

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

Институт машиностроения, 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 Проектирование системы электроснабжения КРТ пос. Ольгино в Нижегородской области

Обучающийся

П.А. Печалев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Тольятти 2025

Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) на тему «Проектирование системы электроснабжения КРТ пос. Ольгино в Нижегородской области», рассматривается возможность создания надёжной схемы электроснабжения вновь строящегося района комплексной жилой застройки.

Районом электроснабжения является незастроенная территория, расположенная на юге Нижегородской области прилегающая к деревне Ольгино и посёлка Новинки.

В ВКР рассматривается вопрос выбора центра питания КРТ пос. Ольгино и проектирование понижающей подстанции (центра питания) 110/10 кВ, от которой будет осуществляться электроснабжение строящегося района.

Наименование проектируемой подстанции ПС 110 кВ Ольгино является условным.

ВКР выполнена на 67 листах, графическая выполнена на 6 чертежах формата А1, список используемой литературы и цифровых источников включает в себя 28 наименований.

Содержание

1	Характеристики объекта электроснабжения	5
1.1	Исходные данные	5
1.2	Существующая схема внешнего электроснабжения	9
2	Расчёт электрических нагрузок населённого пункта	12
3	Выбор напряжения питания и схемы распределительного устройства подстанции	16
4	Расчёт мощности силовых трансформаторов	19
5	Выбор площади сечения провода линии 110 кВ.....	22
6	Расчёт токов короткого замыкания	23
7	Выбор высоковольтного оборудования подстанции.....	25
7.1	Расчёт параметров коммутационного оборудования	25
7.2	Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования.....	26
7.3	Выбор измерительных трансформаторов.....	34
7.4	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	34
7.5	СОПТ и система собственных нужд	34
8	Управление оборудованием ПС	41
9	Релейная защита ПС 110 кВ.....	47
9.1	Дифференциальная защита силовых трансформаторов	52
9.2	Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ.....	56
9.3	Токовая защита от перегрузок.....	59
9.4	Газовая защита трансформатора.....	62
	Заключение	63
	Список используемой литературы	64

Введение

В Нижегородской области, согласно постановлению Правительства Нижегородской области №1173 «О комплексном развитии незастроенной территории в районе деревни Ольгино Приокского района городского округа город Нижний Новгород», выдано разрешение на разработку проекта планировки и межевания территории, определённой под комплексное развитие, совмещающее в себе общественно-жилые пространства, многофункциональную социально-досуговую и общественно-деловую инфраструктуру для комфортного размещения около 50 тысяч жителей [22].

«Проект комплексного развития территории (КРТ) реализует специализированный застройщик Нижегородской области «Дирекция по строительству», следует из приказа регионального Минграда от 25 мая 2023 года. Данной организацией опубликован мастер-планы застройки территории» [28].

Целью данной работы является разработка схемы внешнего электроснабжения вновь строящегося района в Нижегородской области.

«Для выполнения данной цели необходимо провести:

- расчёт электрических нагрузок;
- выбор номинальных значений напряжений сети электроснабжения;
- выбор места расположения, схем и мощности трансформаторных подстанций;
- выбор трансформаторного оборудования подстанции;
- определить основные параметры высоковольтной кабельной и воздушной линии электропередачи;
- рассчитать токи короткого замыкания в различных режимах работы ПС» [17];
- выбрать коммутационное оборудование;
- определить защиту и рассчитать уставки защит силового оборудования от аварийных режимов [15].

1 Характеристики объекта электроснабжения

1.1 Исходные данные

Объектом электроснабжения является незастроенная территория на юге Нижегородской области, в районе деревни Ольгино и посёлка Новинки, показанная на рисунке 1 [24].

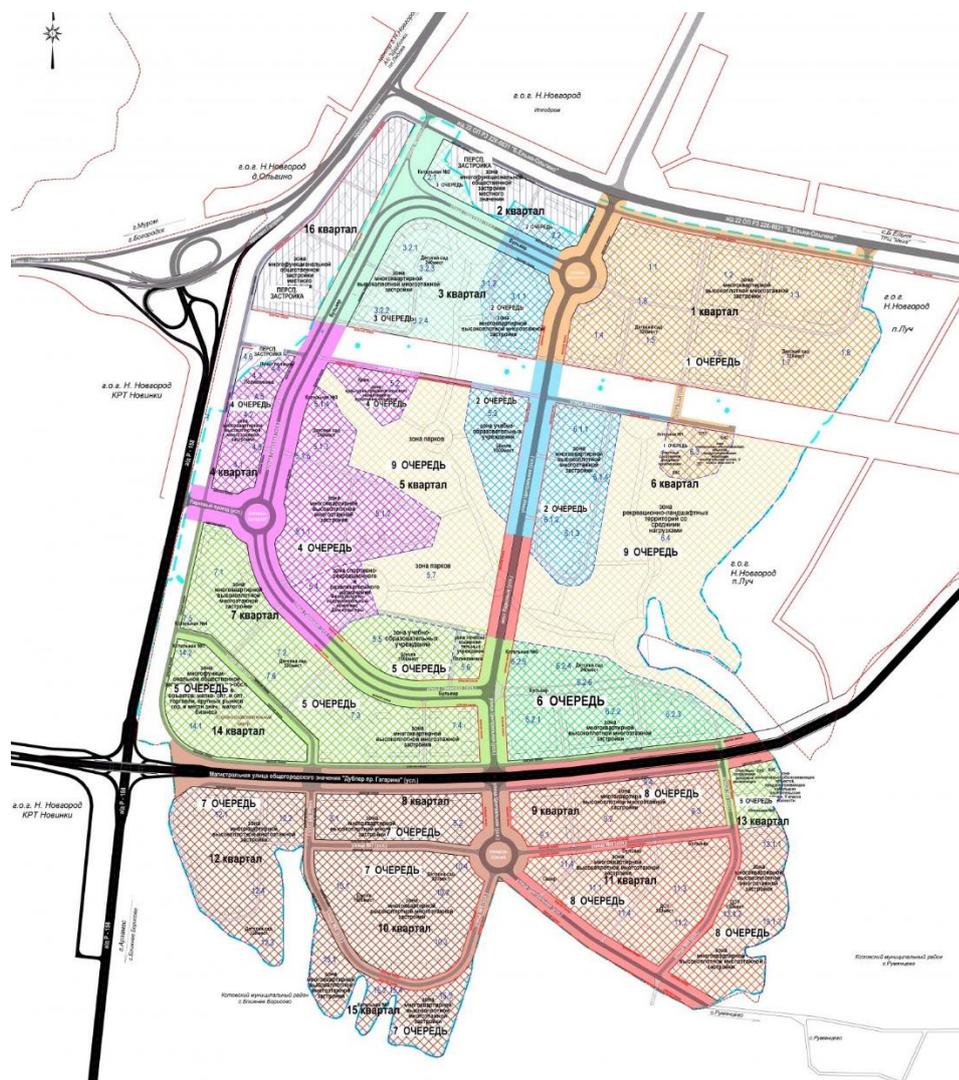


Рисунок 1 – План застройки территории

«Согласно постановлению Правительства Нижегородской области №1173 «О комплексном развитии незастроенной территории в районе деревни

Ольгино Приокского района городского округа город Нижний Новгород», выдано разрешение на разработку проекта планировки и межевания территории, определённой под комплексное развитие, совмещающее в себе общественно-жилые пространства, многофункциональную социально-досуговую и общественно-деловую инфраструктуру для комфортного размещения около 50 тысяч жителей [28].

Проект комплексного развития территории (КРТ) реализует специализированный застройщик Нижегородской области «Дирекция по строительству», следует из приказа регионального Минграда от 25 мая 2023 года. Данной организацией опубликован мастер-планы застройки территории» [24].

«Согласно постановлению Правительства Нижегородской области №1173 «О комплексном развитии незастроенной территории в районе деревни Ольгино Приокского района городского округа город Нижний Новгород», выдано разрешение на разработку проекта планировки и межевания территории, определённой под комплексное развитие, совмещающее в себе общественно-жилые пространства, многофункциональную социально-досуговую и общественно-деловую инфраструктуру для комфортного размещения около 50 тысяч жителей.

Проект комплексного развития территории (КРТ) реализует специализированный застройщик Нижегородской области «Дирекция по строительству», следует из приказа регионального Минграда от 25 мая 2023 года. Данной организацией опубликован мастер-планы застройки территории» [14].

Проектируемая подстанция 110/10 кВ (далее – ПС 110 кВ Ольгино) предназначена для преобразования, распределения и передачи электрической энергии потребителям на стороне 10 кВ. Должна обеспечивать электрической энергией промышленную и бытовую нагрузку КРТ пос. Ольгино Нижегородской области.

Технические решения по схеме внешнего электроснабжения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино должны обеспечивать:

- «возможность потребления энергопринимающими устройствами потребителя заявляемой им максимальной мощности по заявляемым категориям надежности электроснабжения и учитывать характер нагрузки и особенности режимов их работы;
- сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электрической энергии) для прочих потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;
- допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной схеме электрической сети рассматриваемого энергорайона после технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии» [13].

Технические решения по СВЭ, дополнительно к вышеизложенному, должны соответствовать следующим требованиям:

- в нормальной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей), определяемого Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки;

- если возникновение нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы (электрической сети или генерирующего оборудования, за исключением выключателей), в нормальной схеме приводит к отключению присоединяемой нагрузки действием противоаварийной автоматики или схемному погашению указанной нагрузки или всего энергорайона (его части), то обязательно включение в течение 20 минут после нормативного возмущения присоединяемой нагрузки или всего энергорайона (его части) при схемном погашении;
- не допускается увеличение существующего объема управляющих воздействий на отключение нагрузки иных потребителей, реализация которого при возникновении нормативных возмущений может осуществляться действием устройств противоаварийной автоматики;
- в единичной ремонтной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении нормативного возмущения допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки без обязательного ее включения в течение 20 минут после нормативного возмущения.

Исходя из предлагаемой площадки размещения потребителей КРТ Ольгино, приведенной на рисунке 1, а также принципиальной схемы электрической сети должно учитываться, что:

- в соответствии Методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденными Приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6 [10], и в связи с тем, что плотность застройки предполагается высокой ПС 110 кВ должна представлять собой закрытую подстанцию [10];

- планируемый год ввода объекта в эксплуатацию – 2026 год;
 - вид строительства – новое строительство;
 - на территории подстанции сооружается здание ПС 110 кВ Ольгино;
 - предполагается схема электрических соединений возводимого РУ-110 кВ - №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов, с ремонтной перемычки со стороны трансформаторов»;
 - РУ-110 кВ выполняется закрытого типа без дальнейшего расширения;
 - схема электрических соединений возводимого КРУ-10 кВ - №10-2 – «Две секционированные выключателем системы шин»;
 - также к установке в ВКР будут рассмотрены два трансформатора – Т-1, Т-2 напряжением 110/10/10 кВ, мощностью 40 МВА каждый [23];
 - все оборудование располагается в здании, поэтому применяется оборудование с длиной пути утечки внешней изоляции – 2,25 см/кВ [23];
 - на открытой части территории подстанции сооружаются: насосная станция пожаротушения, противопожарные резервуары;
 - здание ПС 110 кВ Ольгино должно предусматриваться двухэтажным. На первом этаже размещаются помещения РУ-10 кВ, трансформаторов собственных нужд ТСН, помещения агрегатов дугогасящих сухих с конденсаторным регулированием, камеры трансформаторов Т-1, Т-2, помещение РЗА, помещение ЩСН и СОПТ и помещение связи;
 - на втором этаже здания предусматриваются помещения: РУ-110 кВ
- Компоновочные решения ПС приведены на чертеже, приведены в графической части ВКР, а также подробно рассмотрены далее в работе.

1.2 Существующая схема внешнего электроснабжения

В рассматриваемом энергорайоне располагаются следующие центры питания:

- ПС 110/6 кВ «Молитовская» с трансформаторами 40+25 МВА, резерв составляет 2 МВА;
- ПС 110/6 кВ «Ленинская» с трансформаторами 25+16 МВА резерв составляет 2МВА;
- ПС 110/10 кВ «Окский берег» с трансформаторами 2×25 МВА, резерв около 7 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ «Митино» с трансформаторами 2×16 МВА, резерв около 5 МВА;
- ПС 110/6 кВ «Спутник» с трансформаторами 25+32 МВА, резерв по нагрузке составляет около 3,0 МВА;
- ПС 110/6 кВ «Соцгород», трансформаторы: 2×40 МВА, резерв: 6,2 МВА.

Как видно из выше перечисленных центров питания, подключение новой нагрузки максимальной мощностью 38 МВА к существующим подстанциям без их модернизации невозможен. При этом ввиду высокой плотности застройки, реконструкция существующих ПС 110 кВ с увеличением трансформаторной мощности не представляется возможным.

В связи с этим предлагается в дальнейшем вариант подключения потребителей КРТ Ольгино к вновь сооружаемой ПС 110 кВ Ольгино. Предварительно, предлагается сооружение электрической части подстанции по схеме 110-5Н «Мостик» с установкой двух трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА и присоединением к электрической сети 110 кВ отпайками в кабельном исполнении, в соответствии с Методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденными Приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6 [10].

Так как рядом с КРТ проходят – ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс длиной 15 км и ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино длиной 9 км (рисунок 2), то присоединение ПС 110 кВ Ольгино планируется осуществить путем сооружения отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147)

длиной 4 км и отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) длиной 0,8 км. Указанные параметры размещены на рисунке 2.

В дальнейшем марка принятого в расчетах кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110.

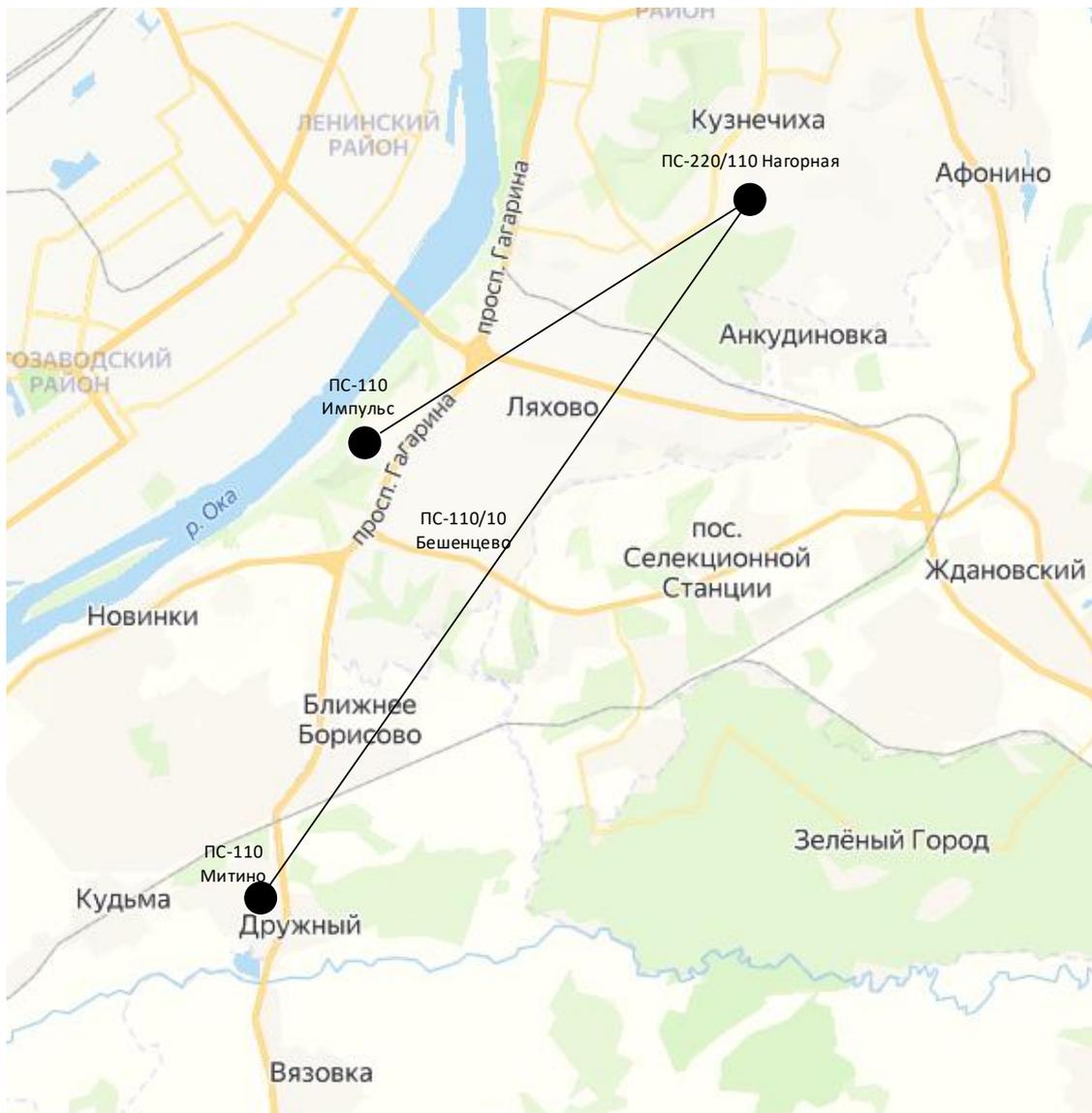


Рисунок 2 – Карта расположения ВЛ 110 кВ

Выводы к разделу 1.

В разделе проведен анализ схемы внешнего электроснабжения КРТ пос. Ольгин, а также определены предварительные компоновочные решения.

2 Расчёт электрических нагрузок населённого пункта

Расчет нагрузок приведём на основании СП 256.1325800.2016 (Актуализированная редакция СП31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий») [25]:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{уд}} \times n, \quad (1)$$

$$Q_{\text{расч.}} = P_{\text{расч.}} \times \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

$$Q_{\text{расч.}} = \sqrt{S_{\text{расч.}}^2 - P_{\text{расч.}}^2}, \quad (3)$$

$$S_{\text{расч.}} = \frac{P_{\text{расч.}}}{\cos\varphi}, \quad (4)$$

$$S_{\text{расч.}} = \sqrt{P_{\text{расч.}}^2 + Q_{\text{расч.}}^2}, \quad (5)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{(\sqrt{(1 - \cos^2\varphi)})}{\cos\varphi}, \quad (6)$$

где « $P_{\text{расч.}}$ – расчётная мощность;

$P_{\text{уд}}$ – откорректированные укрупнённые электрические нагрузки, кВт/м² жилых зданий;

n – количество расчётных единиц;

$Q_{\text{расч.}}$ – расчётная реактивная мощность, кВАр;

$S_{\text{расч.}}$ – полная расчётная реактивная мощность, кВА» [25].

Все полученные значения при расчёте потребляемой электроэнергии населённым пунктом заносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчётные данные потребляемой мощности потребителями электроэнергии

Наименование объекта	Параметр	Величина	Удельная нагрузка по СП, кВт/м ²	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5
Квартал 1.1				
Многоквартирная многоэтажная застройка	Количество квартир, шт	1193	1,19	1419,7
Помещения общественного назначения	Площадь, м ²	6628	0,1	662,8
Наружное освещение	Площадь, м ²	8517	0,001	8,5
Наружное освещение парковок	Площадь, м ²	29900	0,001	29,9
Квартал 1.2				
Многоквартирная многоэтажная застройка	Количество квартир, шт	699	1,2201	852,9
Помещения общественного назначения	Площадь, м ²	3882	0,1	388,2
Наружное освещение	Площадь, м ²	4988	0,001	5,0
Наружное освещение парковок	Площадь, м ²	17500	0,001	17,5
Квартал 1.3				
Многоквартирная многоэтажная застройка	Количество квартир, шт	1084	1,19	1290,0
Помещения общественного назначения	Площадь, м ²	6020	0,1	602,0
Наружное освещение	Площадь, м ²	7736	0,001	7,7
Наружное освещение парковок	Площадь, м ²	27150	0,001	27,2
Квартал 1.4				
Многоквартирная многоэтажная застройка	Количество квартир, шт	634	1,23	777,7
Помещения общественного назначения	Площадь, м ²	3521	0,1	352,1
Наружное освещение	Площадь, м ²	4525	0,001	4,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Наружное освещение парковок	Площадь, м ²	15875	0,001	15,9
Квартал 1.5				
Образовательные учреждения (Детский сад)	Количество мест, шт	320	0,46	147,2
Наружное освещение	Площадь, м ²	9186	0,001	9,2
Квартал 1.6				
Многоквартирная многоэтажная застройка	Количество мест, шт	657	1,22	804,4
Помещения общественного назначения	Площадь, м ²	3651	0,1	365,1
Наружное освещение	Площадь, м ²	4691	0,001	4,7
Наружное освещение парковок	Площадь, м ²	16475	0,001	16,5
Квартал 1.7				
Образовательные учреждения	Количество мест, шт	320	0,46	147,2
Наружное освещение	Площадь, м ²	8976	0,001	9,0
Квартал 1.8				
Основные проезды	Площадь, м ²	114796	0,001	114,8
Квартал VI,3				
ЛНС-1 -50 кВт ЛОС-1-50кВт Котельная №1 - 50 кВт	-	-	-	150
В целом по I очереди с учетом коэффициента 0,9:	-	-	-	7406,7

Сведем результаты расчетов по очередям застройки в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные по КРТ Ольгино

Наименование параметра	Рр.с (силоафя нагрузка), кВт	Рр.о (наружное освещение), кВт	Итого, кВт
1	2	3	4
1 очередь	7959	270	7407
2 очередь	3526	131	3291
3 очередь	2462	86	2293
4 очередь	4464	139	4143
5 очередь	5351	182	4980
6 очередь	3413	116	3175

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
7 очередь	5745	304	5444
8 очередь	2000	200	1980
9 очередь	750	50	720
Итого по КРТ	-	-	33433,4

Для определения максимума нагрузок при расчётах нагрузки применялся коэффициенты 0,9 [15].

Суммарная нагрузка по КРТ Ольгино с учетом $\text{tg}\varphi$ равного 0,9 (для сети 110 кВ) составит 37 МВА.

Выводы по разделу 2.

Выполнены расчёты потребляемой мощности потребителями жилых и общественных зданий на основании укрупнённых удельных показателей электрических нагрузок в соответствии с СП 256.1325800.2016 (Актуализированная редакция СП31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий») [25].

На основании полученных расчетов сделан вывод, что ожидаемая нагрузка по КРТ Ольгино с учетом $\text{tg}\varphi$ равного 0,9 (для сети 110 кВ) составит 37 МВА.

В дальнейшем на основании полученных данных данного раздела проведем выбор силовых трансформаторов.

3 Выбор напряжение питания и схемы распределительного устройства подстанции

В соответствии с исходными данными, определенными в разделе 1 данной ВКР, предусматривается строительство новой подстанции ПС 110 кВ Ольгино закрытого типа и установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Присоединение подстанции к энергосистеме осуществляется посредством строительства кабельных линий от:

- КВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (КВЛ Митино);
- КВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (КВЛ 147).

Выполнение технических условий обеспечивает технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Центр и Приволжье» к электрическим сетям ПАО «Россети», с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к электрическим сетям ПАО «Россети Центр и Приволжье», на 33,4 МВ.

На подстанции сооружаются:

- распределительное устройство 110 кВ, выполненное по схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов, с ремонтной перемычки со стороны трансформаторов».
- два трехфазных трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН-40000/110/10 У1;
- распределительное устройство 10 кВ, выполненное с использованием комплектных ячеек КРУ 10 кВ по типовой схеме №10-2 – «Две секционированные выключателем системы шин»;
- трансформаторы собственных нужд, типа ТСЗ(Л)-250/10-У3.
- агрегаты дугогасящие сухие с конденсаторным регулированием, типа АДСК-800/10 У3.

«Электроснабжение потребителей собственных нужд осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд, мощностью 250 кВА, 10/0,4 кВ, расположенных в отдельных помещениях в здании ПС.

Защита силовых трансформаторов от перенапряжений обеспечивается ограничителями перенапряжений нелинейными входящими в состав РУ-110 кВ» [17].

Силовые кабели 0,4 кВ и контрольные кабели по помещениям ПС прокладываются в подвесных кабельных коробах. При этом, силовые и контрольные кабели прокладываются по разным трассам.

Уровень напряжение питания внутригородских ТП выбираем 10 кВ. «Данный уровень напряжения является основным на ближайший перспективный период для вновь сооружаемых и реконструируемых систем электроснабжения современных населённых пунктов» [26].

«Выбор места расположения ТП производим с учётом, минимизации потерь напряжения в линиях 10 кВ и условий застройки территории. Также следует стремиться к расположению вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10 – 15 % его протяжённости, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 10 кВ и лишнего расхода проводникового металла» [17].

Согласно проведенному анализу схемы внешнего электроснабжения, ближайших подстанций не располагают необходимой мощностью для электроснабжения вновь строящегося района.

В связи с этим рассматриваем возможность подключения ПС питающий данный район отпаечными линиями от ВЛ 110 кВ Нагорная-Митино и ВЛ 110 кВ Нагорная-Импульс запитанные от ПС 220/110/10 Нагорная и подключённые к разным СШ-110, что являются взаимно резервируемым линиями и обеспечат надёжность электроснабжения района.

«Местом расположения ПС выбираем согласно очереди застройки территории и плотности застраиваемой территории. Наиболее оптимальным вариантом расположения ПС является западная часть города за

автомагистралью вблизи территории с наиболее плотным коэффициентом застройки согласно таблице» [13].

Для дальнейших расчётов выбираем восточную часть города на территории 9 очереди застройки в зоне рекреационно-ландшафтной территории, между 1 и 2 очередью застройки.

Схему подключения ПС выбираем 110-5Н «Мостик», так как ПС является с двусторонним питанием и при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ или ремонта на одной из питающей линии. Схема 110-5Н «Мостик» показана в графической части ВКР [11].

«Распределительные устройства 10 кВ принимаем с двумя секционированными системами шин. Резервирование блоков осуществляется путём устройства АВР на секционных выключателях РУ 10 кВ. В нормальном режиме секционные выключатели разомкнуты и включаются только в ремонтных схемах и в аварийных режимах» [1].

Так как место расположения трансформаторной ПС выбрано внутри на территории населённого пункта тип РУ-110/10 кВ планируется выполнить закрытого типа [2].

«Для данных целей выбираем для установки закрытую подстанцию типа ЗРУ-СЭЩ 110/10 кВ российского производства. ПС данного типа предназначена для использования в условиях плотной городской застройки» [26].

Выводы по разделу 3.

В данном разделе определены технические решения по сооружению проектируемой подстанции. Выбран класс напряжения по высокой стороне и центры питания ПС.

4 Расчёт мощности силовых трансформаторов

Для определения загрузки вновь устанавливаемых трансформаторов на ПС 110 кВ Ольгино используем Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286 (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем) [9], а также Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 (далее - приказ Минэнерго России № 81) [21].

Анализ загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ольгино с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

- «для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции» [21].

Условия, при которых будет проводится анализ - при температуре наружного воздуха (далее – ТНВ) в день соответствующей периоду экстремально высоким температурам (далее – ПЭВТ), так как при повышении температуры коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре снижается (см. таблицу 3).

Таблица 3 - Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

Тип тр-ра	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре, °С						
	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
ТРДН-40000/110/10 кВ	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

В связи с тем, что расчетная нагрузка проектируемого КРТ составляет 37148,2 кВА, рассмотрим к установке трансформаторы типа ТРДН-40000/110/10 кВ. Данные по ДДТН представлены в таблице 4.

Допустимая загрузка Т1 и (Т2) ПС 110 кВ Ольгино с учетом допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности (с возможным повышенным износом изоляции) для режимно-балансовых условий ПЭВТ составляет 46 МВА (при ТНВ +30 °С) [9].

Таблица 4 – ДДТН элементов сети по стороне 110 кВ

Наименование электросетевого элемента	Разъединитель, $I_{ном}$, А	Трансформатор тока, $I_{ном}$, А	Выключатель, $I_{ном}$, А	Ошиновка, шины	
				Марка провода	ДДТН/АДТН, А (при ТНВ+30 °С)
Т1 (Т2) ПС 110 кВ Ольгино (со стороны ВН)	1000	1000	3150	АПвПу2г 1×300/12 0-64/110	300/430

«Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности)» [11]:

$$S_{ддн} = S_{ном.т} \cdot k_{пер} = 40 \cdot 1,15 = 46 \text{ МВА}$$

где « $S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$k_{пер}$ - коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С» [9].

Определим загрузку существующих трансформаторов, установленных на подстанции. «Для начала определим нагрузку трансформатора без учета подключения планируемых потребителей» [11].

$$S_{тек}^{тр} = S_{макс}^{факт} + S_{доп} - S_{срм} = 0 + 37,2 - 0 = 37,2 \text{ МВА}$$

где « $S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [9].

«Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме k_3 » [9]:

$$k_3 = \frac{S_{тек}^{тр}}{S_{ддн}} = \frac{37,2}{46} = 0,8$$

Принимаем к установке трансформаторы мощностью 40 МВА. Коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора с учетом перспективной нагрузки составит 0,8 [21].

Выводы по разделу 4

Проведен выбор трансформаторов. На основании расчетов установлено, что в аварийном и ремонтном режиме работы трансформаторы не перегружаются и обеспечивается требуемая категория надежности для потребителей КРТ [12].

5 Выбор площади сечения провода линии 110 кВ

В соответствии с Методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, для территорий с высокой плотностью для питания ПС 110 кВ применяются кабельно-воздушные линии 110 кВ [13].

Площадь сечения жилы кабельной линии рассчитываем для ремонтного режима работы с учетом АДТН Т1 (Т2) ПС 110 кВ Ольгино (со стороны ВН) - 430 А.

По справочнику выбираем кабель с изоляцией из шитого полиэтилена и алюминиевой жилой марки АПвПу2г 1×300/120-64/110 с допустимой длительной токовой нагрузкой 432 А.

«Данный кабель применяется для стационарной прокладки в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов. Кабель герметизирован от проникновения влаги, что позволяет эксплуатировать в грунтах с повышенной влажностью» [1].

Выводы по разделу 5.

В разделе определены кабели КВЛ-110 кВ, от которых будет запитана проектируемая подстанция в соответствии с Методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [13].

6 Расчёт токов короткого замыкания

Данные о токах короткого замыкания приведены в таблице 5. Значения получены на основании предоставленной информации от собственника [20].

Таблица 5 – Значения токов короткого замыкания

Место КЗ	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
1 СШ 110 кВ	8,736	6,298
2 СШ 110 кВ	9,732	6,679
1 сек. 10 кВ 3 сек. 10 кВ	12,29	-
2 сек. 10 кВ 4 сек. 10 кВ	12,47	-

Схема для расчёта тока КЗ показана на рисунке 3.

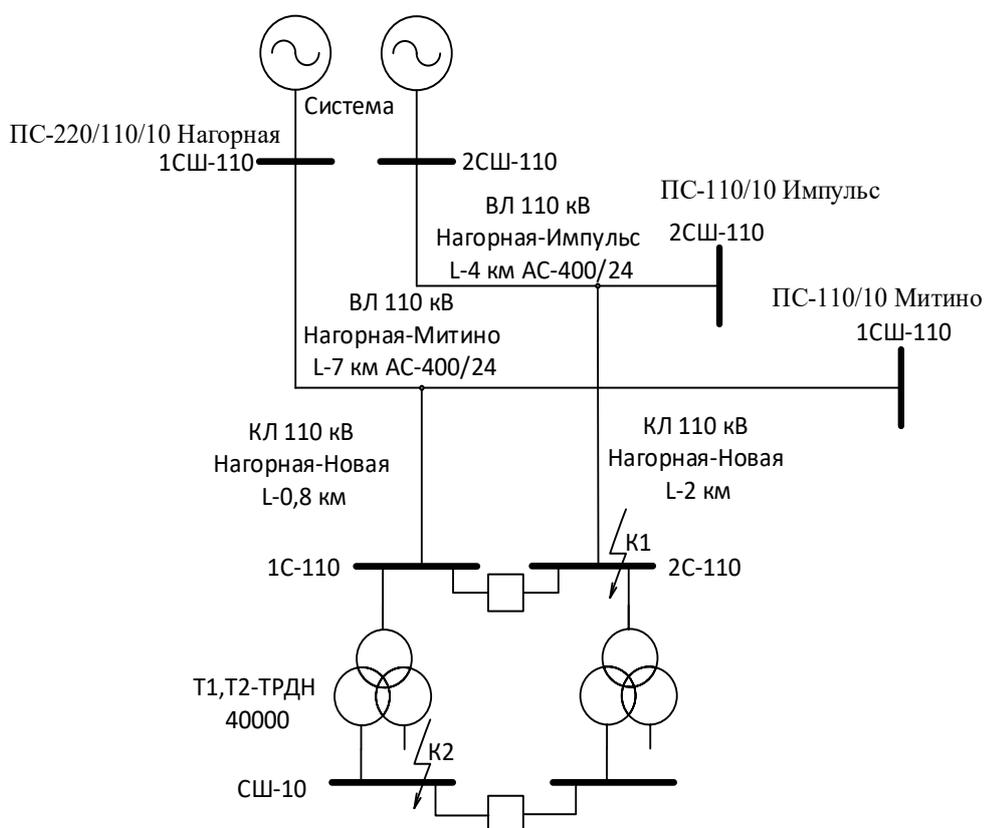


Рисунок 3 – Расчётная схема для определения токов КЗ

«Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания» [16] показана на рисунке 4.

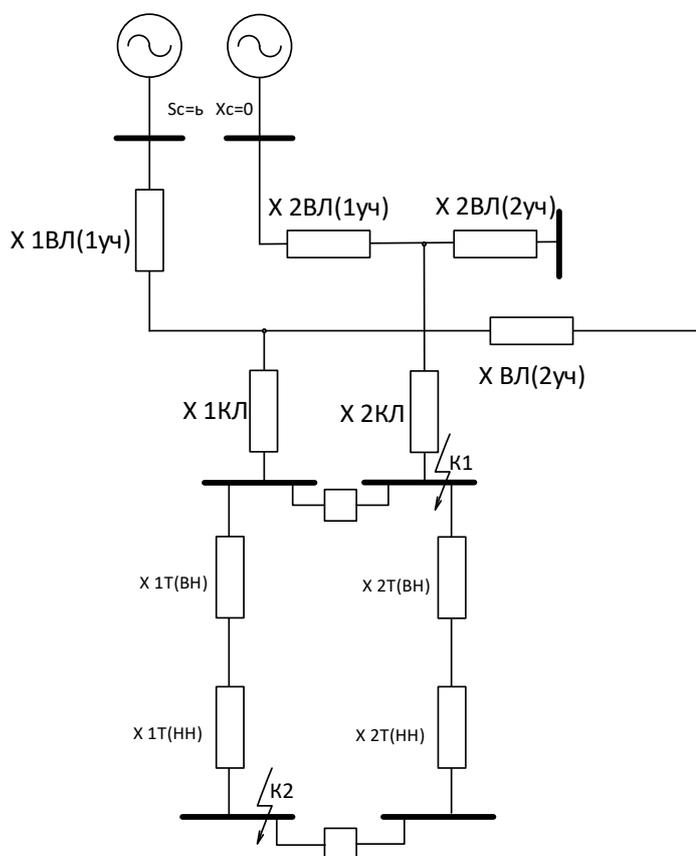


Рисунок 4 – Расчётная схема замещения для нахождения токов КЗ

Все значения токов короткого замыкания представлены в таблице 7.

Вывод по разделу 6.

Расчетные значения токов короткого замыкания составляют по стороне 110 кВ 8,736 кА на 1 секции шин ПС 110 кВ, 9,732 кА на второй секции шин. По стороне 10 кВ 12,29 кА и 12,49 кВ. В дальнейшем при выборе оборудования электрической части ПС 110 кВ будут использоваться максимальные значения токов короткого замыкания.

7 Выбор высоковольтного оборудования подстанции

7.1 Расчёт параметров коммутационного оборудования

«В качестве расчетного режима работы принимается выбор и проверка оборудования в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (40 МВА), с учетом его перегрузки на 30 %» [17].

«Производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению;
- току нагрузки;
- термической стойкости;
- динамической стойкости (для выключателей, жесткой ошиновки)» [17].

Ток короткого замыкания (в максимальном режиме) на шинах ОРУ 110 кВ составляет 9,732 кА.

Определим нагрузочный ток:

$$I_{\text{норм.расч}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 210,2 \text{ А}$$

С учетом возможных аварийных и ремонтных режимов (один трансформатор в работе), с учетом коэффициента перегрузки трансформатора 1,4, максимальный рабочий ток в наиболее тяжелом режиме составляет [7]:

$$I_{\text{утяж}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 294,27 \text{ А}$$
$$I_{\text{max}} = I_{\text{утяж}} = 294,27 \text{ А.}$$

Далее полученные расчетные значения будут использованы при выборе оборудования.

7.2 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [12].

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [12]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (7)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} \quad (8)$$

«Проверка на электродинамическую стойкость $i_{\text{выкл}}$ » [12]:

$$i_{\text{выкл}} \geq i_{\text{уд}} \quad (9)$$

«Ударный ток в точке к.з. $i_{\text{уд}}$ » [12]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} \quad (10)$$

где « $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I(3)$ – ток короткого 3-х фазного КЗ в максимальном режиме;

$K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (принимается в соответствии РД 153 34.0 20.527-98)» [12].

«Проверка по термической стойкости» [12]:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} = \int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt \quad (11)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ - нормированное допустимое время его протекания, с;

$\int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt$ - интеграл Джоуля для условий к.з.;

$t_{\text{откл}}$ - полное время отключения короткого замыкания выключателем $t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}}$, с;

$t_{\text{собств.}}$ - собственное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{рз}}$ - полное время действия релейной защиты при к.з., с» [12].

Данные условия будут в дальнейшем применены при выборе оборудования.

Проведем выбор и проверку высоковольтных выключателей.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ трансформатора Т-1.

К установке предусматривается элегазовый выключатель (ВГТ-110 кВ) с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=110$ кВ, $I_{\text{ном}}=3150$ А, $I_{\text{откл}}=40$ кА, $t_{\text{терм}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=102$ кА, $t_{\text{собств.}}=0,055$ с.

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС» [26]:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 9,732 \text{ кА}$$

«Ударный коэффициент $K_{\text{уд}}$ » [11]:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0.01/0.02} = 1,6.$$

«Ударный ток $i_{\text{уд}}$ » [12]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 9,732 \cdot 1,607 = 23,59 \text{ кА.}$$

«Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет» [11].

$$i_{\text{выкл}} = 102 \text{ кА} \geq 23,59 \text{ кА}$$

«Ток термической стойкости для выключателя составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с. В качестве расчетного времени отключения КЗ принимается сумма времен действия основной защиты и времени отключения выключателя, где $t_{\text{рз}}=0,1$ с - время действия основной релейной защиты при КЗ» [17].

«Полное время отключения короткого замыкания» [12]:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}} = 0,055 + 0,1 = 0,155 \text{ с.}$$

«Допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять» [12] по формуле (13):

$$\begin{aligned} B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\ B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8,92^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 79,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\ 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\geq 79,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Выбор по коммутационной способности:

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет» [12].

$$\begin{aligned} I_{\text{вкл}} &= 40 \text{ кА} > 9,732 \text{ кА}; \\ I_{\text{пр.скв}} &= 102 \text{ кА} > 23,59 \text{ кА}. \end{aligned}$$

«Проверка по коммутационной способности» [12]:

$$\tau = \tau_{\text{з.мин}} + \tau_{\text{собств}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

где « $\tau_{з.мин}$ - минимальное время действия релейной защиты при КЗ, 0,1 с.» [12].

$$\beta_{норм} = e^{-22.5 \cdot 0.155} = 0,031;$$

$$i_{а.норм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.норм} = \sqrt{2} \cdot 0,031 \cdot 40 = 1,754 \text{ кА};$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,732 \cdot e^{-\frac{0,155}{0,02}} = 0,0054 \text{ кА}$$

$$i_{а.норм} = 1,754 > 0,0054 \text{ кА}$$

Полученные расчетные значения сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Основные параметры для выбора выключателей 110 кВ в составе РУ-110 кВ ПС 110 кВ

Расчетные параметры	Номинальные параметры
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 294,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п0} = 9,732 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
$I_{уд} = 23,59 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ (при $t = 3\text{с}$)

Далее проведем выбор выключателей по стороне 10 кВ, и занесем данные в таблицу 7.

Таблица 7 - Основные параметры для выбора выключателей 10 кВ в составе КРУ-10 кВ

Расчетные данные	Номинальные параметры выключателя 10 кВ
1	2
1541,4 А (цепь Т-1 (2)) 1101 А (цепь СВ 10 кВ)	1600 А

Продолжение таблицы 7

1	2
550,51 А (максимальный ток в цепи отходящей линии)	1000 А
14,45 А (максимальный ток в цепи ТСН) 46,2 (максимальный ток в цепи резистора 10 кВ)	1000 А
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$ Условие по отключающей способности выполняется
32 кА	51 кА
45,87 А ² с ячейка ввод 10 кВ и СВ-10 кВ	1200 кА ² с ($I_{терм} = 20 \text{ кВ}$; $t_{терм} = 3 \text{ с}$)
341,32 А ² с ячейка отходящей линии	
123,62 А ² с ячейка ТСН	
61,42 А ² с ячейка ДГА	

Далее проведем выбор ограничителей напряжения (далее – ОПН).

«Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ОПН 220-110 кВ является длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$ на аппарате. В соответствии с требованиями ПТЭ и ПУЭ напряжение на подстанции в нормальном режиме в сетях 220-110 кВ - не более, чем $1,15 \cdot U_{ном} / \sqrt{3}$. Для повышения надежности выбираем ОПН 110 кВ с длительно допустимым рабочим напряжением не менее, чем на 2-5% выше наибольшего уровня напряжения сети. Таким образом, в сетях 110 кВ выбираем ОПН-110 с длительно допустимым рабочим напряжением не ниже 77 кВ» [12].

«Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств.

В технической информации или ТУ производители обычно приводят значение удельной энергоемкости в кДж на 1 кВ номинального или длительно допустимого рабочего напряжения ОПН. Так как разница между $U_{ни}$ и $U_{нро}$ у

большинства производителей составляет около 25 %, то при одинаковых значениях удельных энергоемкостей полные энергоемкости будут отличаться на 25 %» [12].

Проверку выбора ОПН проведем в соответствии с действующими требованиями НТД [26].

«Для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением не менее чем на 2–5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН» [4].

$$U_d \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} \quad (12)$$

где « U_d - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ» [8].

$$U_d = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$$88 \text{ кВ} \geq 76,4 \text{ кВ}$$

Выбор номинального разрядного тока для ОПН.

«Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10 кА – ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [12].

«Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе $U_{(ост.30/60)}$, кВ, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15–20 % ниже испытательного напряжения U_k , кВ, коммутационным импульсом фронтом 30/60 мкс защищаемого оборудования» [6]:

$$U_{(ост.30/60)} \leq \frac{U_K}{1,15-1,2} \quad (13)$$

$$U_K = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ}, \quad (14)$$

где « $K_{и} = 1,35$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_{к} = 0,9$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 \text{ мин}}$ - одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 110–220 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96; 1,15–1,2 – коэффициент, учитывающий износ оборудования» [12].

$$U_{(ост.30/60)} = 2110 \text{ кВ}$$

$$\frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200}{1,2} = 285,5 \text{ кВ}$$

$$2110 \text{ кВ} \leq 285,5 \text{ кВ}$$

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{(ост.8/20)}$, кВ, должно быть на 20–40 % ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 110 кВ $U_{исп}$, кВ (нормируется ГОСТ 1516.3-96)» [8].

$$U_{(ост.8/20)} \leq \frac{U_{исп}}{1,2-1,4} \quad (15)$$

$$\frac{450}{1,4} = 321 \text{ кВ}$$

$$2510 \text{ кВ} \leq 321 \text{ кВ}$$

«Ограничитель должен выдерживать максимальный ток короткого замыкания без взрывного разрушения. При выборе ограничителей с токами

срабатывания противозрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15–20 % больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [11].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (16)$$

где « $I_{\text{ср.ОПН}}$ - ток срабатывания противозрывного устройства ОПН, кА;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ, кА» [11].

$$65 \text{ кА} \geq 9,732 \text{ кА}$$

Устанавливаемые ограничители перенапряжений удовлетворяют требованиям завода изготовителя. Результат расчетов занесем в таблицу 4.

«Далее выполним выбор разъединителей 110 кВ» [21].

Разъединители выбираются по условиям (7-11) при этом на термическую стойкость также проверяются заземляющие ножи (контур заземления) [17].

Результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчетные и номинальные параметры разъединителей 110 кВ в составе РУ-110 кВ

Расчетные параметры	Номинальные параметры
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 294,27 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 9,732 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 23,59 \text{ кА}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ (при $t = 3\text{с}$) главный контур
$B_{\text{к}} = 9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ (при $t = 1\text{с}$) контур заземления

«Выбираем высоковольтные разъединители на напряжение 110 кВ также, как и выключатели отечественного производства типа РПД-110, от производителя ЗАО Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш [26].

7.3 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока должны соответствовать следующим условиям согласно выражениям (7 – 11) [26]. Выбор приведен в графической части ВКР.

7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения должны соответствовать следующим условиям согласно выражениям (7). Выбор приведен в графической части ВКР.

Далее проведем выбор системы собственных нужд и СОПТ.

7.5 СОПТ и система собственных нужд

В соответствии с руководством [3] на ПС 110 кВ Ольгино применяется система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В, выполненная по централизованному принципу.

«В состав СОПТ входят следующие компоненты, которые интегрируются в единое целое:

- одна аккумуляторная батарея (АБ);
- два зарядно - подзарядных устройства (ЗПУ1, ЗПУ2);
- один щит постоянного тока (ЩПТ) с одной секционированной
- системой шин, системой мониторинга с функцией передачи данных в АСУ ТП,
- устройством поиска «земли» и защитой от перенапряжений;
- шкафы распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ);

- потребители постоянного тока (ППТ), такие как устройства релейной защиты и автоматики, цепи управления высоковольтными аппаратами, цепи управления вводными и секционными автоматическими выключателями щита собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ, устройства аварийного освещения и другие потребители;
- кабельная распределительная сеть» [10].

СОПТ имеет трехуровневую систему защиты:

- нижний уровень – защита цепей питания непосредственных ППТ.
Для
- нижнего уровня защиты применяются автоматические выключатели (АВ), устанавливаемые в ШРОТ;
- средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных
- потребителей (шкафы питания ОПТ), а также защита цепей питания
- непосредственных потребителей в режиме резервирования при отказе
- автоматических выключателей нижнего уровня. Для среднего уровня защиты применяются предохранители;
- верхний уровень - защита шин и аппаратов щита постоянного тока.

Для верхнего уровня защиты также применяются предохранители.

Защита СОПТ должна:

- обеспечивать селективность всех уровней во всем диапазоне токов
- короткого замыкания;
- обеспечивать чувствительность к дуговым коротким замыканиям (КЗ) в основной зоне и в зоне резервирования;
- обеспечивать дальнейшее резервирование автоматических выключателей
- действием плавких вставок более высокого уровня. Дальнейшее резервирование плавких предохранителей не требуется;

- обеспечивать невозгораемость и термическую стойкость кабелей.

Состав СОПТ и ее схема соединения должны обеспечивать:

- взаиморезервирование между распределительными шкафами ЩПТ и ШРОТ с наличием двух коммутационных и защитных аппаратов, размещенных в разных шкафах для сохранения питания всех электроприемников при техническом обслуживании и выполнении восстановительных ремонтов оборудования СОПТ;
- сохранение электропитания не менее одного комплекта РЗА на каждом присоединении 110 кВ распределительных устройств подстанции при
- аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточении любой секции СОПТ;
- отстройку от максимальной нагрузки и селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в ее цепях;
- сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА и ПА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ.
- поиск «земли» без отключения электроприемников и без инъекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников не более 5% от номинального значения в режиме постоянного подзаряда АБ;
- предельно допустимое отклонение напряжения на шинах питания устройств РЗА не более 10% в режимах уравнивающего или ускоренного заряда, а также при аварийных разрядах АБ;
- - защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех,
- проникающих через распределительную сеть из первичных силовых цепей ПС и контура заземления.

«Защитные аппараты, устанавливаемые в пределах каждого уровня СОПТ, должны быть однотипными.

Неисправности компонентов СОПТ должны выявляться автоматически средствами мониторинга и самодиагностики устройств.

Информация о неисправностях должна визуализироваться по месту возникновения (местная сигнализация) и передаваться в устройство центральной сигнализации (сигнал общей неисправности).

Детализированная информация о коммутационных событиях, неисправностях компонентов СОПТ должна передаваться в АСУ ТП подстанции, с отображением в объеме достаточном для принятия персоналом подстанции или диспетчером оперативных решений и адресных обращений к сервисным службам» [2].

Потребители СОПТ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Потребители СОПТ

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Кол-во	Место установки	Примечание
1	2	3	4	5	6
Т-1	Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора	ШЭ2607 041073 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704v041 2ИЭУ: БЭ2704v073	1	Помещение РЗА, ш.№2	-
	Шкаф управления присоединением Т-1	ШЭ246 0100 в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1	ЗРУ-110кВ, ША1	-

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
СВ-110	Шкаф резервной защиты и управления секционного (шиносоединительного) выключателя	ШЭ2607 011 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704v011	1	Помещение РЗА, ш.№3	-
	Шкаф управления присоединением СВ-110	ШЭ246 0100 в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1	ЗРУ-110кВ, ША2	-
Т-2	Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора	ШЭ2607 152 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704v041 2ИЭУ: БЭ2704v073	1	Помещение РЗА, ш.№4	-
	Шкаф управления присоединением Т-2	ШЭ246 0100 в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1	ЗРУ-110кВ, ША3	-
ТН-110 1(2)	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ	-	1	Помещение РЗА, ш.№5	-
В 10 Т-1(2)	Терминал защиты рабочего ввода	БЭ2502Б0304	4	ЗРУ-10кВ, релейный отсек	В составе КРУ-10кВ
СВ 10	Терминал защиты секционного выключателя	БЭ2502Б0204	2	ЗРУ-10кВ, релейный отсек	В составе КРУ-10кВ
ТН-10 1(2, 3, 4)	Терминал защиты трансформатора напряжения секции	БЭ2502Б0402	4	ЗРУ-10кВ, релейный отсек	В составе КРУ-10кВ
ОЛ-10	Терминал защиты линии	БЭ2502Б0104	34	ЗРУ-10кВ, релейный отсек	В составе КРУ-10кВ

Продолжение таблицы 9

1 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	1	ЗРУ-10кВ	В составе КРУ-10кВ
2 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	1	ЗРУ-10кВ	В составе КРУ-10кВ
3 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	1	ЗРУ-10кВ	В составе КРУ-10кВ
4 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	1	ЗРУ-10кВ	В составе КРУ-10кВ
1 и 2 СкШ 10 кВ	Шкаф автоматики управления ДГР	Бреслер-0117.060.2 в составе терминалы: ИИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.060	1	Помещение РЗА, ш.№8	-
3 и 4 СкШ 10 кВ	Шкаф автоматики управления ДГР	Бреслер-0117.060.2 в составе терминалы: ИИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.060	1	Помещение РЗА, ш.№9	-
1 и 2 СкШ 10 кВ	Шкаф определения поврежденного фидера централизованного исполнения	Бреслер-0117.080.2.24 в составе терминалы: ИИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.080	1	ЗРУ-10кВ	-
3 и 4 СкШ 10 кВ	Шкаф определения поврежденного фидера централизованного исполнения	Бреслер-0117.080.2.24 в составе терминалы: ИИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.080	1	ЗРУ-10кВ	-

Продолжение таблицы 9

-	Шкаф центральной сигнализации	ШЭ243 0400 в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1	Помещение РЗА, ш.№1	-
-	Шкаф противоаварийной автоматики	ШЭ224 0601 1ИЭУ: ЭКРА 221 0201 2ИЭУ: ЭКРА 221 0201	1	Помещение РЗА, ш.№10	-
-	Шкаф УПАСК	УПАСК АВАНТ К400-0016-ВОЛС	1	Помещение РЗА, ш.№11	-

Для обеспечения электроснабжения потребителей постоянного тока на ПС 110 кВ Ольгино предусматривается использование щита собственных нужд (ЩПТ). Питание щита осуществляется от двух понижающих трансформаторов ТСЗ-250/10 с мощностью 250 кВА.

Выводы по разделу 7.

В разделе приведен подробный выбор оборудования электрической части, строящейся ПС 110 кВ. Всё оборудование соответствует требованиям НТД и обеспечит нормальное функционирование ПС 110 кВ.

8 Управление оборудованием ПС

В нормальном режиме основным средством управления выключателями, разъединителями, заземлителями РУ-110 кВ и выключателями РУ-10 кВ является АРМ ОП и реализована возможность удаленного управления из диспетчерского центра (с блокировкой одновременного управления с разных мест и возможностью передачи функций управления). Передача команд управления от АСУТП в устройства РЗА осуществляется с помощью протокола МЭК 61850-8-1 MMS.

Управление выключателями 110 кВ выполняется через терминалы АУВ. В терминале АУВ выключателей 110 кВ предусмотрена блокировка, действующая на запрет его включения и отключения при снижении плотности элегаза.

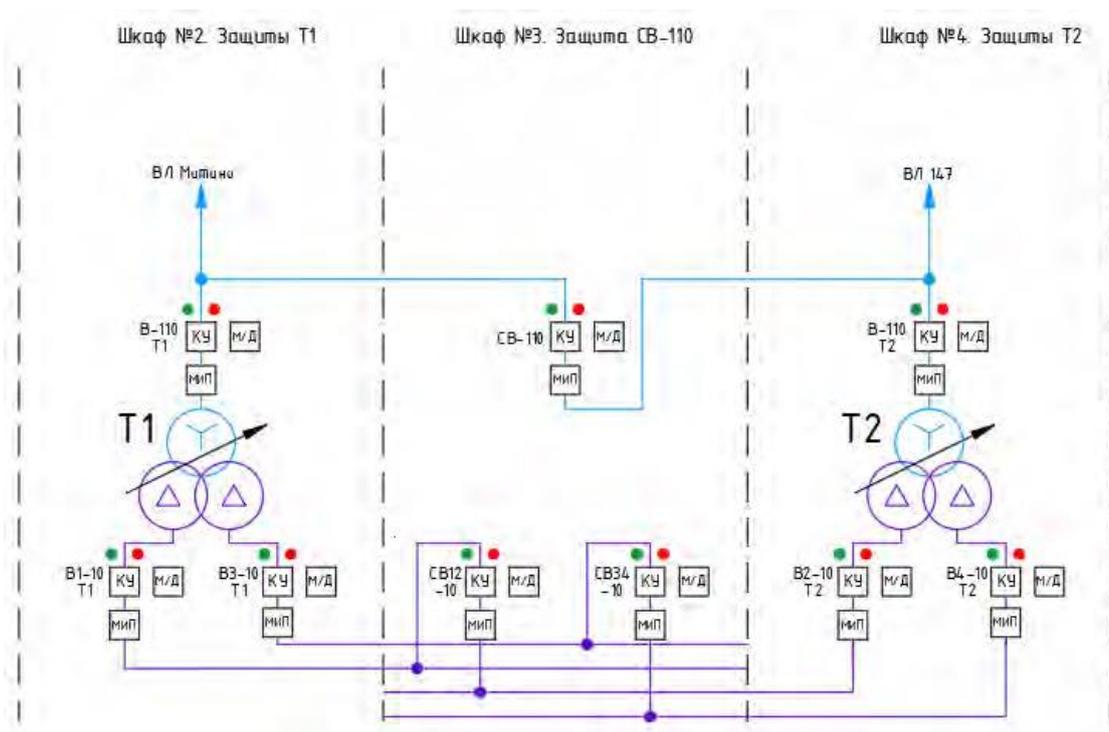
В случае неисправности терминала АУВ обеспечивается отключение выключателя ключом управления с воздействием непосредственно на электромагниты отключения привода выключателя, со шкафа агрегатного расположенного в РУ-110 кВ, поставляемого комплектно с РУ-110 кВ.

Для главных и заземляющих ножей разъединителей 110 кВ применены разъединители с двигательными приводами. Управление разъединителями осуществляется через шкафы управления присоединением Т1, СВ-110 и Т2. В данный шкафы с каждого привода разъединителя 110 заводятся 4 сигнала (включен, отключен, дистанция, неисправность), со шкафа на каждый привод разъединителя выдается 3 команды (включить, отключить, разрешение управления). В терминале шкафа на основании информации о состоянии коммутационных аппаратов, формируется команда «разрешение управления» в соответствии с алгоритмом логики ОБР.

В шкафах РЗА защит Т1, СВ-110 и Т2 дополнительно предусмотрены ключи управления присоединениями В-110 Т1(2), В-10 Т1(2), СВ-110 и СВ-10 с лампами сигнализации включённого и отключенного положения, а также ключ выбора режима управления «местное/дистанционное». Дополнительно

предусмотрены измерительные многофункциональные приборы для контроля нагрузки на присоединениях В-110 Т1(2), В-10 Т1(2), СВ-110 и СВ-10.

Для наглядности и удобства оперирования коммутационными аппаратами В-110 Т1(2), В-10 Т1(2), СВ-110 и СВ-10 шкафы РЗА защиты трансформаторов и СВ-110 устанавливаются в один ряд с нанесенной мнемосхемой.



КУ – ключ управления, ИП – многофункциональный измерительный преобразователь.

МД – ключ выбора режима управления «местный/дистанционный»

Рисунок 5 - Мнемосхема присоединений Т1(2)

При неисправности АСУ ТП управление КА 110 кВ осуществляется непосредственно со шкафов управления присоединением Т1, СВ-110 и Т2. При неисправности шкафов управления присоединением Т1, СВ-110, Т2 предусмотрено управление КА РУ-110 кВ со шкафа, агрегатного расположенного в РУ 110 кВ, поставляемого комплектно с РУ-110 кВ.

При неисправности АСУ ТП управление КА КРУ 10 кВ осуществляется непосредственно от кнопок (переключателей) расположенных в ячейках КРУ 10 кВ.

Для коммутационных аппаратов КРУ-10 кВ предусмотрена возможность управления по месту, для всех коммутационных аппаратов. Для управления выключателем 10 кВ на дверце релейного отсека предусмотрен ключ управления с лампами сигнализации включённого и отключенного положения, а также ключ выбора режима управления «местное/дистанционное». Так же для более безопасного управления выключателями КРУ-10 кВ, в ячейке предусмотрен разъем для подключения дистанционного пульта управления выключателем.

Управление присоединениями 10 кВ выполняется через терминал РЗА с функцией АУВ и в случае неисправности терминала, обеспечивается отключение выключателя ключом управления с воздействием непосредственно на электромагнит отключения привода выключателя.

Для выкатных элементов и заземляющих ножей разъединителей 10 кВ предусматриваются ручные приводы. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения заземляющего разъединителя, выкатного элемента, выключателя (если в шкафу располагается ключ управления только одним аппаратом) или мнемосхему ячейки выключателя (если аппаратов несколько).

Выполнение технологической предупредительной и аварийной сигнализации на ПС обеспечивается ПТК АСУ ТП так и шкафом ЦС.

Для сигнализации работы оборудования проектом предусматривает установка шкафа ЦС на базе шкафа ШЭ2607 130.

Для звукового контроля срабатывания сигнализации, при нахождении персонала внутри ПС, устанавливается звуковая сигнализация. Визуально работа сигнализации подтверждается специальными сигналами на мнемосхеме АРМ ОП и светодиодной сигнализацией на шкафу ЦС.

«Терминал ЦС предназначен для выполнения функций общеподстанционного устройства центральной сигнализации электрических подстанций и электростанций, оборудованных как цифровыми, так и электромеханическими устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Может устанавливаться на щитах управления, панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций» [27].

«Использование в терминале микропроцессорной элементной базы обеспечивает программируемую конфигурацию, большой объем обрабатываемой информации, высокую разрешающую способность, надежность работы и постоянство характеристик устройства» [27].

«ЦС обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- фиксацию времени появления и снятия сигналов, подключенных к дискретным входам;
- фиксацию времени появления и снятия сигналов, подключенных к входам групповой сигнализации;
- определение количества сигналов, поступивших на каждый из аналоговых входов групповой сигнализации;
- наличие контроля исправности шин групповой сигнализации, напряжения шин сигнализации и мигания;
- возможность приема и регистрации как импульсных, так и длительных сигналов;
- индикацию состояния входов с помощью светодиодов и алфавитно-цифрового дисплея;
- разделения индикации на аварийную, предупредительную и «информационную»;
- формирование выходных сигналов обобщенной сигнализации – «Звуковая аварийная сигнализация», «Звуковая предупредительная сигнализация», «Аварийная сигнализация, мигающая»;
- формирование сигналов телемеханики» [27];

- «формирование выходных сигналов «Неисправность ШС» и «Неисправность терминала»;
- управление внешней шиной мигающей световой сигнализации;
- различные режимы сброса сигнализации: общий сброс сигнализации; сброс звуковой сигнализации; сброс по последовательному каналу связи (сброс по ТМ);
- сохранение информации об изменениях состояния входов, выдаче выходных сигналов, сбросах индикации и т.д. в журнале событий;
- хранение журнала событий и параметров настройки терминала ЦС при отсутствии оперативного тока в энергонезависимой памяти» [27].

Питание шкафа ЦС планируется от двух вводов =220В, с ручным выбором рабочего ввода.

В шкафу планируется организация двух участков сигнализации: 1 участок – РУ-110 кВ, 2 участок РУ-10 кВ.

Сигнализация от КРУ-10кВ выполняется посредством организации аналоговых шин групповой аварийной и предупредительной сигнализации.

Сигнализация от шкафов РЗА, установленных в ОПУ, планируется посредством выдачи индивидуального сигнала срабатывание/неисправность, от каждого комплекта, установленного в шкафу.

В шкаф ЦС предполагается завести следующие индивидуальные дискретные сигналы:

- Работа/неисправность шкафа защит Т1;
- Работа/неисправность шкафа защит Т2;
- Неисправность шкафа автоматики РПВ Т1(2);
- Неисправность ТН-110 кВ;
- Работа/неисправность шкафа защиты и АУВ СВ-110;
- Неисправность шкафа управления присоединением Т1;
- Неисправность шкафа управления присоединением Т2;
- Неисправность шкафа управления присоединением СВ-110;
- Работа/неисправность шкафа ОПФ 1 и 2 СекШ;

- Работа/неисправность шкафа ОПФ 3 и 4 СекШ;
- Неисправность шкафа автоматики ДГР 1 и 2 СекШ;
- Неисправность шкафа автоматики ДГР 3 и 4 СекШ;
- Неисправность в ЩПТ;
- «Земля» в СОПТ;
- Неисправность в ЩСН;
- Общеподстанционные сигналы.

Терминал ЦС выступает в качестве резервного источника информации для АСУ ТП при срабатывании или неисправности на ПС в случае потери связи сервера АСУ ТП с каким-либо из терминалов РЗА. Для этого с каждого шкафа РЗА и КРУ-10кВ в шкаф ЦС заводятся индивидуальные сигналы предупредительной или аварийной сигнализации.

Так же в терминал ЦС заводятся общеподстанционные сигналы (ОПС) для дальнейшей передачи на сервер АСУТП.

Все МП-терминалы РЗА имеют локальную визуальную светодиодную сигнализацию на лицевой панели. На всех шкафах РЗА и ячейках КРУ-10кВ на фасаде предусмотрены лампы световой аварийной и предупредительной сигнализации.

Выводы по разделу 9.

В разделе рассмотрена система управления оборудования проектируемой подстанции. Основным средством управления выключателями, разъединителями, заземлителями РУ-110 кВ и выключателями РУ-10 кВ является АРМ ОП, также на ПС предусмотрена возможность дистанционного управления, при этом передача команд управления от АСУТП в устройства оборудования и РЗА осуществляется с помощью протокола МЭК 61850-8-1 MMS.

9 Релейная защита ПС 110 кВ

«Комплексы РЗА предусматриваются в необходимом объеме в соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) ПАО «Россети», ПУЭ, ПТЭ и другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивают предъявляемые к ним требования по селективности, быстродействию, чувствительности и надежности» [1].

«При проектировании применяются МП устройства РЗА отечественного производства с поддержкой цифрового обмена, соответствующие нормативам и допущенные к применению на объектах ПАО «Россети»» [19].

«Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- установкой основной и резервных защит;
- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного
- напряжения, а также по цепям оперативного постоянного тока и цепям отключения;
- размещением устройств, резервирующих друг друга, в разных шкафах (по возможности)» [1].

Разделение по цепям переменного тока предполагает подключение комплектов РЗА, резервирующих друг друга, на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

«Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах.

Комплекс РЗА каждого защищаемого элемента выполняется с использованием МП устройств (терминалов), размещаемых в шкафах.

Формирование состава устройств в шкафах должно выполняться с учетом обеспечения ближнего резервирования, повышения надежности работы защит, упрощения эксплуатации и монтажа» [1].

«Должна быть обеспечена возможность проведения технического обслуживания любого шкафа без вывода из работы других шкафов защиты данного присоединения.

Шкафы должны быть выполнены в единой унифицированной конструкции, быть удобными в эксплуатации, позволять взаимодействовать с устройствами РЗА, выполненными как на МП терминалах, так и на электромеханических реле, а также с устройствами АСУ ТП, ССПИ, ТМ и проверочными устройствами» [19].

Требования к шкафам с МП устройствами РЗА в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 «Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97).

Питание устройств РЗА должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанции [5].

Организация питания оперативным постоянным током устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

- при аварийном отключении любого защитного аппарата, обесточении любой секции ЩПТ или ШРОТ сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА, обеспечивающего защиту от всех видов КЗ и одного (при наличии двух) соленоида отключения выключателя на защищаемом присоединении;
- селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в её цепях и отстройку от максимальной нагрузки;
- сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

«Цепи переменного тока и напряжения шкафов (от трансформаторов тока и напряжения соответственно) должны присоединяться через испытательные блоки. При этом входные цепи переменного тока МП устройств РЗА должны быть, как правило, проходными» [19].

В выходных цепях РЗА устанавливаются переключающие устройства, для возможности оперативного ввода/вывода.

Предлагается на ПС 110 кВ Ольгино использование шкафов РЗА производства ООО НПП «ЭКРА».

Перечень устанавливаемых терминалов на ПС 110 кВ указан в таблице 10

Таблица 10 - Перечень устанавливаемых терминалов на ПС 110 кВ

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Функции	Кол-во
Защита оборудования РУ-110 кВ				
Т-1	Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора	ШЭ2607 041073 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704 308 2ИЭУ: БЭ2704 207	1ИЭУ: ДТЗ, ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, ЛЗШ НН, УРОВ ВН, ЗПО, ТЗ, ЗП ВН, ЗП НН, РТПО, КЦН НН, РАС 2ИЭУ: ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, УРОВ ВН, АПВ, АУВ, КЦН СН, КЦН НН1, КЦН НН2, РАС	1
	Шкаф управления присоединением	ШЭ246 0100 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1ИЭУ: ОБР, КП	1
Т-2	Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора	ШЭ2607 041073 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704 308 2ИЭУ: БЭ2704 207	1ИЭУ: ДТЗ, ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, ЛЗШ НН, УРОВ ВН, ЗПО, ТЗ, ЗП ВН, ЗП НН, РТПО, КЦН НН, РАС 2ИЭУ: ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, УРОВ ВН, АПВ, АУВ, КЦН СН, КЦН НН1, КЦН НН2, РАС	1

Продолжение таблицы 10

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Функции	Кол-во
	Шкаф управления присоединением	ШЭ246 0100 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1ИЭУ: ОБР, КП	1
Т-1(2)	Шкаф управления РПН	ШЭ2607 157 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2502А0501 2ИЭУ: БЭ2502 А0501	1ИЭУ: АРКТ 2ИЭУ: АРКТ	1
СВ-110	Шкаф дистанционной и токовой защит, автоматики управления шиносоединительным (секционным) выключателем	ШЭ2607 011 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭ2704 011	1ИЭУ: АУВ, КСЗ+(РС), УРОВ, АПВ КС, РАС	1
	Шкаф управления присоединением	ШЭ246 0100 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1ИЭУ: ОБР, КП	1
ТН-110 1(2)	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ	-	-	1
Защита оборудования РУ-10 кВ				
В 10 Т-1(2)	Терминал защиты рабочего ввода	БЭ2502; Б0304	МТЗ, ЗОЗЗ, ЗМН, ЗНР, ЛЗШ, ЗДЗ, УРОВ, АПВ, АВР, ВНР, АУВ, КП, РАС	4
СВ 10	Терминал защиты секционного выключателя	БЭ2502; Б0204	МТЗ, ЗНР, ЛЗШ, ЗДЗ, УРОВ, АВР, АУВ, КП, РАС	2
ТН-10 1(2, 3, 4)	Терминал защиты трансформатора напряжения секции	БЭ2502; Б0402	ЗОЗЗ, ЗМН, ЗПН, АЧР, АВР, ЧАПВ, Контроль ТН, РАС	4
ОЛ-10	Терминал защиты линии	БЭ2502; Б0104	МТЗ, ЗОЗЗ, ЗНР, ЗДЗ, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС	34
1 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ	1
2 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ	1
3 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ	1

Продолжение таблицы 10

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Функции	Кол-во
4 СкШ 10 кВ	Комплект дуговой защиты	ОВОД-МД	ЗДЗ	1
1 и 2 СкШ 10 кВ	Шкаф автоматики управления ДГР	Бреслер-0117.060.2 в составе терминалы: 1ИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.060	1ИЭУ: АДГР	1
3 и 4 СкШ 10 кВ	Шкаф автоматики управления ДГР	Бреслер-0117.060.2 в составе терминалы: 1ИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.060	1ИЭУ: АДГР	1
1 и 2 СкШ 10 кВ	Шкаф определения поврежденного фидера централизованного исполнения	Бреслер-0117.080.2.24 в составе терминалы: 1ИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.080	2ИЭУ: ОПФ	1
3 и 4 СкШ 10 кВ	Шкаф определения поврежденного фидера централизованного исполнения	Бреслер-0117.080.2.24 в составе терминалы: 1ИЭУ: БРЕСЛЕР-0107.080	2ИЭУ: ОПФ	1
Обще подстанционное оборудование				
-	Шкаф центральной сигнализации	ШЭ243 0430 (1арх.) в составе терминалы: 1ИЭУ: ЭКРА 243	1ИЭУ: ЦС	1

Далее в работе проведем расчет уставок основных защит, устанавливаемых на проектируемой подстанции 110 кВ.

9.1 Дифференциальная защита силовых трансформаторов

При проектировании подстанции 110 кВ дифференциальная защита предусмотрена в качестве основной быстродействующей защиты силового трансформатора 40 МВА, 110/10/10 кВ. Применение данного вида защиты обусловлено необходимостью обеспечения максимального быстродействия и селективности при ликвидации внутренних повреждений трансформатора.

Особое значение дифференциальная защита приобретает в условиях параллельной работы трансформаторов, где она обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение исключительно поврежденного силового трансформатора, что позволяет сохранить в работе исправное оборудование и минимизировать последствия аварийного режима.

Для обеспечения корректной работы дифференциальной защиты необходимо соблюдение условия (17), при котором номинальный ток трансформатора тока со стороны 110 кВ находится в диапазоне [1]:

$$0,1 \cdot I_{Т.НОМ} < I_{ТТ.НОМ} < 2,5 \cdot I_{Т.НОМ} \quad (17)$$

где $I_{Т.НОМ}$ – первичный номинальный ток обмотки силового трансформатора, А;

$I_{ТТ.НОМ}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Определим соблюдение условия для силового трансформатора по формуле (23):

$$0,1 \cdot 210,2 < 400 < 2,5 \cdot 210,2 = 525,25 \text{ А}$$

Проведенный расчет подтверждает соответствие установленных трансформаторов тока заданному условию (17).

В соответствии с требованиями к настройке дифференциальной защиты силового трансформатора, обязательным является выполнение условия отстройки от броска тока намагничивания, возникающего при включении ненагруженного трансформатора.

Для количественной оценки данного явления определим амплитудное значение броска тока намагничивания по формуле (18) [1]:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{макс}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X} \quad (18)$$

где A - смещение оси синусоиды потокосцепления, для трансформаторов с холоднокатаной сталью, принимается равным 0,8-0,9 (принимается 0,85);

X – базисное сопротивление, Ом

Выполним расчет базисного сопротивления по формуле (19)

$$X = x_{\text{э}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (19)$$
$$X = 0,185 \cdot \frac{126^2}{40} = 73,4 \text{ Ом}$$

Подставим значение базисного сопротивления в формулу (18):

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 126 \cdot (1 + 0,85)}{\sqrt{3} \cdot 73,4} = 2584 \text{ А}$$

Для количественной оценки уровня электромагнитного воздействия на трансформатор тока используется коэффициент кратности тока, который рассчитывается по формуле (20):

$$K_{TT} = \frac{I_{\text{ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{тт.вн}}} \quad (20)$$

где $I_{\text{тт.вн}}$ - первичный номинальный ток обмотки трансформатора тока со стороны 110 кВ.

$$K_{TT} = \frac{2584}{\sqrt{2} \cdot 400} = 4,58$$

На основе требований к дифференциальной защите силовых трансформаторов, трансформаторы тока должны обеспечивать корректное преобразование измерительных сигналов в условиях броска тока намагничивания. Для стороны 110 кВ установлено требование: номинальная предельная кратность трансформаторов тока должна составлять $K_{\text{ном}} \geq 20$ [22].

Фактическое значение предельной кратности трансформаторов тока определяется с учетом параметров вторичной нагрузки по формуле (21):

$$K_{\text{факт}} = K_{\text{ном}} \frac{S_{\text{тт.ном}} + x}{x_{\text{нн}} + x} \quad (21)$$

где $K_{\text{ном}}$ - номинальная предельная кратность – 20;

$S_{\text{тт.нн}}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока, 1,2 ВА;

$x_{\text{нн}}$ - фактическое сопротивление вторичной цепи, 0,1 Ом;

x - сопротивление трансформатора тока, 0,5 Ом.

$$K_{\text{факт}} = 20 \cdot \frac{1,2 + 0,5}{0,1 + 0,5} = 56,6$$

Рассчитанное значение фактической предельной кратности должно удовлетворять условию формулы (22):

$$K_{\text{факт}} \geq K_{TT} \quad (22)$$

$$56,6 \geq 4,58$$

В результате проведённого проектирования для силового трансформатора ТРДН-40000/110 УХЛ1 40 МВА, подстанции 110/10 кВ была обоснована и выбрана комплектация аппаратуры дифференциальной защиты, отвечающая требованиям селективности, быстродействия и надёжности.

На стороне высшего напряжения 110 кВ установлен трансформатор тока ТВТ-110 400/5, первичный номинальный ток которого (400 А) соответствует расчётным условиям селективности. Номинальная предельная кратность трансформатора тока обеспечивает необходимый запас по электродинамической стойкости при броске тока намагничивания, что подтверждено проверкой условия (23) и расчётом коэффициента кратности.

В качестве устройства управления применено микропроцессорное реле производства ООО НПП «ЭКРА», использование которого обусловлено наличием специализированных алгоритмов, включая:

- отстройку от броска тока намагничивания по второй и пятой гармоникам;
- торможение от токов насыщения трансформаторов тока при внешних КЗ.

Совместная работа выбранных трансформаторов тока и микропроцессорного терминала обеспечивает надёжную и селективную работу дифференциальной защиты. Реализованный комплекс мер исключает ложные срабатывания защиты при включении ненагруженного трансформатора, что соответствует основным требованиям к быстродействующей основной защите ответственного элемента электроустановки [3].

Таким образом, разработанная дифференциальная защита обеспечивает выполнение всех предъявляемых к ней технических требований и готова к внедрению в составе проекта подстанции ПС 110 кВ Ольгино.

9.2 Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ

Максимальная токовая защита, установленная на стороне высшего напряжения 110 кВ силовых трансформаторов, выполняет комплексную защитную функцию. Её основное назначение заключается в отключении внешних междуфазных коротких замыканий, возникающих на стороне низшего напряжения 10 кВ. Одновременно защита действует в качестве резервной для отходящих линий 10 кВ, обеспечивая дополнительный уровень надежности системы электроснабжения при отказах основных защит распределительной сети [10].

Расчет токов срабатывания максимальной токовой защиты силового трансформатора требует выполнения двух обязательных условий:

Первое условие: отстройка от максимального рабочего тока - исключает ложные срабатывания при:

- нормальной нагрузке и допустимых перегрузках;
- процессах самозапуска электродвигателей.

Второе условие отстройка от броска тока намагничивания - обеспечивает устойчивость при:

- включении ненагруженного трансформатора;
- бросках тока, многократно превышающих номинальный.

Согласно требованиям ПУЭ, из двух полученных значений примем наибольшее, что гарантирует надежную работу защиты во всех режимах [15].

Выполним расчет отстройки от максимального рабочего тока по формуле (23):

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп} \cdot I_{т.ном}}{K_{в}} \quad (23)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки – 1,1;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска – 1,5;

$K_{в}$ – коэффициент возврата – 0,85.

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 210,2}{0,85} = 408,0 \text{ А}$$

Выполним расчет отстройки от броска тока намагничивания по формуле (24):

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot I_{намаг} \quad (24)$$

где $I_{намаг}$ - ток намагничивания (холостого хода) трансформатора $0,7I_{Т.НОМ} - 280 \text{ А}$.

$$408,0 \geq 1,1 \cdot 280,0 = 308,0 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания – 400 А

Выполним проверку чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ по формуле (25):

$$K_{ч} = \frac{I}{I_{с.з}} \quad (25)$$

где I - минимальный ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ, равный $I_{по} - 12370 \text{ А}$.

$$K_{ч} \geq \frac{12470}{400} = 31,175 \geq 1,5$$

где 1,5 - нормативный (требуемый) коэффициент чувствительности, это минимальное значение, которое считается достаточным для надежного срабатывания защиты. Оно регламентируется правилами технической эксплуатации (ПТЭ) и руководящими документами [22].

Выберем степень селективности $\Delta t=0,4$ с для выдержки времени защиты на стороне 110 кВ по формуле (26):

$$t_{c.z} = t_{\text{макс.л6}} + \Delta t \quad (26)$$

где $t_{\text{макс.л6}}$ - максимальное время срабатывания защит линий 10 кВ - 0,8 с

$$t_{c.z} = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ с}$$

Выполним расчет токовой отсечки для защиты от междуфазных КЗ по формуле (27):

$$I_{c.o} = K_{\text{отс}} \cdot I \quad (27)$$

$$I_{c.o} = 1,1 \cdot 12470 = 13717 \text{ А}$$

В соответствии с требованиями селективности и надежности работы энергосистемы, для силового трансформатора 110/10 кВ были рассчитаны и выбраны уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО), установленной на стороне высшего напряжения 110 кВ. Расчеты подтверждают, что защита обладает необходимой чувствительностью для действия как при коротких замыканиях на шинах 10 кВ, так и в режиме резервирования отказов защит отходящих линий. Итоговые уставки сведены в таблицу 11.

Таблица 11 - Расчетные уставки релейной защиты силового трансформатора 35/6 кВ на стороне высокого напряжения

Параметр	Единица	
	значение	ед. измерения
Ток срабатывания МТЗ	400	А
Время срабатывания МТЗ	1,2	с
Ток срабатывания отсечки	13717	А
Время срабатывания отсечки	0,1	с
Коэффициент чувствительности	31,175	-

Таким образом в проекте максимальная токовая защита реализуется на микропроцессорном терминале ШЭ2607 041073, установленном в шкафу защиты силового трансформатора. Защита действует на отключение выключателя 110 кВ и подачу сигнала на диспетчерский пункт.

Резервное действие МТЗ для линий 10 кВ обеспечивается соответствующим выбором выдержки времени, что гарантирует селективность защиты при КЗ в распределительной сети 10 кВ (таблица 14).

9.3 Токовая защита от перегрузок

Для защиты силового трансформатора 40 МВА от токовых перегрузок, не связанных с короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ). Защита устанавливается со стороны питания (на стороне 110 кВ), так как это позволяет контролировать полный ток, протекающий через трансформатор. Защита действует на сигнал с выдержкой времени для селективности с другими защитами сети [1].

Ток срабатывания МТЗ от перегрузок рассчитывается по формуле (28), учитывающей возможность кратковременных перегрузок (например, пусковые токи двигателей) и необходимость возврата защиты после их прекращения [1]:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B} \quad (28)$$
$$I_{с.з} = 243,9 \cdot \frac{1,15}{0,95} = 294,3 \text{ А}$$

Расчет вторичного тока срабатывания реле ($I_{с.р}$) на который будет настроено реле, определяется по формуле (38), путем пересчета первичного тока уставки ($I_{с.з}$) во вторичную цепь через коэффициент трансформации токовых трансформаторов. Для стандартной схемы соединения ТТ в «звезду» ток в реле соответствует вторичному току фазы:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{K_I} \quad (29)$$

где K_I – коэффициент трансформации тока ТТ – $400/5=80$

$$I_{c.p} = \frac{294,3}{80} = 3,18 \text{ А}$$

Для реле, работающего во вторичном токе 5 А, это значение является нормальным и хорошо настраивается [22].

МТЗ от перегрузок должна быть селективна с максимальной защитой отходящих фидеров на стороне 10 кВ и с защитами потребителей. Характеристика срабатывания выбирается обратнозависимая от тока (например, стандартная характеристика в микропроцессорных терминалах).

Для определения выдержки времени необходимо построить карту селективности. В качестве первого приближения, выдержка времени на стороне питания (110 кВ) должна быть на ступень селективности (Δt) больше, чем у самой долгой защиты на стороне 10 кВ. Пусть максимальная выдержка МТЗ фидера 10 кВ составляет - $t_{ф.макс} = 0,8 \text{ с}$

Ступень селективности для реле с обратнозависимой характеристикой принимается $\Delta t = 0,3 - 0,4 \text{ с}$ [22].

Таким образом, выдержка времени защиты трансформатора от перегрузок устанавливается - $t_{c.з} \approx 1,2 \text{ с}$ (при токе срабатывания).

Определяем по формуле (30) чувствительность МТЗ для тока в послеаварийном режиме, когда трансформатор может быть перегружен.

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{c.з}} \quad (30)$$

где $I_{к.мин}$ - минимальный ток перегрузки, который необходимо отсекать.

В данном случае, в качестве контролируемого режима принимается ток, соответствующий 170% номинального тока трансформатора, таким образом [1]:

$$I_{к.мин} = 1,5 \cdot I_{ном}$$

$$I_{к.мин} = 1,7 \cdot 210,2 = 357,4 \text{ А}$$

Для расчета чувствительности МТЗ подставляем значение минимального тока перегрузки, который необходимо отключать по формуле (30):

$$K_{ч} = \frac{357,4}{294,3} = 1,20$$

По ПУЭ для защиты, действующей на сигнал, $K_{ч} \geq 1,2$ [18].

В таблице 16 представлены расчетные уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) силового трансформатора 40 МВА 110/10 кВ, реализуемые на микропроцессорном терминале ШЭ2607 041073.

Уставки рассчитаны для обеспечения селективного отключения при внешних коротких замыканиях на стороне 10 кВ и перегрузках трансформатора со стороны ВН. Данные сведены в таблицу 12.

Таблица 12 - Расчетные уставки токовой защиты от перегрузок

Параметр	Обозначение	Единица	
		значение	ед. измерения
Ток срабатывания защиты	$I_{с.з}$	294,3	А
Ток срабатывания реле	$I_{с.р}$	3,18	А
Выдержка времени	$t_{с.з}$	1,2	с
Характеристика	-	Обратнозависимая	-
Коэффициент чувствительности	$K_{ч}$	1,20	-

Коэффициент чувствительности соответствует минимальным требованиям нормативной документации для резервных защит.

9.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является одним из основных видов защиты силовых трансформаторов, предназначенной для выявления начальных стадий внутренних повреждений.

Принцип действия защиты основан на том, что любые нарушения нормального режима работы внутри бака трансформатора - включая локальные перегревы, повреждения изоляции, замыкания - вызывают термическое разложение трансформаторного масла и органической изоляции. Эти процессы сопровождаются интенсивным газовыделением [13].

Техническая реализация защиты осуществляется с помощью газового реле РГТ-80, устанавливаемого в маслопроводе между расширителем и основным баком трансформатора. Реле имеет две ступени действия:

- легкая ступень - срабатывает при медленном газовыделении и служит для сигнализации о начальной стадии повреждения;
- тяжелая ступень - действует на отключение при интенсивном газовыделении, характерном для развитых повреждений;

Данный вид защиты является незаменимым средством раннего обнаружения неисправности, позволяющим предотвратить развитие серьезных аварий и минимизировать ущерб от повреждений трансформатора.

Выводы по разделу 9.

В разделе проведен выбор шкафов микропроцессорных устройств.

Также в разделе определена установка шкафов МП РЗА на проектируемой подстанции. Рассчитаны уставки основных силовых трансформаторов.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрено проектирование ПС 110 кВ для обеспечения электрической энергии вновь строящегося района рядом с пос. Ольгино в Нижегородской области.

Цель работы заключается в разработке надежной системы электроснабжения строящегося района.

Для решения поставленной цели в работе последовательно рассмотрены вопросы проектирования электрической части ПС 110 кВ Ольгин (наименование условное).

На первоначальном этапе проведен анализ энергорайона размещения нового района. На основании полученных в ходе анализа данных с учетом проведенных расчетов ожидаемой электрической нагрузки, определена схема внешнего электроснабжения КРТ Ольгино, выбраны центры питания (источники), определены основные характеристики схемы и её элементов в соответствии с нормативной документацией. Также на основании расчетов ожидаемых электрических нагрузок КРТ Ольгино проведен выбор силовых трансформаторов на проектируемой подстанции. Проверена загрузка трансформаторов с учетом требований НТД.

Выбрано оборудование 110 кВ и 10 кВ, проведен выбор микропроцессорных устройств системы релейной защиты и автоматики. Проведены расчеты уставок основных защит РЗ.

В работе подробно рассмотрен вопрос внедрения автоматизированной системы управления технологическим процессом (переключениями) на ПС 110 кВ, а также рассмотрен вопрос реализации дистанционного управления оборудованием ПС 110 кВ и устройствами РЗА.

Выбранное оборудование отвечает всем требованиям нормативно-технической документации и позволит обеспечить нормальное и надежное функционирование как самой подстанции, так и всей системы электроснабжения КРТ Ольгино.

Список используемой литературы

1. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Москва : Высшая школа, 2020. 256 с.
2. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М. : Юрайт, 2019. 416 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. - 10 с.
4. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. - М.: Стандартинформ. 2005
5. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. [Электронный ресурс]. - <https://docs.cntd.ru/document/1200012414?ysclid=lpс9qb5e8f264223305> (дата обращения 15.10.2025).
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
7. Журнал «Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность». Основные положения и требования новых нормативных документов по жесткой ошиновке ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. А.П. Долин, М.А. Козинова. Холдинговая компания «Электрозавод».
8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003.
9. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом

юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.09.2025).

10. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденные Приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6. [Электронный ресурс]. – <https://base.garant.ru/> (дата обращения: 06.09.2025).

11. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 15 января 2024 г. № 6 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ», зарегистрирован М-вом юстиции 01.07.2024 г., регистрационный № 78714. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202407020008> (дата обращения: 30.09.2025).

12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Москва : ИД «ФОРУМ», 2008. 480 с.

13. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденные приказом Минэнерго Российской Федерации от 28.12.2020 №1195. [Электронный ресурс] <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2025).

14. Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, зарегистрирован М-вом юстиции 01.02.2005 г.,

регистрационный № 58714. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/50967/> (дата обращения: 30.09.2025).

15. Правила предоставления информации необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 25.09.2025).

16. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Москва : НЦ ЭНАС, 2007. 40 с.

17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. -М.: Омега-Л, 2012. - 256 с.

18. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010.

19. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2013.

20. Ресурспромальянс. Каталог оборудования URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-parametry.html?ysclid=m1xrqbm05633670501> (дата обращения: 11.12.2024).

21. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный №

54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.03.2024).

22. Руководство по выбору уставок микропроцессорных устройств ООО НПП «ЭКРА», 2024. [Электронный ресурс]. - <https://ekra.ru/product/?ysclid=mgs0j1eb3353913747> (дата обращения: 15.10.2025).

23. Силовые трансформаторы (каталог). [Электронный ресурс]: URL: https://transformator.ru/upload/iblock/434/katalog_Transi.pdf (дата обращения: 19.10.2024).

24. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 29.11.2024 №2328. [Электронный ресурс]. - <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 13.10.2023).

25. СП 256.1325800.2016 свод правил «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа», утверждённые приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 29.08.2016 №602/пр. [Электронный ресурс]. – <https://base.garant.ru/71502788/> (дата обращения: 06.09.2025).

26. УЭТМ. Каталог оборудования URL: <https://www.uetm.ru/fs/sources/9e/44/e9/e6/9a7e4ec9bbf1f4e08faa4075.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).

27. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 06.09.2025).

28. Энергетическая стратегия РФ на период до 2050 года. Распоряжение Правительства РФ от 12 апреля 2025 г. № 908-р. Москва: Министерство энергетики, 2025. 142 с. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2025).