

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 ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО
«Тяжпромарматура»

Обучающийся

Д.С. Татаринов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 62 страниц, 9 рисунков, 21 таблиц, 29 источников литературы, 6 листов графического материала.

Объектом исследования является ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура».

Цель работы – разработка проекта реконструкции электрической части ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура» в соответствии с актуальной нагрузкой.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор общих сведений об объекте исследования;
- обоснование необходимости реконструкции;
- расчет актуальной нагрузки подстанции;
- выбор силовых трансформаторов подстанции;
- выбор линий электроснабжения;
- выбор коммутационного оборудования подстанции;
- расчет релейной защиты оборудования подстанции;
- расчет заземления и молниезащиты.

В результате выполнения работы проведены расчеты в сети 110, 35, 10 кВ, выбраны трансформаторы, рассчитаны электрические нагрузки, выбрано оборудование электрической части понизительной подстанции.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристики объекта проектирования.....	5
1.1 АО НПО «Тяжпромарматура».....	5
1.2 Техническое обоснование выбора варианта схемы электроснабжения ...	8
1.3 Выбор главной схемы подстанции.....	9
2 Расчет нагрузки подстанции ПС 110/35/10 кВ.....	13
2.1 Выбор силовых трансформаторов.....	17
3 Расчет токов короткого замыкания.....	20
3.1 Составление расчетной схемы.....	20
4 Выбор высоковольтного оборудования.....	28
4.1 Выбор выключателей 110 кВ.....	29
4.2 Выбор разъединителей 110 кВ.....	31
4.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения 110 кВ.....	32
4.4 Выбор выключателей нагрузки.....	35
4.5 Разъединители 35 и 10 кВ.....	36
4.6 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	36
4.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	38
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения.....	38
5 Релейная защита.....	39
5.1 Релейная защита и автоматика силового трансформатора.....	39
5.2 Релейная защита отходящих линий.....	44
6 Выбор собственных нужд подстанции.....	51
7 Экономическая часть.....	54
7.1 Расчет капиталовложений в проект.....	54
7.2 Расчет издержек.....	56
Заключение.....	58
Список используемой литературы и используемых источников.....	59

Введение

В современном мире электроэнергетика играет особую роль – движущей силы экономического развития регионов, государств, мира в целом. На сегодняшний день, мы являемся свидетелями глобального перехода от традиционной энергетики (углеродной) к альтернативной энергетике (водородная энергетика, возобновляемые источники энергии). Никого не удивишь формулировкой «энергетика с минимальным углеродным следом». В связи с этим все более жесткие требования формируются к источникам энергии и потребителям.

Несмотря на глобальный переход от традиционной энергетики, к энергетике с низким углеродным следом, основная традиционная задача энергетики - это надежное и качественное обеспечение электрической энергией конечных потребителей.

«В настоящее время особенно остро стоят вопросы оценки состояния электротехнического оборудования на подстанциях» [13]. Это связано с тем, «что существенная часть основного электросетевого оборудования выработала установленный парковый ресурс и срок эксплуатации, определенный нормативными документами, и используется на пределе своих возможностей» [15].

Целью выпускной квалификационной работы является – реконструкция электрической части ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура» на основе выбранных и подтвержденных расчетами технических решений. Необходимость проектирования подстанции вызвана физически и морально устаревшим парком существующих подстанций и оборудования.

Актуальность работы обусловлена необходимостью разработки качественных проектов систем электроснабжения объектов и подстанций, находящихся на стадии реконструкции, а также их необходимой модернизации [17].

1 Характеристики объекта проектирования

1.1 АО НПО «Тяжпромарматура»

«Научно-промышленный комплекс «Тяжпромарматура» одно из крупнейших и старейших предприятий российского машиностроения. Основано в 1728 году. Около 80 лет специализируется на проектировании и производстве трубопроводной арматуры для газовой, нефтяной, химической и энергетической отраслей промышленности» [17].

Основной технологический процесс предприятия – обработка металла и изготовление металлических изделий. На территории предприятия будет расположено 15 производственных участков (ПУ), в основных ПУ будет установлено современное оборудование по выпуску отдельных частей, сборке и финальной подготовке металлических изделий.

Основные виды производственного оборудования: станки с частотно-программируемым управлением (ЧПУ), высокотехнологичные производственные линии, индукционные электроплавильни и электропечи, комплексы роботизированной сварки, комплексы гальванообработки, покраски и сборки металлических изделий.

На территории предприятия по выпуску металлических изделий, помимо основных производственных цехов располагаются и вспомогательные здания: хранилище металла, администрация, насосная, ремонтно-механический цех, склад, компрессорная. Данные участки обеспечивают снабжение, управление основным технологическим процессом и ряд других вспомогательных функций.

Генплан предприятия представлен на рисунке 1.

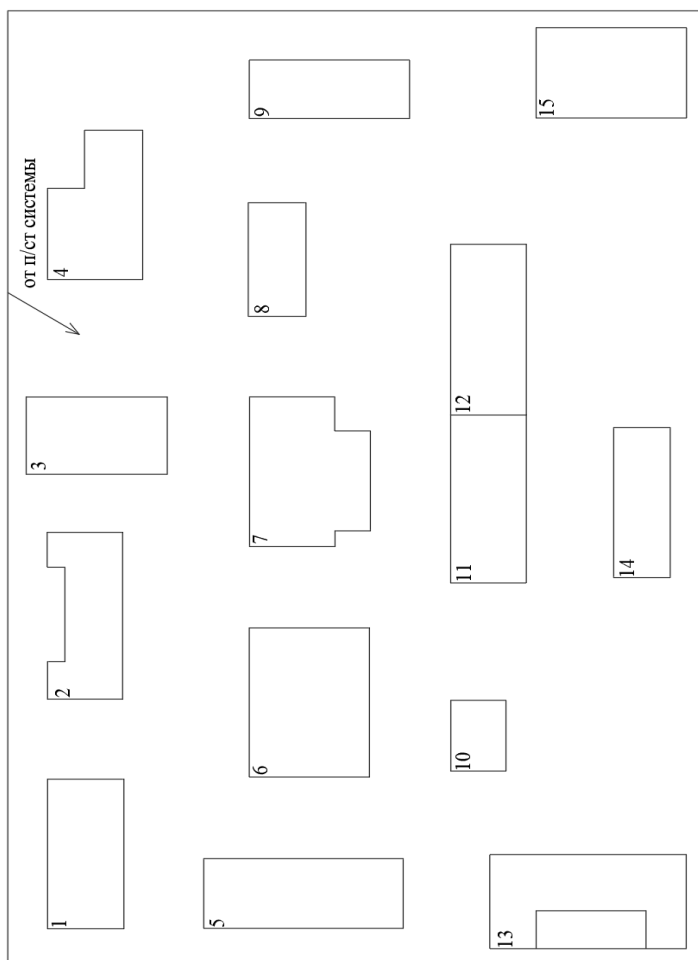


Рисунок 1 – Генплан предприятия

ПУ и их характеристики электропотребления – в таблице 1.

Таблица 1 – ПУ и их характеристики электропотребления

№	Цеха	$\sum P_{ном}, кВт$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	K_c
1	2	3	4	5	6
1	Участок металлообработки	2675	0,7	1,02	0,54
2	Участок рольформинга	2940	0,75	0,88	0,75
3	Хранилище металла	390	0,9	0,48	0,42

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
4	Участок литья	1320	0,88	0,54	0,58
5	Участок изделий	725	0,7	1,02	0,48
6	Участок сборных металлоизделий	1120	0,73	0,94	0,45
7	Участок покраски и сушки	1085	0,72	0,96	0,45
8	Администрация	152	0,89	0,51	0,25
9	Зона гальванообработки	505	0,74	0,91	0,35
10	Насосная: 0,38 кВ	220	0,83	0,67	0,51
	10 кВ (синхр. двиг.)	2000	0,83	0,67	0,51
11	Участок профнастила	1590	0,78	0,8	0,6
12	Ремонтно-механический цех	196	0,7	1,02	0,4
13	Склад	395	0,9	0,48	0,3
14	Компрессорная	930	0,8	0,75	0,6
15	Участок декоративных металлоизделий	270	0,83	0,67	0,25

«Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура», расположенной на территории предприятия» [13].

Категории надёжности электроснабжения ПУ – в таблице 2.

Таблица 2 – Категории надёжности электроснабжения ПУ

Цеха	Категория
Участок металлообработки	2

Продолжение таблицы 2

1	2
Участок рольформинга	2
Хранилище металла	3
Участок литья	2
Участок изделий	2
Участок сборных металлоизделий	2
Участок покраски и сушки	2
Администрация	3
Зона гальванообработки	2
Насосная	1
Участок профнастила	2
Ремонтно-механический цех	2
Склад	3
Компрессорная	1
Участок декоративных металлоизделий	2

1.2 Техническое обоснование выбора варианта схемы электроснабжения

«Главная схема электрических соединений энергообъекта — это совокупность основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающая порядок их соединения между собой» [12].

На основании исходных данных составим структурную схему подстанции 110/35/10 кВ.

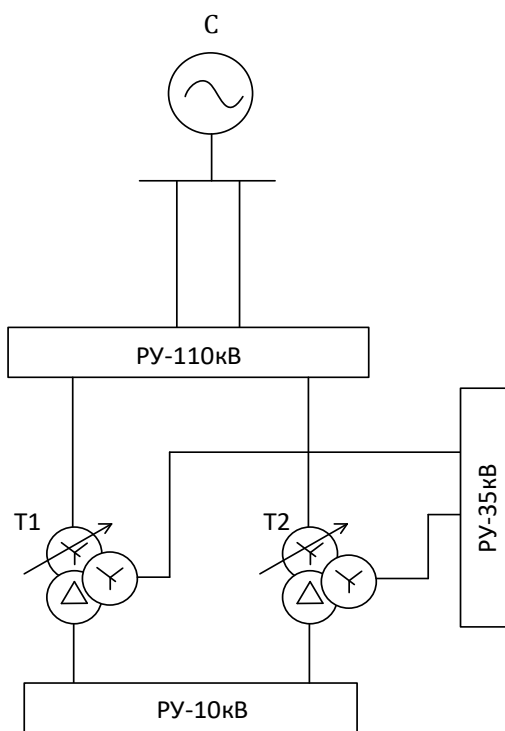


Рисунок 2 - Структурная схема подстанции 110/35/10 кВ

1.3 Выбор главной схемы подстанции

Выбор производим согласно [13], [14], «исходя из задания тип подстанции – промежуточная транзитная» [20]. «Промежуточная проходная (транзитная) ПС получает питание по одной линии электропередачи, в расщепку которой она включена, от двух опорных или районных подстанций» [14].

Для РУ ВН (110 кВ) в соответствии с указаниями ПАО «Россети» [6] схему 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [2].

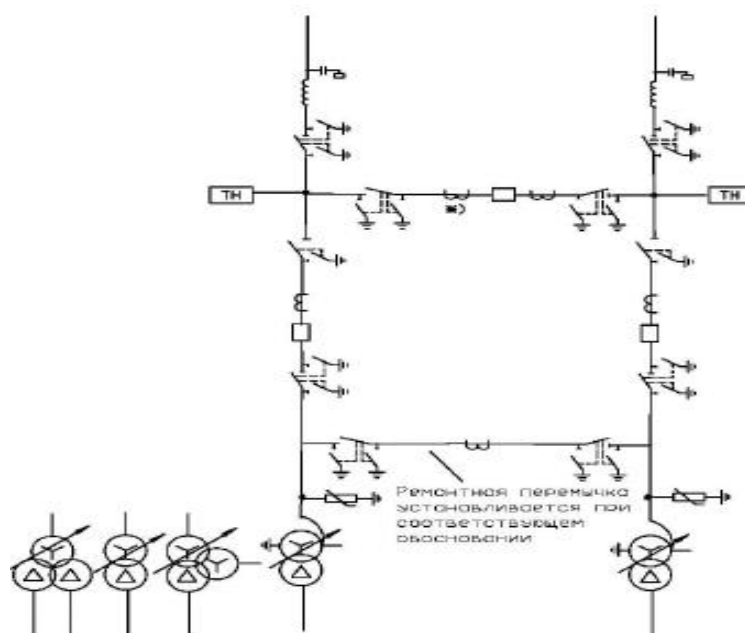


Рисунок 3 - Типовая схема РУ-110 кВ №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

«В нормальном режиме разъединители в ремонтной перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены» [11].

«Эксплуатационные критерии - простая и наглядная схема электроустановки. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, и как следствие минимизированы отказы по вине персонала» [20]. Применяем РУ открытого исполнения [10].

Для РУ СН (35кВ) применим типовую схему № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем секция шин» [29].

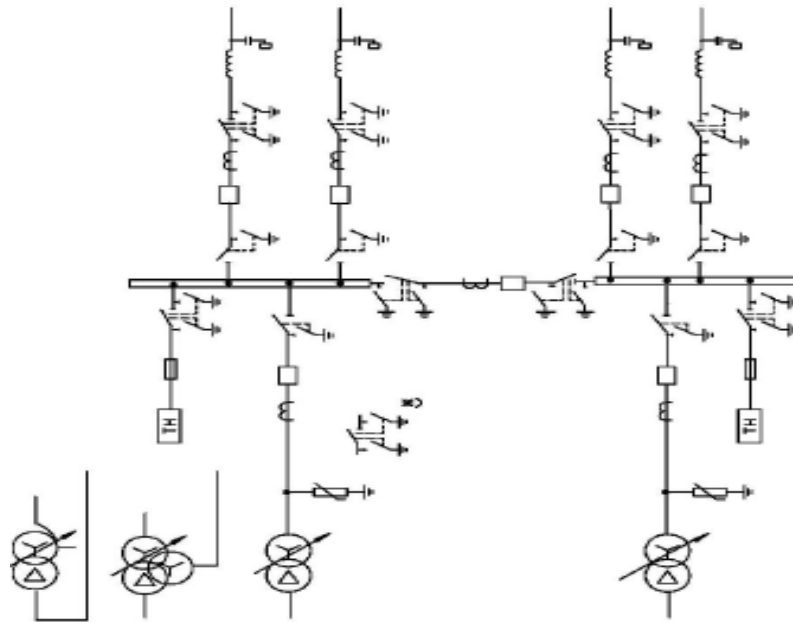


Рисунок 4 - Типовая схема РУ-35 кВ № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем секция шин»

Эксплуатационные критерии - простая и наглядная. «Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и как следствие минимизированы отказы по вине персонала» [5].

«Применяем РУ-35 кВ закрытого типа модульного исполнения с установкой в блочно-модульном здании в виде КРУ на вакуумных выключателях 35 кВ» [29].

Для РУ НН (10 кВ) применим типовую схему №10-1 «Одна секционированная выключателем система шин» [6].

Распределительное устройство выполняется с использованием «ячеек КРУН с выключателями на выкатных тележках, что позволяет отказаться от разъединителей, их функции выполняют втычные контакты выкатной тележки» [20].

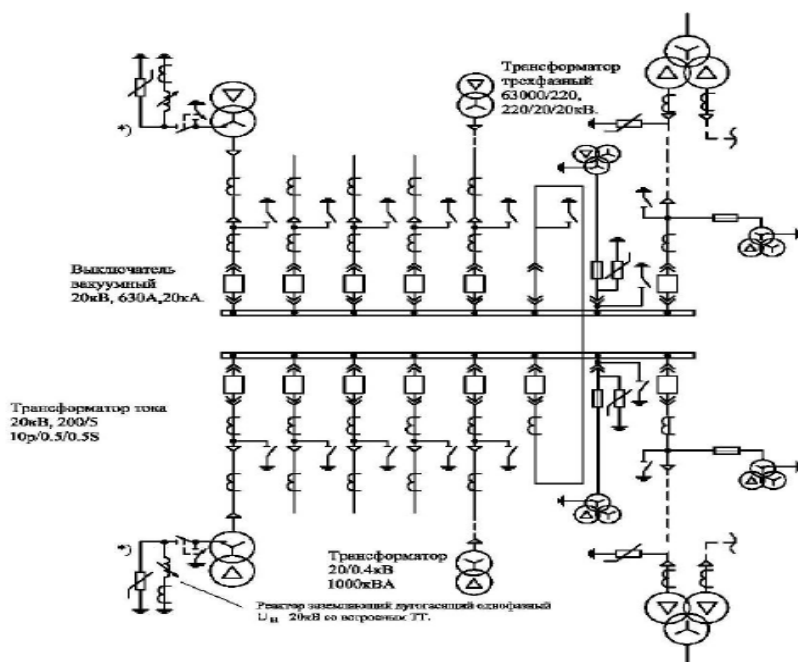


Рисунок 5 - Типовая схема РУ-10 кВ №10-1 «Одна секционированная выключателем система шин»

Применение ячеек КРУН позволяет «увеличить надежность схемы, улучшить условия эксплуатации, снизить затраты на сооружение РУ-10 кВ» [20].

«На каждую секцию подключены кабельные линии и одному вводу от трансформатора, секционный выключатель отключен» [7]. «Также на каждую секцию установлен трансформатор напряжения» [8]. «В нормальном режиме включены выключатели всех присоединений, секционный выключатель отключен» [28].

Схема обеспечивает достаточно надежное питание потребителей и имеет резервирование.

Вывод к разделу 1.

Рассмотрена характеристика предприятия, производственные участки и оборудование. Составлен генплан с расположением всех зданий, подготовлены характеристики электропотребления участков.

2 Расчет нагрузки подстанции ПС 110/35/10 кВ

Подстанция осуществляет питание потребителей по сети 35 кВ и 10 кВ, это потребители – 1, 2 и 3 категории надежности электроснабжения. «Из этого следует, что подстанция должна содержать два силовых трансформатора» [18].

Предварительно определим нагрузки по стороне 10 кВ.

«Нагрузки производственных участков группируются по ТП 10/0,4 кВ с целью оптимального выбора трансформаторов по мощности, а также обеспечения минимальной суммарной длины линий распределительной сети. Если расчетная нагрузка участка составила менее 250 кВА, то целесообразно установить РП 0,4 кВ (одно- или двухсекционный), который будет питать от ближайшей ТП другого участка. Если в состав нагрузки ТП входят потребители 1 и 2 категорий надежности электроснабжения, то на ТП устанавливается два силовых трансформатора (как два источника питания)» [17].

«Оптимальная мощность силовых трансформаторов ТП рассчитывается согласно выражению:

$$S_o = \frac{\sum S_p}{\beta \cdot N}, \quad (1)$$

где $\sum S_p$ – суммарная полная мощность потребителей ТП, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов (0,7 для двухтрансформаторных ТП);

N – число силовых трансформаторов, шт [2,15].

«Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ):

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (2)$$

где $S_{н.м.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчетная активная мощность нагрузки ТП, кВт» [17].

«Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ рассчитывается согласно выражению:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (3)$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность нагрузки ТП, квар» [21].

«При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация не требуется. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению» [6]:

$$Q_{НН} = Q_p - Q_{БК} \quad (4)$$

Пример расчета для ТП-1.

Оптимальная мощность трансформаторов, по (1):

$$S_o = \frac{2076,719}{0,7 \cdot 2} = 1483,37 \text{ кВА}$$

Устанавливается два ТМГ12-1600/10.

Выбор трансформаторов для производства АО «Тяжпромараматура – в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор трансформаторов ТП

№ ТП	Нагрузка, № ПУ	$S_p, \text{кВА}$	$S_o, \text{кВА}$	$S_m, \text{кВА(ТМГ12)}$
ТП-1	1	2336,3	1646,5	1600
ТП-2	2	3323,3	2342,1	2500
ТП-4	4,3,8	1255,9	885,1	1000
ТП-5	5,13, освещ. терр.	778,3	548,5	630
ТП-6	6	800,2	564,0	630
ТП-7	7	783,9	552,5	630
ТП-9	9,12,15	533,6	376,1	400
ТП-11	11,10	1549,5	1092,0	1250
ТП-14	14	795,1	560,4	630

Расчет КРМ на ТП-1 по (10,11):

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1454,397^2} = 1703,62 \text{ квар}$$

$$Q_{0,4} = 1482,394 - 1703,62 = -221,23 \text{ квар}$$

КРМ не требуется. «Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме» [15]:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (5)$$

$$K_n = \frac{2076,719}{1600} = 1,3 \leq 1,4$$

Расчет КРМ на ТП – в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет КРМ на ТП

№ ТП	$Q_{0,4}, \text{квар}$	$Q_{ок}, \text{квар}$	K_n
ТП-1	-246,67	0	1,30
ТП-2	-842,52	0	1,18
ТП-4	-522,71	0	1,12
ТП-5	-284,82	0	1,10
ТП-6	-253,06	0	1,13
ТП-7	-269,84	0	1,11
ТП-9	-132,14	0	1,19
ТП-11	-582,75	0	1,10
ТП-14	-281,67	0	1,12

ТП выбираем комплектные 2КТПН-10/0,4.

Таким образом, нагрузка по стороне 10 кВ составляет 10 МВт.

Определим полную нагрузку, приходящуюся на ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура»:

$$P_1 (35\text{кВ}) = 17 \text{ МВА}, \cos\varphi - 0,87;$$

$$P_2 (10\text{кВ}) = 10 \text{ МВА}; \cos\varphi - 0,85$$

Максимальная мощность нагрузки определяется по формуле 6:

$$P_{\max} = P_1 + P_2, \text{ МВт} \quad (6)$$

где, P_1 - Максимальная мощность нагрузки стороны 35кВ, МВт;

P_2 - Максимальная мощность нагрузки стороны 10кВ, МВт.

$$P_{\max} = 17 + 10 = 27 \text{ МВт}$$

«Полная мощность потребителей по формуле» [7]:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\varphi}, \text{ МВА} \quad (7)$$

где P_{\max} – Максимальная активная мощность;

$\cos\varphi$ -коэффициент нагрузки.

$$S1 = \frac{17}{0,87} = 19,5 \text{ МВА}$$

$$S2 = \frac{10}{0,85} = 11,8 \text{ МВА}$$

$$S_{\max} = 19,5 + 11,8 = 31,3 \text{ МВА}$$

2.1 Выбор силовых трансформаторов

«Для обеспечения надежности потребителей на ПС 110/35/10 кВ устанавливаются два трансформатора» [15]. «Мощность трансформатора рассчитывается по условию способности к перегрузки трансформатора» [12].

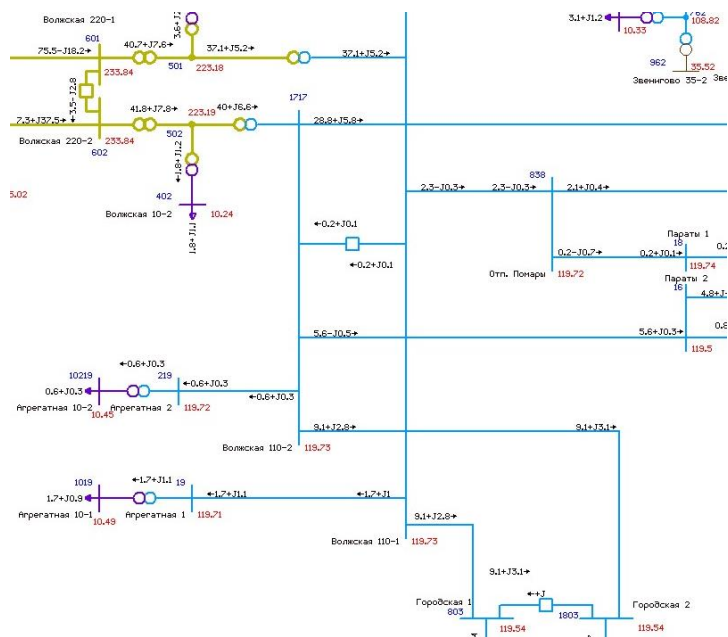


Рисунок 6 – Схема потока распределения прилегающего района внешнего электроснабжения

На рисунке 6 представлена схема потока распределения прилегающего района внешнего электроснабжения. На основании исходных данных проведем расчет мощности силовых трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ.

Расчетная мощность трансформатора по формуле 8:

$$S_{н.т.} \geq 0,7S_{max} \quad (8)$$

где $S_{н.т.}$ - номинальная мощность трансформатора;

S_{max} – максимальная мощность нагрузки.

«Расчетная мощность трансформатора» [7]:

$$S_{рас} = 0,7 \cdot 31,3 = 21,91 \text{ МВА}$$

«Из стандартного ряда мощностей выбран трансформатор с мощностью»:

$$S_{ном} = 25 \text{ МВА}$$

«Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется» по формуле [9]:

$$K_{зНР} = \frac{S_{max}}{2 \cdot S_{ном.т}} \quad (9)$$

где $K_{зНР}$ - коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_{зНР} = \frac{31,3}{2 \cdot 25} = 0,63$$

«Коэффициент загрузки в послеаварийном определяется по формуле» [10]:

$$K_{зп/ар} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.т}}} < 1,4 \quad (10)$$

где $K_{зп/ар}$ - коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{зп/ар} = \frac{31,3}{25} = 1,25$$

Вывод по разделу 2.

«При проведении плановых ремонтов, а также в аварийном режиме, в случае отключения трансформатора, оставшийся в работе должен обеспечить надежное электроснабжение потребителей с учетом перегрузочной способности и номинальной мощности» [20]. Расчетные значения удовлетворяют требованиям, поэтому приняты два трансформатора типа ТДТН-25000/110/35/10 кВ согласно [8]. «За счет установки на подстанции двух трансформаторов достигается требуемая надежность электроснабжения потребителей. За счет не полной загрузки имеется резерв мощности для подключения новых потребителей или увеличения мощности существующих» [17].

3 Расчет токов короткого замыкания

3.1 Составление расчетной схемы

«Токи короткого замыкания оказывают разрушительное действие на электрооборудование электрических сетей, самым опасным является ток трех фазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный так и системный характер» [15]. «Масштаб аварийных ситуации в результате 3х фазного тока КЗ зависит от комплекса мероприятий выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи» [5]. К данным мероприятиям относятся как «установка необходимого комплекта защит РЗА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на подстанциях, и электростанциях» [21].

«Расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети» [27]. «Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания» [13].

В качестве расчетных точек для расчета токов КЗ принимаем шины ОРУ 110, 35 и РУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ.

Составим расчетную схему для расчетов токов КЗ рисунок 7.

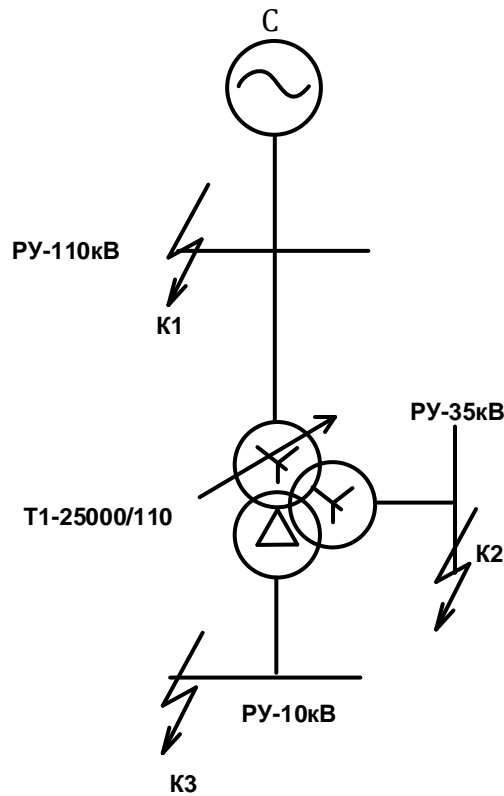


Рисунок 7 - Схема расчета токов КЗ

Определяем сопротивление на шинах 110 кВ ПС X_C , Ом:

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_K} \quad (11)$$

где U_C^2 – номинальное напряжение, кВ;

S_K – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ.

$$X_{с. \max} = \frac{115^2}{2000} = 6,6 \text{ (Ом)}$$

$$X_{с. \min} = \frac{115^2}{1700} = 7,7 \text{ (Ом)}$$

«Ток КЗ в токе К1 на стороне 110 кВ определяем» [18] по формуле 12:

$$I_{no} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_c} \quad (12)$$
$$I_{no1max} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 10,07 \text{ кА}$$
$$I_{no1min} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7,7} = 8,64 \text{ кА}$$

«Ударный ток в максимальном режиме» [18]:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{no}, \text{ кА} \quad (13)$$

где $K_{уд} = 1,717$ ударный коэффициент. «Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение, приведённое» [8] в таблице 5.

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 10,07 = 24,2 \text{ кА}$$

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяем по формуле» [13]:

$$iat = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-t/T_a} \quad (14)$$

где $T_a = 0,02$ с постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В, приведённое [8] в таблице 5.

$$iat = \sqrt{2} \cdot 10,07 \cdot e^{-0,035/0,02} = 5,35 \text{ кА.}$$

«Сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора» [8]:

Трансформатор Т1, Т2:

$$U_{\text{КВН-СН}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{КВН-НН}} = 17,5\%;$$

$$U_{\text{КСН-НН}} = 6,5\%.$$

$$\begin{aligned} U_{\text{КВН}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КВН-НН}} + U_{\text{КВН-СН}} - U_{\text{КСН-НН}}) = \\ &= 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,7 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{КСН}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КВН-СН}} + U_{\text{КСН-НН}} - U_{\text{КВН-НН}}) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{КНН}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КВН-НН}} + U_{\text{КСН-НН}} - U_{\text{КВН-СН}}) = \\ &= 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,7. \end{aligned}$$

Сопротивление трансформатора определяем по формуле (15):

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (15)$$

Составим схему замещения для расчета токов КЗ, рисунок 8.

$$X_{\text{ТВН}} = \frac{10,7}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 52,9 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ТСН}} = 0$$

$$X_{\text{ТНН}} = \frac{6,7}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 35,4 \text{ Ом}$$

«Расчет тока КЗ за трансформатором в токе К2 на стороне 35 кВ определяем» [8] по формуле 16:

$$I_{\text{кзК2}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{т.ВН}})} \quad (16)$$

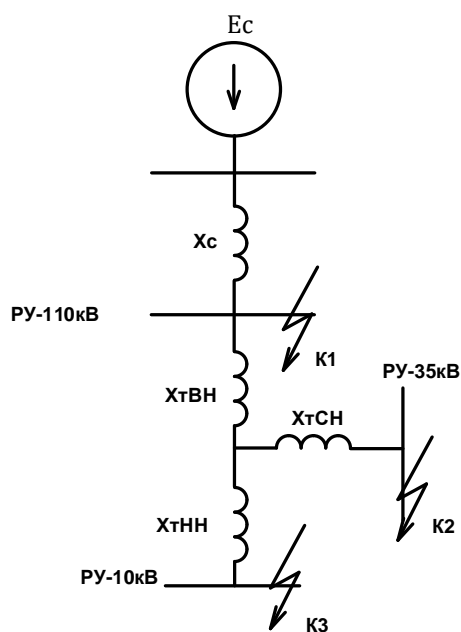


Рисунок 8 - Эквивалентная схема замещения

«Ток КЗ на стороне СН приведенный к ВН в точке» [8] К2.

$$I_{\text{кз К2}} \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10,07 + 52,9)} = 1,05 \text{ кА}$$

«Переводим ток КЗ к стороне СН» [8] по формуле 17:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} \cdot I_{\text{ВН}} \quad (17)$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{115}{37} \cdot 1,05 = 3,26 \text{ кА}$$

«Ударный ток короткого замыкания в точке» К2:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,26 = 8,3 \text{ кА}$$

где $K_{уд} = 1,82$ ударный коэффициент. Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение, приведённое в [8] таблица 18.

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания» [8]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot e^{-0,035/0,02} = 1,73 \text{ кА.}$$

«Ток КЗ на стороне НН приведенный к ВН в точке К3» [15].

$$I_{кз К3} \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10,07 + 52,9 + 35,4)} = 0,67 \text{ кА}$$

«Переводим ток КЗ к стороне НН» [15]:

$$I_{кз К3} = \frac{115}{10,5} \cdot 0,67 = 7,33 \text{ кА}$$

«Ударный ток короткого замыкания в точке К3» [15]:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,33 = 18,69 \text{ кА}$$

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания» [15]:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 7,33 \cdot e^{-0,03/0,02} = 3,89 \text{ кА.}$$

«Проверка на термическую стойкость».

«Тепловой импульс тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ »:

$$W_k = I_{k1}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (18)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения тока короткого замыкания, с.

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей принимаем равным 0,02с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}}$$

где $t_{\text{откл}}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем равным для 110 и 35 кВ = 0,035с и 0,03с для 10 кВ соответственно.

$t_{\text{рз}}$ – время выдержки релейных защит, с, для 110 кВ $t_{\text{рз}} = 2$ с, для 35 кВ $t_{\text{рз}} = 1,5$ с, для 10 кВ $t_{\text{р}} = 1$ с.

Точка К1:

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,035 = 2,035 \text{ с}$$
$$W_k = 10,07^2 \cdot (2,035 + 0,02) = 206 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Точка К2:

$$t_{\text{откл}} = 1,5 + 0,015 = 1,515 \text{ с}$$
$$W_k = 3,26^2 \cdot (1,515 + 0,02) = 16,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Точка К3:

$$t_{\text{откл}} = 1,0 + 0,03 = 1,03 \text{ с}$$

$$B_k = 7,33^2 \cdot (1,03 + 0,02) = 55 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сводим результаты расчёта токов короткого замыкания в таблицу 5.

Таблица 5– Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка расчета.	Расчетные значения ТКЗ, кА	Ударный ток короткого замыкания, кА	Тепловой импульс тока короткого замыкания, кА ² с.
К1	10,3	24,7	210,1
К2	3,3	8,5	16,3
К3	7,5	19,1	56,1

Вывод по разделу 3.

На основании данных потокораспределения и данных по установленной мощности силовых трансформаторов рассчитана токи короткого замыкания ПС 110/35/10 кВ. На основании полученных расчетных данных будет проведен выбор электрооборудования электрической части понизительной подстанции.

4 Выбор высоковольтного оборудования

«Надежная и экономичная работа электрических аппаратов, кабелей и шинных изделий обеспечивается их правильным выбором по условиям длительного рабочего режима (нормального и утяжеленного) и проверкой по условиям режима короткого замыкания» [21].

В длительном рабочем режиме в соответствии с указаниями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) «электрические аппараты и проводники выбирают по номинальному напряжению, по нагреву рабочим током утяжеленного режима, роду установки, конструктивному исполнению и условиям окружающей среды» [9].

Все аппараты и проводники должны сохранять свои качества и выполнять свои функции при протекании по ним токов короткого замыкания. «Поэтому выбранные по условиям длительного режима проводники и аппараты должны быть проверены на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ» [10].

«Термически стойкими являются те аппараты и проводники, которые не нагреваются выше кратковременно допускаемой температуры при протекании по ним тока КЗ» [11].

Выбор всех аппаратов и проводников производится по следующим условиям:

- «номинальному напряжению» [20] $U_{уст} = U_{вн}$
- «рабочим током утяжеленного режима» [20] $I_{max} \leq I_{ном.вык}$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (19)$$

- «отключающей способности» [20] $I_k \leq I_{откл}$
- «электродинамической стойкости» [20] $i_y \leq i_{дин}$

Термической стойкости [20]:

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (20)$$

4.1 Выбор выключателей 110 кВ

«Выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ -110-40/2500 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока ТВГ-110» [16]. «Выключатель имеет до 12 встроенных трансформаторов тока, позволяющих отказаться от применения выносных трансформаторов тока наружной установки» [16].

«Выключатель имеет следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- полное время отключения $t_{\text{пв.откл}} = 0,035 \text{ с.}$ » [16].

«Выключатели ВЭБ-110 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ. Управление выключателем осуществляется пружинным приводом, с электродвигателем завода пружин и различными исполнениями по напряжению питания двигателя. Возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе» [16].

Выбор производим по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

По максимальному рабочему току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$$
$$183,9 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}$$

«Максимальный ток определяется по мощности трансформатора» [15].

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,9 \text{ A}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл}}$$
$$10,07 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

Выключатель подходит по отключающей способности.

На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$$
$$24,2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

На термическую стойкость:

$$W_{\text{ктех}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$
$$206 \text{ кА} \leq 4800 \text{ кА}$$

Результаты выбора сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор выключателей 110 кВ

Расчетные данные	Технические данные выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 183,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{кз} = 10,07 \text{ кА}$	$I_{ном. откл} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 24,2 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$
$W_{красч} = 206 \text{ к А}^2\text{с}$	$W_{красч} = 4800 \text{ к А}^2\text{с}$

Выключатель ВЭБ-110-40/2000 соответствует требуемым параметрам.

4.2 Выбор разъединителей 110 кВ

«Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при снятии электрооборудования для ремонта. Разъединители включаются и отключаются без нагрузки (сначала цепь должна быть отключена выключателем)» [20].

«Для разъединителей устанавливаются следующие требования: создание видимого разрыва; соответствие по электродинамической и термической стойкости при возникновении токов короткого замыкания; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение в плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность» [20].

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность. Выбираем разъединитель типа РГНП-1а-110.П*/1000-УХЛ1 с комплектом ЗН с моторным приводом ПД-14-УХЛ1 [19].

Таблица 7 - Выбор разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Технические данные разъединителя РГНП-1а-110.П*/1000
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 183,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 24,2 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$W_{красч} = 206 \text{ к А}^2\text{с}$	$W_{красч} = 4800 \text{ к А}^2\text{с}$

Разъединитель РГНП-1а-110.П*/1000 соответствует требуемым параметрам.

4.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения 110 кВ

«Трансформаторы тока выбираются в соответствии с номинальным напряжением, первичным и вторичным токами, классу точности и проверке на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Номинальный первичный ток выбирается с учётом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности» [31]. Трансформаторы тока типа ТВГ-110-0,2S/10P/10P, 600-300-200-100/5А встроенные в выключатель ВЭБ-110.

Выбираем коэффициент трансформации ТТ 300/5.

Мощность ТТ- 30 ВА.

Класс точности 0,5.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$, Ом, т.е. $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

$$Z_2 = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \quad (21)$$

«Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$ » [15]:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0,26 + 0,49 + 0,05 = 0,83 \quad (22)$$

«Сопротивление приборов определяется по выражению» [20]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (23)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; $I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

«Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности» [20], необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (24)$$

Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, определяют $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,05 = 0,89 \quad (25)$$

$$S_2 = 0,89 \cdot 5^2 = 22,5 \text{ ВА}$$

$$22,5 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

«Зная $r_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов» [20]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 103,8}{0,89} = 2,04 \quad (26)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$); $l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Таблица 8 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

КИП		Тип	S одной обмотки, В·А.	Число обмоток	Число КИП	Общая потребляемая мощность S, В·А.
Вольтметр (сборные шины)		Э-365-1	2,0	1	2	4,0
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Ц301/1	5,0	2	1	10,0
Счетчик Р и Q.		СЭТ-4ТМ.03.	1,3	3	1	3,9
Счетчик Р и Q.	Линии 10 кВ	СЭТ-4ТМ.03.	1,3	3	11	42,9
Итого:						60,8

Трансформатор тока ТВГ-110-300/5 соответствует требуемым параметрам.

«Трансформаторов напряжения 110 кВ устанавливается в цепи распределительного устройства 110 кВ выбираем ТН типа НКФ-110-УХЛ1» [18], к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Таблица 9 - Параметры трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В:	
ВН	$110/\sqrt{3}$
НН	$100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА:	
$S_{\text{ном}}$	200

Трансформатор напряжения НКФ-110-УХЛ1 соответствует требуемым параметрам.

4.4 Выбор выключателей нагрузки

Распределительные устройства 35 и 10 кВ комплектуются высоковольтными вакуумными выключателями ВВ/TEL производства «Таврида электрик».

«Под высоковольтным выключателем подразумевается устройство, выполняющее оперативное отключение и включение электрической сети. Управление высоковольтным выключателем осуществляется может осуществляться в ручном, автоматическом или дистанционном режиме» [13].

Выбранные высоковольтные выключатели проверяются по ряду условий, как и в разделе 4.1.

Результаты выбор выключателей нагрузки приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателей 35 и 10 кВ

РУ	С.Ш.	Назначение	S, кВа	I, А	Тип	Ikз,кА	$V_{расч},$ кА ² ·с	$V_{ном},$ кА ² ·с	$i_{уд},$ кА	$i_c,$ кА
РУ-35 кВ	1 с.ш.	Ввод 1	6305	104	ВВ/TEL-35-12,5/630	0,93	0,069	468,75	2,367	32
		T1	6305	104	ВВ/TEL-35-12,5/630	0,93	0,069	468,75	2,367	32
	Секционный		6305	104	ВВ/TEL-35-12,5/630	0,93	0,069	468,75	2,367	32
	2 с.ш.	T2	6305	104	ВВ/TEL-35-12,5/630	0,93	0,069	468,75	2,367	32
		Ввод 2	6305	104	ВВ/TEL-35-12,5/630	0,93	0,069	468,75	2,367	32
РУ-10 кВ	1 с.ш.	T1	6121	354	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №25	356	21	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №26	309	18	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №27	361	21	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №28	261	15	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №29	428	25	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Резерв	750	43	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Резерв	750	43	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
	Секционный		6121	354	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
	2 с.ш.	Резерв	750	43	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Резерв	750	43	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №30	122	7	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №31	543	31	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №32	465	27	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
		Фидр №33	275	16	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51
T2		6121	354	ВВ/TEL-10-20/630	0,435	0,015	1200	1,105	51	

Далее в работе проведем выбор разъединителей 35 и 10 кВ.

4.5 Разъединители 35 и 10 кВ

Выбор разъединителей произведен по [5].

Проверка высоковольтных разъединителей выполняется аналогично проверке высоковольтных выключателей (формулы 19-20).

Для РУ-35 кВ выбраны разъединители РГП-2-35/1000УХЛ (разъединитель горизонтально-поворотный, вертикальной установки), удовлетворяющий всем требованиям и проверкам (таблица 11).

Таблица 11 – Выбор разъединителей

Наименование РУ		Тип	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
РУ-35 кВ	ввод	РГП-2-35/1000УХЛ-1	$35 \leq 35$	$104 \leq 1000$	$0,069 \leq 768,00$
	секц.	РГП-2-35/1000УХЛ-1	$35 \leq 35$	$104 \leq 1000$	$0,069 \leq 768,00$
	T1,T2	РГП-2-35/1000УХЛ-1	$35 \leq 35$	$104 \leq 1000$	$0,069 \leq 768,00$

РУ-10 кВ комплектуются ячейками, в которых разъединители отсутствуют.

4.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по [6].

Проверка трансформаторов тока выполняется аналогично проверке высоковольтных выключателей (формулы 21-25).

Для РУ-35 кВ выбрали трансформатор тока серии ТОЛ-35, который удовлетворяет всем проверкам и эксплуатационному напряжению [6].

Для РУ-10 кВ выбрали трансформатор тока серии ТОЛ-10, которые удовлетворяет всем проверкам и эксплуатационному напряжению [6].

Результаты выбора и проверка трансформаторов тока приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока

РУ	С.ш.	Назначение	S, кВа	I, А	Тип	Ikз,кА	V _{расч} , кА ² ·с	V _{ном} , кА ² ·с
РУ-35 кВ	1 с.ш.	Ввод 1	6305	104	ТОЛ-35-III-0,2/10P-300/5	0,93	0,069	7500
		T1	6305	104	ТОЛ-35-III-0,2/10P-300/5	0,93	0,069	7500
	Секционный		6305	104	ТОЛ-35-III-0,2/10P-300/5	0,93	0,069	7500
	2 с.ш.	T2	6305	104	ТОЛ-10-1-0,2/5P-600/5	0,93	0,069	7500
		Ввод 2	6305	104	ТОЛ-35-III-0,2/10P-300/5	0,93	0,069	7500
РУ-10 кВ	1 с.ш.	T1	6121	354	ТОЛ-10-1-0,2/5P-600/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №25	356	21	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №26	309	18	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №27	361	21	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №28	261	15	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №29	428	25	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Резерв	750	43	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Резерв	750	43	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
	Секционный		6121	354	ТОЛ-10-1-0,2/5P-600/5	0,435	0,015	7500
	2 с.ш.	Резерв	750	43	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Резерв	750	43	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №30	122	7	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №31	543	31	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №32	465	27	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
		Фидр №33	275	16	ТОЛ-10-1-0,2/5P-100/5	0,435	0,015	7500
T2		6121	354	ТОЛ-10-1-0,2/5P-600/5	0,435	0,015	7500	

Проведем выбор трансформаторов напряжения.

4.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

«Основные параметры и методику выбора принимаем по» [7].

На основании паспортных данных

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения заносим в таблицу 13.

Таблица 13 – Измерительные трансформаторы напряжения

Наименование РУ	Тип трансформатора напряжения	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	Класс точности
КРУМ–35 кВ	ЗНОЛ–35–65	$35 \leq 35$	0,5
КРУМ–10 кВ	ЗНОЛ–СЭЩ–10	$10 \leq 10$	0,5

Выбранные трансформаторы напряжения соответствуют всем предъявляемым требованиям к измерительному и преобразовательному оборудованию.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Проверка ограничителей перенапряжения осуществляется на основании следующих условий по напряжению. [25].

Для защиты распределительных устройств 35 и 10 кВ выбираем, соответственно, по [8], ОПНК–П1–35 УХЛ и ОПНК–П1–10 УХЛ.

Вывод по разделу 4.

В данном разделе выбрано электрооборудование понизительной подстанции 110/35/10 кВ в соответствии со всеми современными предъявляемым требованиям.

5 Релейная защита

5.1 Релейная защита и автоматика силового трансформатора

«На основании правил устройства электроустановок для силовых трансформаторов была выбрана следующая релейная защита и автоматика» [14], таблица 14.

Таблица 14– Релейная защита и автоматика силового трансформатора

Наименование повреждений или ненормальный режим	Наименование РЗ и А	Пункт ПУЭ	Условное обозначение
Защита от повреждений внутри кожуха и от понижения уровня масла	Газовая защита	3.2.53	ГЗ
Защита от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформатора	Продольная дифференциальная токовая защита	3.2.54	ДЗТ
Защита от токов внешних многофазных КЗ	Максимальная токовая защита с пуском напряжения	3.2.59	МТЗ
Защита от токов перегрузки	Максимальная токовая защита с действием на сигнал	3.2.69	МТЗ

При выборе блока РЗиА было рассмотрено оборудование 4 марок Российских производителей:

- шкаф защиты трансформатора «ШЭ2607 244»;
- устройство микропроцессорной защиты «Seram»;
- устройство микропроцессорной защиты «RET650»;
- устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т-БПТ»;

В качестве блока релейной защиты трансформаторе выбираем блок Сириус-Т, как наиболее подходящий по цене, набору необходимых функций защит.

Основные технические характеристики перечисленных блоков РЗА представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики перечисленных блоков РЗА

Название	ЭКРАШЭ2607 146	ABB «RET650»	SchneiderElectric «Sepam 80»	РАДИУС Автоматика «Сириус- Т-БПТ»
Цена, руб.	От 180 000	От 160 000	от 150 000	от 100 000
ТО	+	+	+	+
МТЗ	+	+	+	+
Диф.защ	+	+	+	+
RS-485, Modbus	+	+	+	+
Область применен ия	основная защита двухобмоточн ого трансформато ра с ВН 35–220 кВ	для защиты двух- и трехобмоточн ых трансформато ров	электрооборудов ание 6–35 кВ и трансформаторов 110 (220) кВ	основная защита двухобмоточного трансформатора

Расчет продольной дифференциальной защиты

В качестве основного вида защиты принимаем продольную дифференциальную защиту.

Расчёт уставок ДТО. Максимальный расчётный ток небаланса $I_{НБ\ МАКС}$ при максимальном токе внешнего КЗ находят по формуле [9]:

$$I_{НБ\ МАКС} = (\epsilon_{\max} \cdot k_a \cdot k_{\text{одн}} + \gamma) \cdot I_{\text{КЗ}\max}^{(3)}, \quad (34)$$

где ϵ_{\max} - максимальное значение полной погрешности ТТ;

k_a - от 2 до 4 - коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую тока КЗ;

$k_{\text{одн}} = 0,5$ (для однотипных ТТ) или 1 (для разнотипных ТТ) - коэффициент однотипности ТТ;

$\gamma = 0,05$ - погрешность цифрового выравнивания токов "плеч";

$I_{\text{КЗ}\max}^{(3)}$ - периодическая составляющая максимально возможного первичного тока КЗ (в начальный момент времени КЗ), проходящего при внешнем КЗ по ТТ присоединения, являющегося расчётным, А.

$$I_{\text{НБ МАКС}} = (0,1 \cdot 2 \cdot 0,5 + 0,05) \cdot 930 = 232,5 \text{ А}$$

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ рассчитывают по формуле:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ МАКС}}, \quad (27)$$

где $K_{\text{отс}} = \text{от } 1,15 \text{ до } 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{ДТО}} = 1,15 \cdot 232,5 = 267,4 \text{ А}$$

Расчёт уставок ДЗТ. Для определения уставки начального тока срабатывания органов ДЗТ $I_{\text{ДЗТ НАЧ}}$ используют формулу [9]:

$$I_{\text{ДЗТ НАЧ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нагр МАКС}}, \quad (28)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки от дифференциального тока, возникающего при обрыве вторичных цепей ТТ;

$I_{\text{НАГР МАКС}}$ - максимальный ток нагрузочного режима (первичный ток нагрузки базисного присоединения), А.

$$I_{\text{ДЗТ НАЧ}} = 1,2 \cdot 98 = 117,6 \text{ А}$$

Для нахождения максимального тока небаланса в рабочем режиме $I_{\text{НБ РАБ}}$ используют формулу [9]:

$$I_{\text{НБ РАБ}} = (\varepsilon_{\text{макс}} + \gamma) \cdot I_{\text{Нагр МАКС}}, \quad (29)$$

$$I_{\text{НБ РАБ}} = (0,1 + 0,05) \cdot 98 = 14,7 \text{ А}$$

Используя исходные данные находят уставку срабатывания ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию небаланса при обрыве вторичных цепей ТТ $I_{\text{НБ}}$ по формуле [9]:

$$I_{\text{ДЗТ СРАБ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ РАБ}}, \quad (30)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,4$ - коэффициент отстройки.

$$I_{\text{ДЗТ СРАБ}} = 1,4 \cdot 14,7 = 20,6 \text{ А}$$

После выбора уставки срабатывания $I_{\text{НБ СРАБ}}$ необходимо проверить выполнение условия:

$$I_{\text{ДЗТ СРАБ}} < 0,9 \cdot I_{\text{НАГР МИН}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{НАГР МИН}} = \frac{P_{\text{тр2}} / \cos_{\text{ср.тр2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{6305}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98 \text{ А}$$

$$0,9 \cdot 98,4 = 88,5 > 20,6$$

Условие выполняется. Таким образом, ступень, действующая на сигнализацию о небалансе, может быть введена в работу.

Коэффициент торможения K_{T} органов ДЗТ находят, используя формулу [10]:

$$K_{\text{T}} = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{ДЗТ СРАБ}}}{I_{\text{КЗ}} - I_{\text{Нагр макс}}}, \quad (32)$$

$$K_{\text{T}} = \frac{267,4 - 20,6}{435 - 98} = 0,7$$

Полученное значение коэффициента торможения применяют для пускового и избирательных органов ДЗТ. Для надежной работы защиты при КЗ в зоне её действия, значение коэффициента K_{T} должно быть не более 1,9.

Находим уставку по току начала торможения I_{HT} , используя формулу [10]:

$$I_{HT} = I_{Нагр\ макс} \cdot \left(1 + \frac{1,05}{K_T}\right), \quad (33)$$

$$I_{HT} = 98 \cdot \left(1 + \frac{1,05}{0,7}\right) = 245 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ДЗТ НАЧ}}}, \quad (34)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток короткого замыкания

$I_{\text{ДЗТ НАЧ}}$ – ток срабатывания

$$K_{\text{ч}} = \frac{435}{117,6} = 3,7$$

Результаты проверки чувствительности показывают, что требования ПУЭ по чувствительности ДЗТ выполняются.

Таблица 16 – Уставки защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Ток срабатывания ДТО, А.	$I_{\text{ДТО}}$	267,4
Уставки начального тока срабатывания органов ДЗТ, А.	$I_{\text{ДЗТ НАЧ}}$	117,6
Уставку срабатывания ступени ДЗШ, А.	$I_{\text{ДЗТ СРАБ}}$	20,6
Коэффициент торможения K_T органов ДЗТ	K_T	0,7
Уставку по току начала торможения I_{HT} , А.	I_{HT}	245
Коэффициент чувствительности ДЗТ	$K_{\text{ч}}$	3,7

Далее проведем расчет уставок отходящих линий.

5.2 Релейная защита отходящих линий

На основании правил устройства электроустановок для высоковольтных электродвигателей была выбрана следующая релейная защита и автоматика, таблица 17.

Таблица 17 - Релейная защита отходящих линий

Наименование повреждений или ненормальный режим	Наименование РЗ и А	Пункт ПУЭ	Условное обозначение
Защита от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю	Токовая однорелейная отсечка	5.3.46	ТО
Защита от однофазных замыканий на землю	Направленная защита от замыканий на землю	5.3.48	ТНЗНП
Защита от перегрузки.	Максимальная токовая защита с действием на сигнал	5.3.49	МТЗ

В качестве блока релейной защиты также выбираем, интеллектуальное устройство управления и защиты фидера Сириус-2МЛ-02 фирмы «РАДИУС Автоматика», как наиболее подходящий по цене, набору необходимых функций защит.

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ, питающей ТП. Тип исполнения устройства РЗА Сириус-2МЛ-02.

Расчет токовой отсечки

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки при коротком замыкании определяем по формуле:

$$I_{с.з.ТО} = k_n \cdot I_{кз}, \quad (35)$$

где $I_{с.з.ТО}$ - ток срабатывания токовой отсечки, А;

$I_{кз}$ – ток короткого замыкания в конце линии, А;

k_n – коэффициент надежности, для блока Сириус-2МЛ-02 равен 1,1[15].

Так как собственное время действия токовой отсечки составляет около 0,02 с, то ток короткого замыкания рассчитываем для момента времени $t = 0$ и принимаем равным действующему значению периодической составляющей.

$$I_{с.з. T0} = 1,15 \cdot 435 = 500 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определим по формуле:

$$k_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_{к.з. \min}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (36)$$
$$k_{ч} = \frac{0,87 \cdot 930}{500} = 1,6 > 1,5$$

Токовая отсечка для электродвигателя не проходит по условию чувствительности.

Расчет максимальной токовой отсечки.

Произведем расчет для отходящей кабельной линии от ячейки Куст №25. Полная мощность насосной станции $S_{н} = 356$ кВА. Номинальный ток нагрузки определяется по формуле:

$$I_{1н} = \frac{S_{н1}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (37)$$

где $I_{1н}$ - номинальный ток нагрузки, А;

$S_{н1}$ - номинальная полная мощность потребителей, кВА;

U - номинальное напряжение потребителей, кВ.

$$I_{1н} = \frac{356}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21 \text{ А}$$

При настройке МТЗ необходимо выполнять следующие условия

$$I_{\text{ср.МТЗ}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (38)$$

где $I_{\text{ср.МТЗ}}$ - ток срабатывания МТЗ;

$I_{\text{раб.мах.ЛЭП}}$ - максимальный рабочий ток линии.

Рабочий максимальный ток $I_{\text{раб.мах}}$ является током нагрузки электроприемников:

$$I_{\text{раб.мах}} = I_{\text{н1}} = 21 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.мах}}}{k_{\text{воз}}}, \quad (39)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для блока Сириус-2МЛ-02 равен 1,1[15];

$I_{\text{раб.мах}}$ – ток нагрузки электроприемников, А;

$k_{\text{воз}}$ – коэффициент возврата соответствующего вида защиты устройства для устройства Сириус-2МЛ-02 $k_{\text{воз}}$ равен 0,94;

$N_{\text{м}}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 21}{0,94} = 24,6 \text{ А}$$

Проверим защиту на чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.з.}}}{I_{\text{ср.МТЗ}}} > 2, \quad (40)$$

где $I_{\text{к.з.}}(К6)$ - ток короткого замыкания.

$I_{\text{ср.МТЗ}}$ - ток срабатывания МТЗ, А.

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 435}{24,6} = 15,4 > 2$$

Нормативная чувствительности обеспечена.

Расчет направленной защиты от замыканий на землю

Ток срабатывания данной защиты отстраивается от емкостных токов, которые задаются, по формуле:

$$I_{\text{сз.расч}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{б}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (41)$$

где $k_{\text{б}}$ - коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего ОЗЗ $k_{\text{б}} = 2$;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{с}}$ - емкостной ток присоединения.

$$I_{\text{сз.расч}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,0261 = 0,0626 \text{ А}$$

Значение собственного емкостного тока определяется следующим образом:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с.л.}} \quad (42)$$

$$I_{\text{с}} = 0,0261 = 0,0261 \text{ А}$$

Собственный емкостной ток КЛ, входящей в зону защиты, определяется по выражению:

$$I_{\text{с.л.}} = I_{\text{с.уд}} \cdot l \cdot m, \quad (43)$$

где l - длина линии, км;

m - число кабелей в линии;

$I_{\text{с.уд}}$ - удельное значение емкостного тока КЛ, $I_{\text{с.уд}} = 0,58 \text{ А/км}$.

$$I_{с.л.} = 0,58 \cdot 0,015 \cdot 3 = 0,0261 \text{ А}$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{с.сум}}{I_{сз.расч}} = \frac{0,18}{0,0626} = 2,87 \quad (43)$$

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирической формуле:

$$I_{с.сум} = \frac{U \cdot l}{10} \quad (44)$$

где l - длина линии, км;

U - номинальное напряжение сети.

$$I_{с.сум} = \frac{10,5 \cdot 0,3}{10} = 0,315$$

Произведем выбор уставок для блока релейной защиты двухобмоточного трансформатора Сириус-Т-БПТ.

Расчет токовой отсечки.

Уставку срабатывания ТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- бросков тока намагничивания (БТН);
- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

«Для отстройки от тока БТН уставку срабатывания ТО $I_{с.з}^I$, вычисляют по формуле» [15]:

$$I_{с.з.}^I = k_{БНТ} \cdot I_{номтрВН} \quad (45)$$

где $k_{\text{БНТ}} = 3 - 7$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БНТ;

$I_{\text{НОМТРВН}}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А.

«Номинальный ток трансформатора рассчитать по формуле» [9]:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{НОРМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (46)$$

где $S_{\text{НОРМ ТР}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение питающей сети.

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98 \text{ А}$$

$$I_{\text{С.З.}}^1 = 5 \cdot 98 = 490 \text{ А}$$

«Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания ТО $I_{\text{С.З.}}^1$, вычисляют по формуле» [9]:

$$I_{\text{С.З.}}^1 = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗВНЕШ}}^{(3)} \quad (47)$$

где $I_{\text{С.З.}}$ – ток срабатывания токовой отсечки, А;

$k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки ($k_{\text{ОТС}} = 1,1 \dots 1,2$);

$I_{\text{КЗВНЕШ}}^{(3)}$ – «максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в режиме с наибольшим значением этого тока» [19]:

$$I_{\text{КЗВНЕШ}}^{(3)} = \frac{930}{\frac{37}{10,5}} = 263,92 \text{ А.}$$

$$I_{\text{С.З.}}^1 = 1,2 \cdot 263,92 = 316,7 \text{ А}$$

«Ток срабатывания токовой отсечки принимаем равным большему из значений, которые определили» [18] по формулам (40) и (42).

«Коэффициент чувствительности токовой отсечки определим по формуле» [9]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.з.}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5, \quad (48)$$

где $I_{\text{к.з.}}$ – значение тока короткого замыкания;

$I_{\text{с.з.}}$ – ток срабатывания токовой отсечки.

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 930}{316,7} = 2,55 > 1,5$$

ТО работает без выдержки времени.

Выводы по разделу 5.

На основании токов короткого замыкания, выбрано микропроцессорное устройство РЗА Сириус. Выбранное устройство РЗА соответствует всем требованиям предъявляемым техническим требованиям к РЗА.

6 Выбор собственных нужд подстанции

«На подстанциях 110 кВ для питания электроэнергией вспомогательных приборов, агрегатов и прочих потребителей собственных нужд (СН) используют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей оперативным переменным, постоянным током. Обесточенные устройств СН может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных проблем при вводе в работу. Потребители СН подстанций, состав электроприемников СН определяется исходя из типа подстанции, мощности основных и вспомогательных устройств. В общем случае к потребителям собственных нужд относят» [23]:

- «системы и механизмы охлаждения силовых трансформаторов;
- устройства регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- оперативные цепи выпрямленного постоянного, переменного тока;
- зарядные, подзарядные агрегаты для аккумуляторных батарей;
- устройства связи, сигнализации и телемеханики;
- все виды освещения: аварийное, наружное, внутреннее, охранное.
- обогрев оборудования и помещений» [23].

Данные по нагрузке потребителей собственных нужд подстанции приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Виды потребителей	Номинальная мощность		cos φ	sin φ	Нагрузка	
	кВА	шт			S, кВА	Q, кВар
Освещение РУ-110	4	0,5	1		2	
Обогрев В-110	2	2	1		4	
Обогрев В-35	1	6	1		6	
Обогрев РУ-10	30	1	1		30	
Обогрев приводов разъединителей	12	0,3	1		3,6	
Заводка пружин В-110	0,5	2	0,85	0,62	1,1	0,62
Оперативный ток ПС	15	1	1		15	
Обдув трансформатора	6	2	0,85	0,62	14,1	7,4
Итого					75,8	8,02

Определяется расчетная нагрузка потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (49)$$

где P – активная мощность потребителей;

Q – реактивная мощность потребителей

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{75,8^2 + 8,02^2} = 76,2 \text{ кВА.}$$

Мощность при двух трансформаторах определяется без учета перегрузки:

$$S_{\text{T}} \geq S_{\text{расч}}$$

$$S_{\text{T}} \geq 76,2 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор $S_{\text{ном}}=100$ кВА.

«На сегодняшний день выпускаются сухие трансформаторы, имеющие преимущества по сравнению с масляными, это меньшие габариты, низкая пожароопасность и т.д., поэтому выбираем сухой трансформатор типа ТСЗЛ 100/10/0,4 кВА, трехфазный сухой трансформатор с литой изоляцией» [24].

Технические данные трансформатора ТСЗЛ 100/10/0,4 кВА указаны в таблице 19

Таблица 19 - Технические данные трансформатора ТСЗЛ

Тип тр-ра	Sном, кВА	Uном, кВ		Схема соединения	Uк, %
		ВН	НН		
ТСЗЛ 100/10/0,4	100	6	0,4	Y/Y-0	4,5

«На стороне 0,4 кВ применяется одиночная, секционированная автоматическим воздушным выключателем система шин. Трансформаторы собственных нужд работают отдельно» [18]. Схема собственных нужд изображена на рисунке 9.

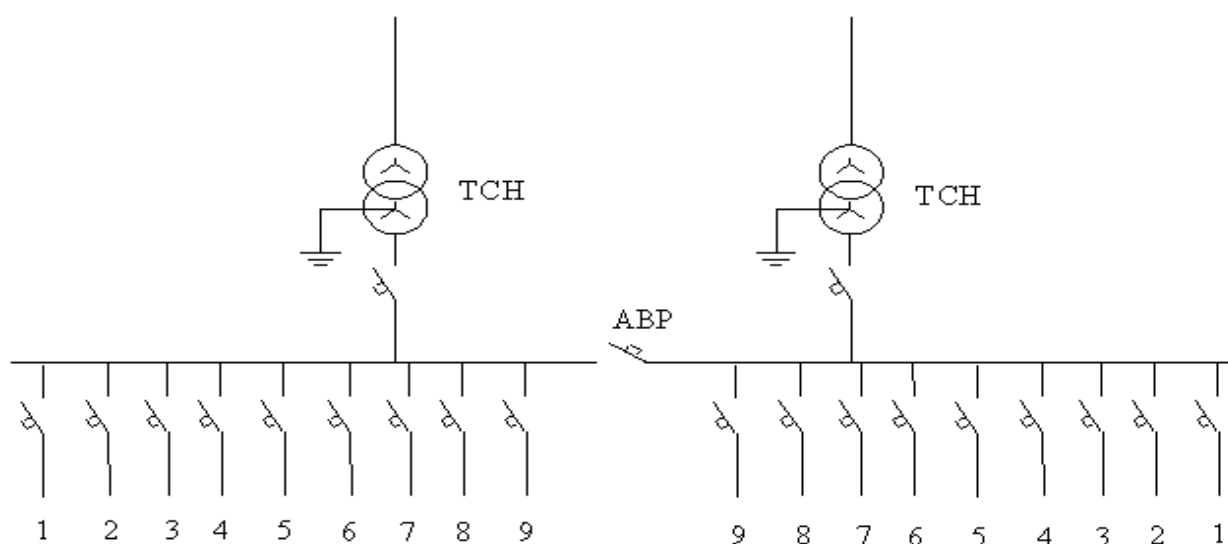


Рисунок 9 – Схема питания собственных нужд

Вывод по разделу 6.

Выбранная схема электроснабжения системы собственных нужд ПС 110/35/10 кВ обеспечит нормальное и бесперебойное функционирование устройств РЗА, что обеспечит требуемую надежность системы электроснабжения потребителей.

7 Экономическая часть

7.1 Расчет капиталовложений в проект

«Суммарные капиталовложения на внедрение проекта системы электроснабжения состоят из капиталовложений в оборудование, оплаты проектных работ, затрат на монтаж и наладку электрооборудования» [22]. Капиталовложения в оборудование необходимо определять по каталогам производителей. Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внешнего электроснабжения сведен в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внешнего электроснабжения

Наименование электрооборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.
Воздушная линия 110 кВ	км	12,3	352	4330
Силовой трансформатор ТНДН-25000/110	шт	2	4000	7000
Элегазовый выключатель ВГН-110	шт	4	350	1400
Разъединитель РГП-1-110	шт	4	36	144
Разъединитель РГП-2-110	шт	6	72	432
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-77	шт	6	20	120
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-56	шт	2	19,6	39,2
Заземлитель ЗОН-35У1	шт	2	16,5	33
ИТОГО				14498

Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внутреннего электроснабжения сведен в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет капиталовложений в оборудование системы внутреннего электроснабжения

Наименование	Един. измер.	Кол-во	Стоимость единицы	Стоимость за позицию
2КТП-1250/10/0,4	компл.	3	677730	2033190
2КТП-1000/10/0,4	компл.	3	677730	2033190
2КТП-630/10/0,4	компл.	1	396937	396937
Силовой трансформатор ТМЗ-1250/10/0,4	шт.	6	590000	3540000
Силовой трансформатор ТМЗ-1000/10/0,4	шт.	6	385000	2310000
Силовой трансформатор ТМЗ-630/10/0,4	шт.	2	295000	590000
Ячейки КРУ-10 кВ с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-20/1000 У2	компл.	55	1360000	74800000
Трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ.09.10	шт.	2	47790	95580
Установка компенсации реактивной мощности УКЛ-10,5-1350 У1	шт.	2	261050	522100
Трансформаторы собственных нужд ТМ-100/10	шт.	2	92000	184000
Кабель АПвП 3х120	м	40	2438	97520
Кабель АПвП 3х95	м	1640	1088	1784320
Кабель АПвП 3х70	м	100	788	78800
Кабель АПвП 3х50	м	520	759	394680
Кабель АПвП 3х35	м	400	569	227600
Кабель АПвБбШв 4х185	м	680	690	469200
Кабель АПвБбШв 4х95	м	60	550	33000
Кабель АПвБбШв 4х50	м	220	390	85800
Низковольтный распределительный пункт	компл.	7	45000	315000
ИТОГО				89990917

Таким образом, суммарные капиталовложения в оборудование предприятия по выпуску металлической продукции составляют:

$$K = 14498000 + 89990917 = 104488917 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажных работ с учетом наладки оборудования принимается в размере 40 % от суммарных капиталовложений в оборудование предприятия по выпуску металлической продукции и составляет:

$$C_{\text{м.р.}} = 0,4 \cdot K, \quad (50)$$

$$C_{\text{м.р.}} = 0,4 \cdot 104488917 = 41795567 \text{ руб.}$$

Составление проектно-сметной документации можно принять в размере 1% от суммарных капиталовложений в оборудование предприятия по выпуску металлической продукции:

$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot K, \quad (51)$$

$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot 104488917 = 1044889 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения на внедрение проекта системы электроснабжения предприятия по выпуску металлической продукции составляют:

$$\Sigma K = K + C_{\text{м.р.}} + C_{\text{пр-см.}}; \quad (52)$$

$$\Sigma K = 104488917 + 41795567 + 1044889 = 147329373 \text{ руб.} = 147329 \text{ тыс. руб.}$$

7.2 Расчет издержек

«Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия по выпуску металлической продукции состоят из амортизационных отчислений, затрат на ТОиР и компенсацию потерь в электросетях» [32]:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{тоиР}}; \quad (53)$$

где « $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб./год;

$I_{\text{тоир}}$ – затраты на ТОиР, руб./год;

$I_{\text{пот}}$ - компенсация потерь в электросетях, руб./год» [22].

«Амортизационные отчисления» [22]:

$$I_{\text{ам}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{ам}}}{100}; \quad (53)$$

где « ΣK – суммарные капиталовложения на внедрение проекта СЭС предприятия по выпуску металлической продукции, руб.;

$\beta_{\text{ам}}$ – удельные амортизационные отчисления, $\beta_{\text{ам}} = 4,4 \%$ » [22],

$$I_{\text{ам}} = 147329 \cdot \frac{4,4}{100} = 6482 \text{ руб/год.}$$

«Затраты на ТОиР электрооборудования СЭС предприятия по выпуску металлической продукции» [22]:

$$I_{\text{тоир}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{тоир}}}{100}; \quad (54)$$

где $\beta_{\text{тоир}}$ – норма на текущее обслуживание и ремонт электрооборудования системы электроснабжения предприятия по выпуску металлической продукции, принимается $\beta_{\text{тоир}} = 4,0 \%$;

$$I_{\text{тоир}} = 147329 \cdot \frac{4}{100} = 5893 \text{ руб/год.}$$

Вывод по разделу 7.

Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия по выпуску металлической продукции равны 12375 тыс. руб. в год

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были выполнены поставленные задачи и цели проектирование по «Реконструкции электрической части ПС № 242 филиала АО НПО «Тяжпромарматура» Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры.

В результате написания работы была достигнута цель работы – разработка проекта реконструкции системы электроснабжения ПС 110/35/10 кВ филиала АО НПО «Тяжпромарматура» в соответствии с актуальной нагрузкой.

В результате выполнения поставленных в рамках исследования задач были получены следующие результаты:

- собраны общие сведения об объекте исследования;
- приведено обоснование необходимости реконструкции;
- выполнен расчет актуальной нагрузки подстанции;
- выполнен выбор силовых трансформаторов подстанции;
- выполнен выбор коммутационного оборудования подстанции;
- выполнен расчет релейной защиты оборудования подстанции;
- выполнен расчет собственных нужд подстанции.
- проработана экономическая часть проекта.

Исходя из требований ПУЭ была разработана схема электроснабжения для данного объекта. Был произведен выбор электрооборудования, кабели для подстанции. В работе приведены соответствующие расчеты и условия выбора.

На основании правил устройства электроустановок была выбрана следующая релейная защита и автоматика.

Реконструированная подстанция отличается надёжностью, электробезопасностью, минимумом затрат на обслуживание и ремонт, что позволяет свести межремонтный и эксплуатационный период до минимума, а также повысить показатели энергоэффективности объекта реконструкции.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Вакуумные Выключатели 6-20 кВ [Электронный ресурс] : Режим доступа : URL <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1/> (дата обращения: 12.03.2021).
2. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л. : Энергоатомиздат, 2015. 320 с.
3. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», утвержденный приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1219-ст [Электронный ресурс] : URL.../ (дата обращения: 12.03.2021).
4. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59233-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования», утвержденный приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1220-ст [Электронный ресурс] : URL.../ (дата обращения: 12.03.2021).
5. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59234-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования», утвержденный приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1221-ст [Электронный ресурс] : URL.../ (дата обращения: 12.03.2021).

6. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования», утвержденный приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 110-ст [Электронный ресурс] : URL.../ (дата обращения: 12.03.2021).

7. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению», утвержденный и введенный в действие приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1984-ст [Электронный ресурс] : URL.../ (дата обращения: 12.03.2021).

8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М., Энергия, 2012. 450 с.

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., Энергоатомиздат, 2020.

10. Ограничители перенапряжений [Электронный ресурс] : Режим доступа <http://www.razrad.ru>. (дата обращения 17.03.2021).

11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. Учебник для ВУЗов, 2020.

12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204; Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

13. Правила 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, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861;

14. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (раздел VIII);

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229. Под редакцией Ю.И. Вишневого. Издательство СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербург, 2012г. 728 с.

16. Разъединители горизонтально-поворотного типа 35-110 кВ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.zeto.ru/> (дата обращения 15.03.2021).

17. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций М: Энергоатомиздат, 2020. - 646 с.

18. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.

19. Силовое оборудование. АО "Уралэлектротяжмаш" [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/>. (дата обращения 10.03.2021).

20. Справочник по проектированию линий электропередачи/ Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС 2006.

21. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (пункты 1.2, 1.3, 1.6, 4.6, 6.1–6.4);

22. СТО56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ.

23. СТО 56947007- 29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

24. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

25. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (глава 1; глава 2 статья 6; глава 3 статья 7; глава 4 статьи 11-19; статья 20, статья 21 пункт 3; статья 29.1 пункт 1; статьи 30-31 глава 8 статьи 42, 44, 46);

26. Трансформаторы тока и напряжения 6-110 кВ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <https://energybase.ru.>, (дата обращения 11.03.2021).

27. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.

28. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией.

29. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов/А.А. Васильев, И.П. Крючков и др. Под ред. А.А. Васильева. М., Энергоатомиздат,1990.