;

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора;

$K_{BB}$  - коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной»

[17]

$$\Delta W_{НОЭ} = \Delta W_{НОБ} - \Delta W_{НОР}; \quad (95)$$

$$K_W = \Delta W_{НОБ} / \Delta W_{НОР}; \quad (96)$$

«Далее рассчитывается эффективность различных вариантов сети с точки зрения уменьшения количества и длительности отключений потребителей, находящихся на одном из участков сети» [17], показанных на рисунке 9. Это важно для анализа повышения надежности электроснабжения отдельных потребителей.

Предположим, что уровень возникающих повреждений на линиях до и после введения в эксплуатацию реклоузеров не претерпевает изменений.

«Количество отключений (за год) потребителей, находящимся на одном из участков сети» [17]:

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L, \quad (97)$$

«где  $\omega_0$  - количество устойчивых повреждений на 100 км в год (значение неизменно для всех вариантов сети);  
 $L$  - длина участка линии» [17].

«Время (за год) восстановления электроснабжения потребителей, находящихся на одном из участков сети (или время, проведенное в течение года потребителем без питания)» [25]:

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T_B \cdot K_{BB}, \quad (98)$$

«где  $T_B$  - среднее время восстановления устойчивого повреждения (значение неизменно для всех вариантов сети);

$K_{BB}$  - коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения» [25].

«Для определения эффективности установки реклоузеров рассчитывается коэффициент сравнительной эффективности по количеству и длительности отключений в год для каждой группы потребителей» [25].

$$K_{\omega} = \frac{\omega_{БАЗ}}{\omega_{РЕКЛ}}; \quad (99)$$

$$K_T = \frac{T_{БАЗ}}{T_{РЕКЛ}}. \quad (100)$$

В таблицу 18 были занесены все необходимые данные для оценки эффективности работы сети.

Таблица 18 – Расчет технической эффективности вариантов сети

Наименование параметра	Обозначение и расчетная формула	Числовое значение		
		Номер участка группы потребителей		
		1	2	3
Длина участка магистрали, км	L	4,87	4,6	2,77
Установленная мощность на участке, кВА	S	460	413	1460
Общая длина фидера, км	L <sub>общ</sub>	12,24		
Общая установленная мощность фидера, кВА	S <sub>общ</sub>	2333		
Коэффициент мощности нагрузки	φ	0,85		
Средний коэфф. загрузки трансформаторных подстанций	K <sub>з</sub>	0,4		
Удельное число устойчивых повреждений ВЛ-10кВ на 100 км, отказ/год	ω <sub>0</sub>	10		
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, часа/отказ	T <sub>в</sub>	11		
Коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной автоматизации	Исходная сеть	1		
	с РВА/TEL	0,5		
Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии, кВтч/год	Исходная сеть	ΔW <sub>ноб</sub>		
	с РВА/TEL	ΔW <sub>нор</sub>		
Общее снижение недоотпуска электроэнергии при установке РВА/TEL, кВтч/год	ΔW <sub>ноэ</sub>	6187,9		
Коэфф., показывающий во сколько раз уменьшился годовой недоотпуск электроэнергии с установкой РВА/TEL	K <sub>w</sub>	2,4		
Кол-во отключений потребителей, на участках магистрали, откл/год	Исходная сеть	1,22		
	с РВА/TEL	0,49	0,95	1,22
Коэфф., показывающий во сколько раз уменьшилось количество отключений потребителей с установкой РВА/TEL	K <sub>ω</sub>	2,51	1,29	1,00
Длительность отключения потребителей на участках магистрали, час/год	Исходная сеть	13,46		
	с РВА/TEL	2,68	5,21	6,73

Для удобства анализа технической эффективности различных вариантов сети, основные результаты расчетов приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты расчетов эффективности вариантов сети

Вариант исполнения сети	№ участка группы потребителей	$\Delta W_{НО}$ , кВтч/год	$K_w$	$\omega_{П}$ , откл/год	$K_{\omega}$	$T_{п}$ , час/год	$K_T$
Без применения реклоузеров РВА/TEL	1	10679,9	-	1,22	-	13,46	-
	2						
	3						
С установкой реклоузеров РВА/TEL	1	4492,1	2,4	0,49	2,51	2,68	5,03
	2			0,95	1,29	521	2,59
	3			1,22	1,00	6,73	2,00

Вывод по разделу. В таблице 19 содержатся технико-экономические показатели, которые могут пролить свет на интересные аспекты работы.

Изучение демонстрирует, что введение реклоузеров как элементов продольного разделения сети может значительно повысить эффективность использования электроэнергии на протяжении года. Это не только обеспечивает стабильность электроснабжения для пользователей, но и способствует сокращению времени, когда оборудование не функционирует, а также уменьшению числа возможных отключений. В частности, улучшение работы реклоузеров на линии «Боровлянка» приводит к утроению надёжности поставок электроэнергии для потребителей, существенно снижая продолжительность возможных прерываний в подаче электроэнергии.

## 8 Собственные нужды подстанции

Для функционирования подстанции требуется различное оборудование, специфика которого зависит от множества факторов, включая устройство самой подстанции наличие или отсутствие синхронных компенсаторов, тип используемой электротехники и подходы к ее обслуживанию, а также от типа используемого оперативного электропитания.

В случаях, когда на подстанциях нет синхронных компенсаторов, основным элементом является освещение, обогрев приводов, электродвигатели обдува трансформаторов.

Однако существуют и более критические системы, на которые распространяются потребности электроэнергии. К ним относятся цепи управления, оборудование для связи и телемеханики, системы охлаждения для трансформаторов, аварийное освещение, оборудование для тушения пожаров, а также приемники электричества для работы компрессоров.

Подсоединение устройств, использующих электричество для внутренних потребностей трансформатора, осуществляется к электросетям с уровнем напряжения 380/220 В, поскольку такие устройства характеризуются низким потреблением энергии и зависят от энергии, снабжаемой через трансформаторы с пониженной мощностью. В процессе вычисления мощности, необходимой для трансформаторов, используемых в служебных целях, применяются специальные коэффициенты, отображающие уровень нагрузки и вероятность их одновременного использования. Различные сезонные колебания нагрузок, такие как зимние и летние периоды, а также периоды проведения технического обслуживания на подстанциях, рассматриваются отдельно.

«Нагрузка СН подстанции определяется по установленной мощности, с применением  $\cos\varphi=1$ , так как отсутствует двигательная нагрузка, и подсчитывают по формуле» [26]:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВА}, \quad (101)$$

«где  $k_c$ - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять  $k_c = 0,8$ »[21].

Таблица 20 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт, кол-во	Всего, кВт			$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , квар
Подогрев приводов выключателей 35 кВ	2,8×3	8,4	1	0	8,4	-
Подогрев шкафов КРУН	1×13	13	1	0	13	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6×6	3,6	1	0	3,6	-
Подогрев релейных отсеков и освещение ячеек	0,36 ×15	5,4	1	0	5,4	-
Освещение ОРУ-35кВ	0,4×6	2,4	1	0	2,4	-
Итого	-	-	-	-	32,8	-

«Расчётная нагрузка при  $K_c=0,8$ »[21]:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 32,8 = 26,24 \text{ кВА} .$$

Вывод по разделу. Принимаем два трансформатора ТМ-40/10/0,4.

На электрической подстанции «Новое село» используется непрерывный рабочий ток, важнейшая задача для систем рабочего тока – это способность к быстрой активации в чрезвычайных условиях, включая короткие замыкания, когда может произойти полное падение напряжения на шинах.

## 9 Компоновка оборудования распределительных устройств

На электростанциях и подстанциях широкое распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) на напряжение 3 – 10 кВ.

Разработаны типовые ячейки КРУ, что позволяет значительно сократить трудозатраты на сооружение РУНН, начиная от стадии проектирования и заканчивая монтажом. Применение КРУ обеспечивает большую безопасность эксплуатации РУНН, позволяет локализовать аварийные очаги.

На реконструируемой подстанции установлен КРУН серии КРН-IV-10, который обеспечивает необходимые требования надежности и безопасной эксплуатации оборудования.

Конструкция шкафов.

«Высоковольтная аппаратура КРН-IV является результатом сборно-сварочной работы и представляет из себя металлическую конструкцию. Дверцы расположены по две с каждой противоположной стороны, что позволяет осуществлять его двустороннее обслуживание и обеспечивает свободный доступ к аппаратуре. Шкаф разделен на два отсека. Отсек управления, в нем находятся приборы управления, измерения, сигнализации и измерения. В отсеке высокого напряжения, в зависимости от схемы устанавливается следующая высоковольтная аппаратура:

- высоковольтный вакуумный выключатель различных заводов изготовителей;
- высоковольтные разъединители типа РВЗ-10;
- трансформаторы тока типа ТОЛ-10, ТЛК-10;
- трансформаторы напряжения типа ЗхЗНОЛП.06, ЗхЗНОЛП, НАМИ-10-95;
- силовые трансформаторы типа ТМ;
- ограничители перенапряжений типа ОПН-РТ/TEL, ОПН-КС.



Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала в шкафах КРН организованы следующие оперативные блокировки, не допускающие:

- включение и отключение линейного и шинного разъединителя при включенном;
- высоковольтном выключателе;
- включение заземляющих ножей при включенных главных ножах разъединителя;
- включение главных ножей разъединителя при включенных заземляющих ножах;
- включения высоковольтного выключателя при нахождении разъединителя в промежуточном положении;
- включение высоковольтного выключателя при открытой задней двери;
- открывание задней двери при включенном высоковольтном выключателе» [20].

Во время обслуживания шкафа блокировки предусмотрены для различных ситуаций включая включение и отключение аппаратуры работу с разъединителями и выключателями управление аппаратурой и автоматики. Внутри шкафа на повторной приборной раме расположена аппаратура управления защиты и автоматики, позволяющая автоматически или вручную отключать высоковольтный выключатель. Если потребуется, часть аппаратуры может быть размещена на задней стенке шкафа или на дверях.

## Заключение

В бакалаврской работе, по реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Новое село» был разработан технический проект по ее реконструкции для электроснабжения потребителей Большесельского района. Для подстанции была выбрана схема «Мостик с выключателями в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов». Существующая схема электрических соединений ПС не удовлетворяет необходимым требованиям по надежности электроснабжения. С течением времени увеличились электрические нагрузки потребителей. Поэтому необходимо выполнить реконструкцию действующей подстанции, целью которого является замена устаревшего оборудования для обеспечения надежного электроснабжения.

Надежность электроснабжения будет обеспечиваться за счёт установки второго трансформатора (на время планового ремонта или во время аварийных ситуаций потребители с неработающего трансформатора переводятся на второй). Выбраны выключатели, трансформаторы напряжения, тока, собственных нужд.

К установке на сторону 35 кВ принимаются выключатели типа ВБПС-35Ш-25/1600УХЛ. А для стороны НН 10 кВ к установке принимаются выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У2.

На этапах проектирования и подготовки к эксплуатации главной понижающей подстанции (ГПП) "Новое село" были проведены исследования, направленные на определение параметров токов короткого замыкания на уровнях напряжения 35 кВ и 10 кВ. В результате этих работ был выполнен отбор необходимого электротехнического оборудования, предназначенного для установки на указанной подстанции. Отобранное оборудование подверглось проверке на способность выдерживать термические и электродинамические нагрузки, вызванные токами короткого замыкания, и было признано пригодным для эксплуатации.

В частности, для уровня напряжения 35 кВ был выбран трансформатор типа ТОЛ-35-III-200УХЛ1, а для 10 кВ – трансформатор марки ТОЛ-10-600У. Аналогично, трансформатор напряжения для 35 кВ был определен как ЗНОЛ-35-IIIУХЛ1. Эти выборы основывались на тщательном анализе требований к оборудованию.

Дополнительно, была разработана схема релейной защиты для понижающих трансформаторов, включающая дифференциальную защиту, защиту по минимальному току и защиту от перегрузки, реализованную на базе микропроцессорного устройства РС 83-ДТ2. Это позволяет обеспечить надежную защиту оборудования от возможных аварийных режимов.

Помимо этого, было решено не вносить изменения в конструкцию контура заземления и систему молниезащиты, за исключением обновления компонентов до новых аналогов в рамках профилактических мероприятий. Такое решение обусловлено ухудшением характеристик заземлителей и увеличением их сопротивления, что было выявлено в ходе технических осмотров. Кроме того, замена грозозащитных тросов и штанг предусмотрена из-за их износа, провисания и деформации под воздействием окружающей среды.

## Список используемой литературы

1. Бохан А.Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / А. Н. Бохан. - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с.-ISBN 978-985-535-328-8.
2. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии) [Текст] : учебник , Г.Ф. Быстрицкий, Г.Г.Гасангаджиев, В.С. Кожиченков. – [2-е изд.], стер. – М. – КНОРУС, 2016. – 408 с.-ISBN 978-5-4060-4807-8.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника: учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения [Текст]: учебник для студентов высш. образования.- Научное издание.- М.: Горячая линия-Телеком,2017.- 152с.-ISBN 978-5-9912-0468-2.
5. ГОСТ 14209-85 трансформаторы силовые масляные общего назначения допустимые нагрузки URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414>
6. ГОСТ 1516.1-76-2015. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Текст]. – Введ. 2015-01-16. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2017. – 51 с.
7. ГОСТ Р 56865–2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования [Текст]. – Введ. 2016-07-17. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2016. – 5 с.
8. ГОСТ Р 52735- 2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] : URL <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293837/4293837777.pdf>
9. ГОСТ 721-77-2017. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные

напряжения свыше 1000 В [Текст]. – Введ. 2015-01-16. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2017. – 72 с.

10. Конюхова Е.А. К65 Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) [Текст]: учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва : РУСАЙНС, 2017. – 160 с.- ISBN 978-5-4365-1136-

11. Конюхова Е.А. Электроснабжение [Текст]: Учебник для студ. учреждений высшего проф. образования. — М.: Издательский дом МЭИ, 2014.- ISBN 978-5-383-00897-3.

12. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей [Текст] : учебник / М.А. Короткевич. – [2-е изд.], испр. и доп. – Минск : Высшая школа, 2014. – 350с.- ISBN 978-5-985-06-2397-3.

13. Крючков И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Текст]: учебное пособие для вузов // И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.: под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – Издательский дом МЭИ, 2012 – 568 с. – ISBN 978-5-383-00709-9.

14. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст]: учеб. пособие.- М.: Издательство «Омега-Л»,2013.- 384 с.: ил., табл.- (Высшее техническое образование).- ISBN978-5-370-02938-7.

15. Немцов М.В. Электротехника [Текст]: учебник для студ. учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.2/ М.В.Немцов.- М. : Издательский центр «Академия», 2014. – 288 с. – (Сер. Бакалавриат).- ISBN 978-5-4468-1957-7.

16. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] : URL : <https://zazemlidom.ru/wp-content/uploads/2020/12/ПУЭ-7.-Правила-устройства-электроустановок.pdf>

17. Реклоузер – что это это [Электронный ресурс]: URL: <https://www.energoreg.ru/info/articles/stati/reklouzer-что-это-i-kak-on-ekonomit-vashi-dengi/#:~:text=Реклоузер%20—%20коммутирующее%20устройство%20на,секции%20или%20при%20технологической%20необходимости>

18. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. [Электронный ресурс] URL: [https://energeteek.ru/images/users\\_images/ntd/ntd\\_331/СТО\\_56947007-29.240.30.010-2008\\_Схемы\\_принципиальные\\_электрические\\_РУ\\_ПС\\_35-750\\_кВ.\\_Типовые\\_решения.pdf](https://energeteek.ru/images/users_images/ntd/ntd_331/СТО_56947007-29.240.30.010-2008_Схемы_принципиальные_электрические_РУ_ПС_35-750_кВ._Типовые_решения.pdf)
19. Трансформаторы типа ТМН мощностью 1000-6300 кВА на напряжение 35 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://powertrans.nt-rt.ru/images/manuals/tmn-1000-35.pdf>
20. Конструкция шкафов КРУН серии- КРН-IV [Электронный ресурс]: URL: [10.https://www.elec.ru/files/2017/07/15/KRN-IV.pdf](https://www.elec.ru/files/2017/07/15/KRN-IV.pdf)
21. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
22. Brain Marshall, Dave Roos, How Power Grids Work [Text] / Brain Marshall // Science stuff energy works portal.2015. - URL: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy> (дата обращения 23.03.2017).
23. Enmax, Substations [Text] / Enmax // Enmax generation.2015.URL: <https://www.enmax.com/generation-wires/transmission-a> (дата обращения 11.02.2017).
24. Gokul Dharan, Electrical substation [Text] / Gokul Dharan // Energy Education. 2015. – URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical\\_sub](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_sub) (дата обращения 07.02.2017).
25. Jordan Hanania, Power plant [Text] / Jordan Hanania // Energy education portal.2015. URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power\\_plant](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant)
26. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.