



## АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Проектирование электрической части подстанции 110/6 кВ г. Димитровград» рассмотрено проектирование электрической части новой понизительной подстанции для обеспечения подключения энергопринимающих устройств потребителей территории застройки многоквартирным жилым фондом микрорайонов № 9 и № 10 и потребителей промышленной зоны в районе ул. Промышленная в муниципальном образовании «город Димитровград».

Главной задачей данной работы является – обеспечение качественного электроснабжения новых потребителей города Димитровград, и повышения надежности электроснабжения крупных промышленных предприятий.

В работе определены условия проектирования подстанции с учетом планируемых к подключению в РУ-6 кВ. Проведена разработка структуры электрической части подстанции. Определена мощность силовых трансформаторов, тип и их количество. Исходя из требований к надежности электроснабжения и обеспечения нормальной работы потребителей при оперативных переключениях во внешней электрической сети города Димитровград выбрана электрическая схема открытого распределительного устройства 110 кВ с современными элегазовыми выключателями. На основании разработанной структуры понизительной подстанции проведены расчеты токов короткого замыкания. Выбрано оборудование электрической части подстанции, отвечающие всем условия надёжности.

В результате с проектированной электрической частью подстанции 110/6 кВ и выбранное электрооборудование электрической части подстанции, соответствует всем современным требованиям.

Данная работа выполнена на 45 листах формата А4 и содержит 1 рисунок, 19 таблиц, выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

## ABSTRACT

In this qualifying work “Designing the electrical part of the 110/6 kV substation in Dimitrovgrad”, the design of the electrical part of the new low-voltage substation was considered to ensure the connection of power receivers to consumers in the multi-residential housing stock of housing districts No. 9 and No. 10 and consumers in the industrial area near ul. Industrial in the municipality city of Dimitrovgrad.

The final draft includes an explanatory note on 45 pages, an introduction consisting of 2 pages, 1 figures, 19 tables, a list of 24 references, including 5 foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The main objective of this work is to provide high-quality power supply to new consumers in the city of Dimitrovgrad, and to increase the reliability of power supply to large industrial enterprises.

The work defines the conditions for the design of a substation taking into account the planned connection to a 6 kV switchgear. The structure of the electrical part of the substation has been developed. Determined the power of power transformers, the type and number. Based on the requirements for the reliability of power supply and ensuring the normal operation of consumers during operational switching in the external electrical network of the city of Dimitrovgrad, an electrical circuit of 110 kV open switchgear with modern gas-insulated switches was selected.

The technique applied has confirmed that replacing of equipment actually will contribute to the achievement of the aim.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Краткая характеристики подстанции 110/6 кВ г. Димитровград.....	8
1.1 Условия проектирования новой подстанции .....	10
2 Разработка электрической части и структурной схемы понизительной подстанции.....	12
3 Выбор силовых трансформаторов.....	14
3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов .....	14
4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции.....	15
5 Анализ строящейся подстанции 110/6 кВ .....	19
6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/6 кВ.....	21
6.1. Выбор оборудования 110 кВ.....	22
6.1.1 Выбор выключателей.....	22
6.1.2 Выбор разъединителей .....	25
6.1.3 Выбор трансформаторов тока.....	26
6.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ.....	28
6.2 Выбор оборудования 6 кВ.....	30
6.2.1 Выбор выключателей.....	31
6.2.2 Выбор трансформаторов тока.....	32
6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	34
6.2.4 Выбор предохранителей.....	34
6.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10 и 6 кВ .....	35
7.1 Защита силовых трансформаторов.....	36
7.2 Расчет уставок Сириус – ТЗ .....	36
8 Расчёт защитного заземления ГПП.....	39
9 Молниезащита новой подстанции.....	41
10 Система оперативного тока и собственных нужд подстанции .....	42

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	44

## ВВЕДЕНИЕ

Россия следует программе развивающей, поощряющей политики по сбережению энергетических ресурсов. Переход к более низкому потреблению энергии и энергоресурсов обеспечивается модернизированием производства на энергосберегающие технологии, усовершенствованием оборудования, заменой старого оборудования, урезанием различных видов потерь, повышением качества производства, переработкой отходов.

Также необходимо отметить, что вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок на территории РФ не теряет свою актуальность, а на оборот занимает главенствующую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ согласно стратегии развития электроэнергетики до 2030 года [1].

Существует четкое понимание, что основной предпосылкой к развитию промышленного сектора и строительства новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов является своевременное развитие сетевой инфраструктуры.

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

Нельзя обходить тот факт, что темп развития современных технологий в электроэнергетики существенно опережает внедрение данных технологий при развитии электросетевого комплекса. В связи с этим, при модернизации электрических сетей необходимо прорабатывать вопрос по выбору электрооборудования на десятилетия вперед в рамках формирования инвестиционных проектов развития сетевых компаний, при этом проработанные технические решения должны иметь четкое обоснование и не иметь чрезмерных запасов по мощности, для исключения необоснованного

расхода потерь холостого хода в силовых трансформаторах, тем самым обеспечивая рациональный расход электроэнергии.

Выполнение данных условий также необходимо согласовывать с нормами технологического проектирования предусматривая использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы ГПП.

Таким образом, вопросы относящиеся к проектированию электрической части новых понизительных подстанций с применением наиболее прогрессивных методов расчета и оборудования для надежного снабжения потребителей электроэнергией городов и промышленных предприятий являются актуальными.

Целью ВКР является проектирование электрической части подстанции 110/6 кВ г. Димитровград ЭС Ульяновской области для обеспечения подключения энергопринимающих устройств потребителей территории застройки многоквартирным жилым фондом микрорайонов № 9 и № 10 в муниципальном образовании «город Димитровград» с обеспечением всех вышеуказанных требований.

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Рассчитать электрические нагрузки будущих потребителей;
2. Проверить загрузку устанавливаемых силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
3. Выбрать электрооборудование понизительной подстанции на основании расчетов токов короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений по стороне РУ-110 кВ и РУ-6 кВ [9].

## 1 Краткая характеристики подстанции 110/6 кВ г. Димитровград

«Ульяновская область является индустриально-аграрным регионом и занимает одно из ведущих мест в стране по производству автомобилей и самолётов, металлорежущих станков, сложных приборов и средств автоматизации производства, моторов, трикотажа и других видов продукции.

Развитие отрасли электроэнергетики в Ульяновской области предполагает развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.»[13].



Рисунок 1 – Структура потребителей ЭС Ульяновской области

Одними из основных видов деятельности, имеющие первостепенное значение для сетевой инфраструктуры, являются:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оперативно-технологическое управление;
- оказание услуг по технологическому присоединению
- энергопринимающих устройств (энергетических установок)



- юридических и физических лиц к электрическим сетям.

С каждым годом с увеличением потребителей сетевых организаций Ульяновской области, увеличивается нагрузка приходящаяся на сети, что в свою очередь повышает требования к мероприятиям по строительству нового электросетевого оборудования.

В соответствии с программой модернизации и развития электросетевого комплекса сетевых компаний Ульяновской области, часть энергорайонов Ульяновской области включены в план по развитию на 2020 год. При этом, одним из таких районов является г. Димитровград, так как в данном энергорайоне планируется ввод крупных новых потребителей. В частности подключения энергопринимающих устройств потребителей территории застройки многоквартирным жилым фондом микрорайонов № 9 и № 10 в муниципальном образовании «город Димитровград», а также подключения энергопринимающих устройств промышленной зоны в районе ул. Промышленная в муниципальном образовании «город Димитровград».

Основной задачей, решаемой в рамках инвестиционного проекта: установка трансформаторов 110 кВ на 2х40 МВА, для обеспечения и создание более гибкой и надежной схемы электроснабжения, значительного улучшения надежности электроснабжения крупных потребителей, а также повышение надежности электроснабжения большей части социально-значимых объектов и жилых зданий города Димитровград Ульяновской области, за счет создания современной сетевой инфраструктуры.

Запланировано строительство новой подстанции с ОРУ-110 кВ и ЗРУ – 6 кВ. В объем планируемых работ будет выполнено:

1. установки В-110 кВ,
2. монтаж КРУ-6;
3. планировка территории.
4. установка трансформаторов 110 кВ 2х40 МВА

В рамках реализации проекта также будет проработан вопрос установленной мощности силовых трансформаторов.

Исходя из выше изложенного все технические решения и расчёты, выполненные при проектировании наружной электросети объектов, ставят своей целью обеспечить надёжную, бесперебойную рабочую систему электроснабжения потребителей города Димитровград ЭС Ульяновской области.

Для выполнения поставленной задачи в работе будут выполнены следующие разделы:

4. Анализ характерных особенностей нагрузки электроэнергии новых потребителей ПС 110 кВ;
5. Произведены расчёты электрической нагрузки;
6. Выбрана схема ОРУ 110 кВ ПС 110/6 кВ города Димитровград;
7. Рассчитана загрузка проектируемых силовых трансформаторов;
8. Проработан расчет токов короткого замыкания;
9. Определены и выбраны основные параметры необходимого электрооборудования ОРУ 110 кВ.

Именно такая последовательность проработки строительства ПС 110 кВ города Димитровград позволит обеспечить внедрение нового энергоэффективного оборудования на вновь сооружаемых объектах электроэнергетики [9].

### **1.1 Условия проектирования новой подстанции**

В качестве исходных данных для проектирования новой подстанции города Димитровград использовались технические условия на подключение энергопринимающих устройств города Димитровград. Проведя анализ документации, при выборе схемы электрической части и электрооборудования новой подстанции ПС 110/6 кВ будут в работе учтены следующие данные:

1. Распределительное устройство на 110 кВ необходимо выполнить открытого типа, соответственно все электрооборудование ОРУ 110 кВ

должно иметь соответствующее исполнение, т.е. исходя из паспортных данных заводов изготовителей, предназначено для наружной установки [9].

2. Распределительное устройство 6 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 6 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне. Таким образом, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ [10].

4. Для правильной работы системы РЗА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя электрооборудования понизительной подстанции, в следствии того, что не зафиксированы РЗА.

5. Комплектное распределительное устройство 6 кВ должно быть укомплектовано вакуумными выключателями на 6 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей. [10].

## **2 Разработка электрической части и структурной схемы понизительной подстанции**

«Понизительная подстанция предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств»[12].

«Подстанция, в которой стоят понижающие трансформаторы, уменьшает выходное напряжение при пропорциональном увеличении силы тока» [12].

Планируемая к строительству понизительная подстанция будет выполнена по типовой схеме и будет состоять из:

1. Открытого распределительного на напряжение 110 кВ;
2. Закрытого распределительного устройства 6 кВ;
3. Двух силовых трансформаторов 110/6 кВ.

В ОРУ 110 кВ будут установлены вводные порталы ЛЭП-110 кВ. Питание подстанции будет осуществлено от ВЛ 110 кВ.

Исходя из требований [7] к компоновки ОРУ 110 кВ на вновь сооружаемых подстанциях, а также требований надежности [3] системы электроснабжения потребителей города Димитровград, схему ОРУ 110 кВ необходимо выполнить с высоковольтными элегазовыми выключателями, а также ремонтной перемычкой со стороны силовых трансформаторов.

Данная компоновка электрической схемы ОРУ-110 кВ обеспечит нормальное функционирование подстанции при оперативных переключениях во внешней сети, а также при возникновении токов короткого замыкания в цепи одного из трансформаторов по высокой стороне 110 кВ.

Таким образом, ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне, и будет укомплектовано

разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

«Для большинства потребителей основное питание 6 и 10 кВ» [13].  
«Применение в проектируемых системах электроснабжения одного из указанных напряжений решается на основе выполнения нескольких вариантов технико–экономического расчета и сопоставления приведенных затрат и потерь мощности» [13].

Напряжение 10 кВ следует применять в качестве основного, как более экономичного по сравнению с напряжением 6 кВ.

Напряжение 6 кВ может применяться в следующих исключительных случаях, например:

- при преобладании электроприемников 6 кВ;
- при наличии значительного числа двигателей на 6 кВ.

Электрические городские сети города Димитровград выполнены на напряжение 6 кВ, в связи с этим для подключения новых потребителей и обеспечения резерва по стороне 6 кВ, ЗРУ подстанции будет выполнено на напряжение 6 кВ, а также будут установлены силовые трансформаторы 110/6 кВ.

### 3 Выбор силовых трансформаторов

#### 3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов

На основании исходных данных для квалификационной работы:

1. «Техническими условия на технологическое присоединение к электрическим сетям Ульяновских распределительных сетей»[10];
2. Техническое задание на проектирование понизительной подстанции города Димитровград».

На новой подстанции ПС 110/6 кВ города Димитровград планируется установка силовых трансформаторов в количестве двух штук типа ТРДН-40000/110/6 с обмоткой РПН для регулирования величины напряжения по стороне 6 кВ [15].

Исходя из вышеуказанных исходных данных, максимальная нагрузка приходящаяся на трансформаторы будет составлять 49 МВА.

Таким образом, выбираем трансформатор по перегрузочной способности:

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{S_{\text{maxПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (\pi - 1)} = \frac{49 \cdot 0,65}{1,4} = 22,75 \text{ МВА}$$

где:  $K_{1-2} = 0,65$  – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{\text{пер}} = 1,4$  – коэффициент приближенной допустимой перегрузки трансформатора.

В работе будут учтены к установки два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10.

#### **4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции**

Расчет токов короткого замыкания при проектировании ПС необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, ограничителей перенапряжения.

«Расчет токов к.з. для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям технической и электродинамической стойкости при к.з. для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действий устройств релейной защиты электроустановок 0,4-220кВ производится приближенным, так называемыми практическими методами, многолетний опыт приближения которых доказал его технико - экономическую целесообразность» [19].

«При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию 3х фазной системы;
- влияние не двигательной нагрузки на токи к.з.;
- подпитку места к.з. со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ при расчете токов к.з. в сети напряжением выше 1 кВ»[19].

Исходные данные:

Система:  $U_{ВН} = 115$  кВ;  $X_C = 2,25$  Ом

Воздушная линия:  $x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;  $l = 4,38$  км

Кабельные линии : 2х240

$$U_H = 6,6 \text{ кВ}; x_0 = 0,071 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; r_0 = 0,13 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; l = 2630 \text{ м.}$$

Трансформатор:  $S_H = 40 \text{ МВА.}$

Реактор РБНГ-10-2500  $x_p = 0,14 \text{ Ом}$

Для параметра схемы замещения: при  $S_6 = 1000 \text{ МВА}$

Расчет токов короткого замыкания выполним в соответствии с методикой указанной в технической литературе [19].

Сопротивление системы [19]:

$$x_c = x_0 \frac{S_6}{U_H^2} = 2,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.}$$

Сопротивление по линии 110 кВ[]:

$$X_{л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_H^2} = 0,4 \cdot 4,38 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

Сопротивление в месте тока короткого замыкания по стороне ВН (на вводах силового трансформатора 110 кВ) [19]:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{вл} = 0,17 + 0,13 = 0,3 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока К.З [19]:

$$I_{к1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot x_{\Sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,3} = 16,7 \text{ кА}$$

Мощность в месте короткого замыкания:



$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot I_{к1} \cdot U_{н} = 1,73 \cdot 16,7 \cdot 115 = 3322,5 \text{ МВА}$$

Ток короткого замыкания при наихудших условиях (ударный ток):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{к1} = 1,414 \cdot 1,8 \cdot 16,7 = 42,5 \text{ кА}$$

где:  $K_{у} = 1,8$  – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.[19]:

$$I_{у1} = I_{к1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{у1} - 1)^2} = 16,7 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 21,39 \text{ кА}$$

Определим ток короткого замыкания по стороне низкого напряжения 6 кВ силового трансформатора.

Базисная мощность равна:  $S_{б} = 1000 \text{ МВА}$

Определяем сопротивление трансформатора обмотки высшего напряжения:

$$X_{ТН} = 0,5 \frac{(U_{ВВ} + U_{СН} - U_{ВС})}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{Н}} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 6 - 10,5) 1000}{100 \cdot 40} = 1,56 \text{ о.е.}$$

Сопротивление реактора:

$$x_{р} = \frac{S_{б}}{U_{нн}^2} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 3,21 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление в месте возникновения тока короткого замыкания:

$$X_{\Sigma 3} = X_{С} + X_{Л} + X_{ТБ} + X_{ТН} + X_{р} = 0,17 + 0,13 + 2,7 + 1,56 + 3,21 = 7,8 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока К.З [19]:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 7,8} = 11,2 \text{ кА}$$

Мощность в месте короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_H = 1,73 \cdot 11,2 \cdot 6,6 = 127,9 \text{ МВА}$$

Ток короткого замыкания при наихудших условиях (ударный ток):

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K3} = 1,414 \cdot 1,6 \cdot 11,2 = 25,3 \text{ кА}$$

где:  $K_Y = 1,6$  – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{Y3} = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2} = 11,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 14,7 \text{ кА}$$

## 5 Анализ строящейся подстанции 110/6 кВ

Для того чтобы приблизить источник питания к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность линий с низким напряжением, место расположения ГПП экономически выгодно располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок.

Место расположения ГПП определяется графоаналитическим методом с построением сетки координат (X,Y) на основании производимых расчетов согласно выражениям (4.1), (4.2):

$$X = \frac{\sum X_i = S_i \times X}{\sum S_{pac}}, \quad (5.1)$$

$$Y = \frac{\sum Y_i = S_i \times Y}{\sum S_{pac}}, \quad (5.2)$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  – абсцисса, ордината координатной сетки  $i$ -го потребителя;  
 $S_i$  – максимальная мощность  $i$ -го потребителя МВА.

Новая ПС 110 кВ города Димитровград должна быть расположена рядом с крупными потребителями. При этом соответствии с разделом 1 данной квалификационной работы было определено, что расположение и планировка территории необходимо выполнить в соответствии с проектной документацией по строительству новой ПС 110 кВ города Димитровград.

Исходя из проектной документации, определим расположение ПС 110 кВ по имеющимся координатам А ( $X_{a0}$ ,  $Y_{a0}$ ), В ( $X_{p0}$ ,  $Y_{p0}$ ), где:

$X_{a0}$ ,  $Y_{a0}$  – координаты ЦЭН активных, км;

$X_{p0}$ ,  $Y_{p0}$  – координаты ЦЭН реактивных, км;

ККУ – комплектное компенсирующее устройство;

ГПП – главная понизительная подстанция.

Составляем картограмму нагрузок, на которую наносим все полученные данные.

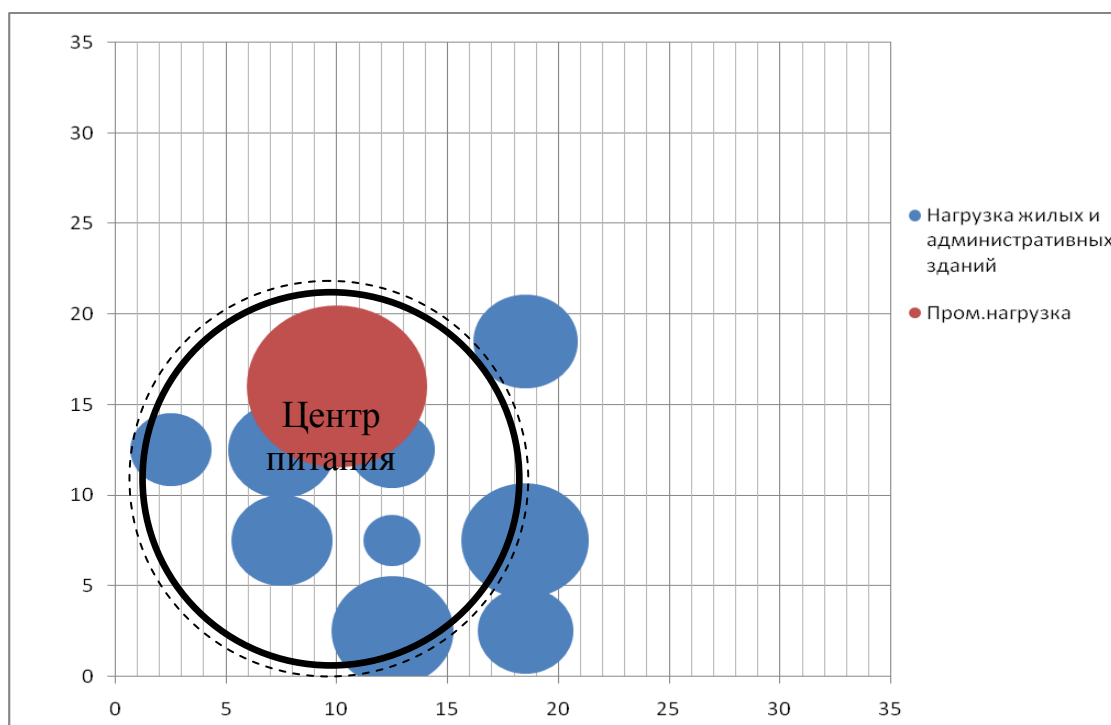


Рисунок 1 – Определение центра питания ПС

## **6 Выбор оборудования электрической части ПС 110/6 кВ**

«Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трёх основных режимах: в длительном режиме, режиме перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинального) и в режиме короткого замыкания» [10].

В длительном режиме надёжная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих частей и устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В соответствии с требованиями по выбору электрооборудования понижающих подстанций «в режиме перегрузки надёжная работа аппаратов и других устройств электроустановок обеспечивается ограничением величины и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых ещё гарантируется нормальная работа электроустановок за счёт запаса прочности» [10].

При коротких замыканиях «надёжная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих частей обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств по условиям термической и электродинамической устойчивости» [10].

«Для выключателей добавляются условия выбора по отключающей способности. При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств, следует обязательно учитывать род установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, влажность, загрязнённость, габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения в РУ» [10].

Выбранные аппараты и другие устройства электроустановок должны соответствовать современным требованиям по надёжности и конструкционному исполнению.

## 6.1. Выбор оборудования 110 кВ

Все электрооборудование выбирается в первую очередь по номинальным параметрам [10]:

Номинальному напряжению [10]:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (6.1)$$

Номинальному току [10]:

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (6.2)$$

На основании токов короткого замыкания все электрооборудование проверяется на [10]:

Динамическую стойкость [10]:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (6.3)$$

Термическую стойкость [10]:

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_k \quad (6.4)$$

### 6.1.1 Выбор выключателей

В соответствии с схемой ОРУ-110 кВ, в цепи силовых трансформаторов со стороны заходов ВЛ-110 кВ, должны быть установлены высоковольтные выключатели.

Исходя из технической политики Ульяновских распределительных сетей, необходимо рассмотреть и выбрать элегазовые выключатели номинальным напряжением 110 кВ.

Установка элегазовых выключателей существенно влияет на надежность системы электроснабжения новых потребителей города Димитровград.

Так как элегазовые выключатели имеют множество преимуществ по сравнению с масляными выключателями:

- низкие усилия при переключениях электроприводом выключателя;
- малошумные;
- не требуют содержания масляного хозяйства на подстанции;
- обладают минимальными габаритами при своих высоких коммутационных способностях, что существенно снижает площадь ОРУ-110 кВ, а также удобство монтажа и обслуживания;

- пружинный привод существенно снижает время отключения выключателя, что позитивно влияет на режим работы электроустановок, особенно в режиме короткого замыкания, так как снижается время воздействия тока короткого замыкания на электрооборудование;

- высокие коммутационные характеристики, что упрощает оперативные переключения при проведении ремонтных компаний, а также упрощает работу оперативно-дежурного персонала;

- высокая степень надежности при использовании современных материалов, создают условия для длительной и безопасной работы электроустановок и обслуживающего персонала в целом;

- имеют возможность дистанционного управления с диспетчерского щита, что приводит к исключению необходимости присутствия оперативного персонала на подстанции для оперативных переключений;

- возможность подключения системы мониторинга срабатывания выключателя при оперативных (нормальных) и аварийных (отключение тока короткого замыкания) отключениях, что позволяет в режиме реального времени определять срок службы выключателя, а также планировать своевременное техническое обслуживание элегазовых

выключателей, тем самым поддерживая техническое состояние выключателей на высоком уровне.

Таким образом, применение элегазовых выключателей технико-экономически оправдано.

Таблица 6.1 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Наименование данных	Параметр	Единица измерений
Условия выбора	$U_{уст} \leq U_{ном,}$	кВ
	$I \leq I_{ном,}$	А
	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	кА
	$i_{уд} \leq i_{пр.с,}$	кА
	$B_k \leq I_t^2 t_t,$	кА <sup>2</sup> ·с
Расчётные данные	110	кВ
	280	А
	15,9	кА
	42,5	кА
	828,29	кА <sup>2</sup> ·с
Паспортные данные	110	кВ
	2000	А
	40	кА
	80	кА
	4800	кА <sup>2</sup> ·с

Существует несколько типов элегазовых выключателей:

- колонкового исполнения;
- бакового исполнения.

Сравнение по техническим характеристикам на основании данных завода изготовителя представлены в таблице 6.2

Таблица 6.2 - Сравнительная характеристика выключателей

№ п/п	Наименование параметра	ВГП	ВГБУ
1	Номинальное напряжение, кВ	110	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126



Продолжение таблицы 6.2

3	Номинальный ток, А	2000	2000
4	Номинальный ток отключения, кА	40	40
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	45	45

Выбранный выключатель представлен в графической части данной работы.

### 6.1.2 Выбор разъединителей

Определяем рабочий ток на одном из силовых трансформаторах при отключении другого при аварийной ситуации, так как силовые трансформаторы выбираются из условия перегрузочной способности, то рабочий ток определяется с 40% возможной перегрузкой оставшегося в работе трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,5 \text{ А}$$

Так как основное назначение разъединителя это создание видимого разрыва электрической цепи при отключении электроустановки, в номинальном режиме, при этом разъединители не рассчитаны на отключение токов короткого замыкания, то разъединители выбирают по номинальным параметрам рабочему напряжению и длительному тока, но проводят проверку на термическую и электродинамическую стойкость.

Таблица 6.3 - Выбор и проверка разъединителей

Наименование данных	Параметр	Единица измерений
Условие выбора	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	кВ
	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	А
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	кА
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	кА <sup>2</sup> ·с

Продолжение таблицы 6.3

Расчётные данные	110	кВ
	281,5	А
	42,5	кА
	2008,1	кА <sup>2</sup> ·с
Паспортные данные	110	кВ
	1250	А
	80	кА
	3969	кА <sup>2</sup> ·с

К установке принимаем разъединители соответствующие выше указанным параметрам.

### 6.1.3 Выбор трансформаторов тока

Для правильной работы системы РЗиА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя электрооборудование понизительной подстанции, в следствии того, что не зафиксированы РЗиА.

Определяем рабочий ток на вводах 110 кВ на одном из силовых трансформаторах при отключении другого при аварийной ситуации:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,5 \text{ А}$$

Трансформаторы тока выбираются по номинальным параметром рабочему напряжению и прежде всего по рабочему току. Так как трансформаторы тока необходимы для измерения тока в силовой цепи.

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 6.4.

Таблица 6.4 - Выбор трансформатора тока

Параметр	Условие	Единицы измерения
Условия выбора	$U_{уст} \leq U_{ном}$ ,	кВ
	$I_{ном} \leq I_{ном}$ ,	А
	$i_y \leq i_{пр.с}$ ,	кА
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ ,	кА <sup>2</sup> ·с
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$ ,	Ом
Расчётные данные	110	кВ
	281,5	А
	21,39	кА
	$367,6 \cdot 10^3$	кА <sup>2</sup> ·с
	1,2	Ом
Паспортные данные	110	кВ
	600	А
	26,4	кА
	$675 \cdot 10^3$	кА <sup>2</sup> ·с
	1,2	Ом

Сопротивление подключаемых приборов к вторичной обмотки трансформатора тока:

$$R_{приб} = \frac{S_{пр}}{I_2^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом},$$

где  $I_2 = 5 \text{ А}$  – величина тока во вторичной цепи трансформатора тока.

Полное сопротивление во вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конг} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом},$$

где  $R_k = 0,1 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов.

Определим допустимое сечение проводов, которым будет осуществлено подключение измерительных приборов к вторичной обмотки трансформатора тока:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,096} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Подключение измерительных приборов к вторичной обмотки трансформатора тока будет осуществлено с помощью проводов с медными жилами сечением  $S = 1.5 \text{ мм}^2$ .

К установке принимаем трансформатор тока соответствующие выше указанным требованиям.

#### **6.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ**

Основными защитными аппаратами от грозовых и коммутационных перенапряжений возникающих в электрической сети служат нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН).

Использование ОПН продиктовано следующими причинами:

- Необходимость обеспечения нормальной работы изоляции электроустановок при грозовых и коммутационных перенапряжениях в сети;
- Обеспечение электромагнитной совместимости работы оборудования при внешних помехах в момент возникновения грозовых и коммутационных перенапряжения.

Конструкция ОПН выполнена таким образом, что в нормальном режиме работы сопротивление ОПН существенное, что исключает возможности пробоя ОПН и возникновения однофазного тока короткого замыкания. При возникновении волны перенапряжения превышающего наибольшее длительно допустимое напряжение сопротивление ОПН резко снижается, и соответственно в ОПН возникает разрядный ток определяемый падением напряжения между зажимом ОПН и землей и сопротивлением

ОПН. Величина разрядного тока может достигать несколько кА, поэтому конструкция ОПН должна выполнена таким образом, что бы иметь большую энергетическую прочность при ограничениях от грозового воздействия и коммутационных перенапряжениях.

На сегодняшний день ОПН являются удачным защитным аппаратом от грозовых и коммутационных перенапряжений, так как в них используется современные материалы позволяющие длительно эксплуатировать ОПН с сохранением их рабочих свойств.

Также, за счет небольших габаритных размеров, ОПН легко монтируются и эксплуатируются, так как применение нестарящихся варисторов допускает не проводить профилактические испытания и контроль токов проводимости при эксплуатации.

К установке в ОРУ -110 кВ выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П производимых на территории Российской Федерации. Характеристика ограничителей перенапряжения показана в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Характеристика ОПН-П

Тип	Класс напряжения сети, кВ	Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	Номинальный разрядный ток, кА	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой: - 250 А, кВ, не более - 500 А, кВ, не более - 1000 А, кВ, не более
ОПН-П-110/156/20-УХЛ1	110	700	20	56	130 136 143

Выбираем к установке в ОРУ-110 кВ ограничитель перенапряжения типа ОПН-П.

## **6.2 Выбор оборудования 6 кВ**

На сегодняшний день накоплен огромный опыт по модернизации и строительству новых подстанций. В качестве распределительного устройства 6 кВ применяют комплектные распределительные устройства в виде ячеек как наружной так и внутренней установки.

Выбор типа ячеек влияет на стоимость и эксплуатацию данного оборудования.

При выборе ячеек внутренней установки КРУ для их установке необходимо строительства отдельного здания, что повышает капитальные затраты при строительстве, однако повышает удобство эксплуатации, так как обслуживании данных ячеек оперативно-ремонтным персоналом осуществляется в закрытом помещении, что создает удобство проведения ремонтных и наладочных работ, особенно в зимний период времени.

При выборе ячеек наружной установки КРУН, капитальные затраты при строительстве ниже, чем при выборе ячеек КРУ, однако данная компоновка КРУ влияет на удобство обслуживания электрооборудования.

Также при выборе ячеек КРУ необходимо учитывать степень локализации производства КРУ и степень полноты компоновки электрооборудованием КРУ на заводе изготовителе. Известно множество случаев, когда ради экономии денежных средств при строительстве понижающих подстанций электрооборудование ячеек КРУ закупалось у различных производителей, и в конечном счете собиралось непосредственно на строительной площадке. Необходимо отметить, что данный подход недопустим, так как это существенно влияет на качество сборки ячеек КРУ и соответственно на надежность работы и системы электроснабжения потребителей в целом.

Поэтому в данной работе рассматривается выбор электрооборудования ячеек КРУ СЭЩ, так как данные ячейки имеют высокую степень заводской сборки, что в дальнейшем обеспечит нормальную и длительную работу данной подстанции.

### 6.2.1 Выбор выключателей

«В соответствии с техническими требованиями «выключатели выбирают по номинальному значению напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ» [13].

Выбор и проверку выключателей, устанавливаемых на вводе в ячейках ЗРУ ГПП, оформим в виде таблицы 6.6.

Таблица 6.6 - Выбор и проверка выключателей

Параметр	Условие	Единица измерения
Условие выбора	$U_{уст} \leq U_{ном,}$	кВ
	$I \leq I_{ном,}$ А	А
	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл,}$	кА
	$i_{уд} \leq i_{пр.с,}$	кА
	$B_k \leq I_t^2 t_t,$	кА <sup>2</sup> ·с
Расчётные данные	6	кВ
	2640	А
	6531,4	кА
	25,3	кА
	835,19	кА <sup>2</sup> ·с
Паспортные данные	6	кВ
	3150	А
	20	кА
	80	кА
	3844	кА <sup>2</sup> ·с

Для установки в ячейки КРУ выбираем вакуумные выключатели на 3150А в качестве секционного и вводного выключателей. На отходящих линиях выбираем выключатели рассчитанные на номинальный ток 1600 А.

## 6.2.2 Выбор трансформаторов тока

Определяем рабочий ток на вводах 6 кВ на одном из силовых трансформаторах при отключении другого при аварийной ситуации с учетом расщепления обмоток на силовом трансформаторе по стороне 6 кВ:

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2452 \text{ А}$$

Трансформаторы тока выбираются по номинальным параметром рабочему напряжению и прежде всего по рабочему току [12]. Так как трансформаторы тока необходимы для измерения тока в силовой цепи, то значения тока в первичной цепи ТТ подбирают таким образом, чтобы оно было приближено к расчетному рабочему току.

Так как трансформаторы тока производится на заводе изготовители КРУ, то ТТ выберем того же производителя, единственное подберем ТТ по необходимым параметрам (таблица 6.7).

Таблица 6.7 - Выбор и проверка трансформатора тока

Параметр	Условие	Единица измерений
Условия выбора	$U_{уст} \leq U_{ном}$ ,	кВ
	$I_{ном} \leq I_{ном}$ ,	А
	$i_y \leq i_{пр.с}$ ,	кА
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ ,	кА <sup>2</sup> ·с
Расчётные данные	6	кВ
	2452	А
	14,7	кА
	$21,6 \cdot 10^6$	кА <sup>2</sup> ·с



Продолжение таблицы 6.7

Паспортные данные	6	кВ
	3000	А
	254,6	кА
	$58,8 \cdot 10^6$	кА <sup>2</sup> ·с

В качестве подключаемых измерительных приборов ко вторичной обмотки трансформатора тока, выбираем счетчики электрической энергии типа СЭТ4М, амперметры, а также микропроцессорные блоки РЗиА.

Сопротивление подключаемых приборов к вторичной обмотки трансформатора тока:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_T^2} = \frac{0,68}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}$$

где  $I_2 = 5 \text{ А}$  – величина тока во вторичной цепи трансформатора тока.

Полное сопротивление во вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конг}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом},$$

где  $R_k = 0,1 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов.

Определим допустимое сечение проводов, которым будет осуществлено подключение измерительных приборов к вторичной обмотки трансформатора тока:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,07} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Подключение измерительных приборов к вторичной обмотки трансформатора тока будет осуществлено с помощью проводов с медными жилами сечением  $S = 1.5 \text{ мм}^2$ .

К установке принимаем трансформатор тока соответствующие выше указанным требованиям..

### 6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем того же производителя, что ячеек КРУ, для повышения степени локализации сборки ячеек КРУ.

Мощность подключаемых приборов к вторичной обмотке трансформатора напряжения равна  $S_{\text{приб}} = 7,65 \text{ ВА}$ . В качестве вторичных приборов выбираем вольтметры, ват метры и счетчики электрической энергии СЭТ4М.

Таблица 6.8 – Условия выбора трансформатора напряжения

Параметр	Условие	Единица измерений
Условия выбора	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ , кВ	кВ
	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$ ,	ВА
Расчётные данные	6	кВ
	7,65	ВА
Паспортные данные	6	кВ
	120	ВА

К установке принимаем трансформатор напряжения удовлетворяющий выше указанным требованиям, класс точности 0,5.

### 6.2.4 Выбор предохранителей

В соответствии с техническими требования «предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям» [16]:

Номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$ .

Номинальному току  $I_{II} < I_{II}$ .

Определим значение тока:

$$I_{\text{раб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{\sqrt{3}U_M} = \frac{0,061}{1,73 \cdot 6,6} = 0,005 \text{ A} < I_M = 3,2 \text{ A}$$

Отметим, что трансформаторы напряжения по вторичной цепи работают в режиме холостого хода, т.е., вторичная обмотка разомкнута.

Выбираем предохранители типа ПКТ – 101 – 12,5 – УЗ.

### **6.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10 и 6 кВ**

Ограничители напряжения также устанавливаем в ячейках КРУ, для повышения надежности работы электрооборудования и защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П производства Электрощит.

## **7 Релейная защита и автоматика подстанции 110/6 кВ**

В соответствии с ПУЭ [3], для трансформатора выбирают следующие защиты:

– дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), так как данная защита является основной защитой, при этом имеет высокую степень защиты [3];

– В качестве резервной защиты от внутренних повреждений в силовых трансформаторах установим защиту «токовую отсечку» (ТО)» [3], данная защита устанавливается на каждый трансформатор отдельно;

– Максимальная токовая защита (МТЗ), выступает в качестве резервной защиты от внешних токов короткого замыкания [3];

– Защиту от перегрузки силовых трансформаторов. Данная защита необходима для исключения работы трансформатора с перегрузкой выше допустимых пределов. Отметим, что силовые трансформаторы выбраны с учетом перегрузочной способности на 40%, однако данная защита необходима, для исключения «набросов» мощности на трансформаторы в случаи аварийных ситуаций во внешней сети системы электроснабжения.

Предлагается установить на новой подстанции блоки микропроцессорной релейной защиты типа «Сириус-2».

### **7.1 Защита силовых трансформаторов**

Для защиты силовых трансформаторов предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТЗ.

Данный тип блоков имеет все необходимые виды защит соответствующих ПУЭ

### **7.2 Расчет уставок Сириус – ТЗ**

Расчет уставок приведем в табличном варианте. Таблицы 7.1-7.5.

Таблица 7.1 - Уставки Сириус-Т3 по ДЗТ-1

Наименование уставки	Функция	Вкл
Уставки ДЗТ-1 (отсечка)	$I_{диф} / I_{ном}$	10.2
	T, с	0.00
	«Мгновенное значение» Контроль мгновенного значения тока	Откл

Таблица 7.2 - Уставки Сириус-Т3 по ДЗТ-2

Наименование уставки	Функция	Вкл
Уставки ДЗТ-2	T, с	0.00
	$I_{о1} / I_{ном}$ - базовая уставка защиты	0,76
	Кторм % - коэффициент торможения	35 %
	$I_{T2} / I_{ном}$ - вторая точка излома характеристики	0,81
	$I_{о22} / I_{о21}$ - уставка блокировки от второй гармоники	0,15

Таблица 7.3 - Уставки Сириус-Т3 по ДЗТ

Наименование уставки	$I_{ном\_ВН}$ - номинальный ток обмотки ВН трансформатора (на среднем ответвлении РПН) во вторичных величинах	1.67 А
Общие ДЗТ	$I_{ном\_СН}$ - номинальный ток обмотки СН трансформатора во вторичных величинах	3,53 А
	$I_{ном\_НН}$ - номинальный ток обмотки НН трансформатора во вторичных величинах	5,8 А
	Группа ТТ ВН - группа сборки ТТ на стороне ВН	11

Продолжение таблицы 7.3

	Группа ТТ СН - группа сборки ТТ на стороне СН	0
	Группа ТТ НН - группа сборки ТТ на стороне НН	0
	Размах РПН % - размах регулирования РПН в %	16 %
	Сторона РПН – сторона трансформатора на которой установлено РПН	ВН

Таблица 7.4 - Уставки Сириус-Т3 по перегрузки

Наименование уставки	Функция ВН	Вкл
От перегрузки трансформатора	$I_{ВН}, А$	2,0
	Функция НН	Вкл
	$I_{НН}, А$	5,15
	Т перегрузки, с	8,0

Таблица 7.5 - Уставки Сириус-Т3 по ДЗТ

Наименование уставки	Функция ВН	Вкл
Уставки по срабатыванию системы принужденного воздушного охлаждения	$I_{ВН}, А$	1,08
	Функция НН	Вкл
	$I_{НН}, А$	3,9
	Т обдува, с	6

Таким образом, выбранная микропроцессорная РЗа силового трансформатора, обеспечит нормальную работу устанавливаемых силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6.

## 8 Расчёт защитного заземления ГПП

В соответствии с требованиями ПУЭ все металлические части электроустановок необходимо подключать к общему контуру заземления, одним словом должны заземляться [3].

В первую очередь определим сопротивление вертикального стержня:

$$\begin{aligned} R_c &= \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{1} \cdot \left[ \lg\left(\frac{2 \cdot 1}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1}\right) \right] = \\ &= \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[ \lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{17,8}{7,8}\right) \right] = 22,89 \text{ Ом} \end{aligned}$$

где  $t' = t + 1/2 + 1 = 0,5 + 2,5 = 3 \text{ м}$ .

$K_c = 1,25$  – коэффициент сезонности;

$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{гр}} K_c = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом}$  – расчётное сопротивление грунта.

Количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} = \frac{22,89}{0,5 \cdot 0,78} = 58,6 \approx 59 \text{ шт}$$

где  $n_c = 0,78$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{\text{II}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right) = \frac{0,366 \cdot 1450}{200} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 200^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 5,44 \text{ Ом},$$

где  $L = A + B \cdot 2 = 40 + 60 \cdot 2 = 200 \text{ м}$  – периметр подстанции.

$\rho_{\text{расч.г.}} = \kappa'_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , определяется с учетом коэффициента сезонности для климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_{\text{П}}}{n_{\text{П}}} = \frac{5,44}{0,27} = 20,15 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3} = \frac{20,15 \cdot 0,5}{20,15 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c} = \frac{22,89}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Таким образом контур заземления должен быть выполнен стальными стержнями в количестве 60 шт., которые соединены между собой стальной лентой.



## 9 Молниезащита новой подстанции

В соответствии с ПУЭ «здания и сооружения ПС с достаточной степенью надёжности должны защищаться молниеотводами от поражения прямыми ударами молнии» [3].

На понизительных подстанция 110/6 кВ устанавливают стержневые молниеотводы, которые располагаются на отдельно стоящих прожекторных мачтах, а также на порталах. Для обеспечения высокой степени защиты от поражения прямыми ударами молнии высоту молниеотвода выбираем максимальную 30 м.

Определяем активную зону молниеотвода:

$$h_a = h - h_x = 30 - 12 = 18 \text{ м,}$$

где  $h_x = 12$  м – высота защищаемого объекта.

Определяем радиус защиты молниеотвода:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м,}$$

где  $p = 1$  – коэффициент для различных высот молниеотводов.

Принимаем к установке 8 молниеотводов, расположенных по углам подстанции.

## **10 Система оперативного тока и собственных нужд подстанции**

Система собственных нужд подстанции необходима для обеспечения нормального функционирования электрооборудования подстанции за счет подключения ЭП подстанции к трансформаторам собственных нужд. На данной подстанции ТСН 6/0,4 кВ установлены в ячейках КРУ, которые подключены шинам РУ 6 кВ, различным секциям шин силовых трансформаторов.

Система оперативного тока необходима для обеспечения электрической энергией РЗиА и приводов коммутирующей аппаратуры, для обеспечения функционирования подстанции в момент аварийных ситуаций во внешней энергосистеме и отсутствию напряжения питающих ВЛ-110 кВ.

Это достигается за счет применения аккумуляторных батарей рассчитанных на длительную работу подстанции в аварийном режиме.

На данной подстанции в качестве оперативного тока будет использоваться постоянный ток.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос проектирования электрической части понижающей подстанции ПС 110/6 кВ города Димитровград Ульяновской области строительство которой, необходимо для подключения потребителей территории застройки многоквартирным жилым фондом микрорайонов № 9 и № 10 и потребителей промышленной зоны в районе ул. Промышленная в муниципальном образовании «город Димитровград».

В работе разработана структурная схема понизительной подстанции, а также выбрана схема ОРУ-110 кВ 110-5АН.

На основании расчетных данных заявленных в ТУ на ТП для строительства новой подстанции выбрали мощность силовых трансформаторов новой подстанции 110/6 кВ.

Проведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительных устройств 110 и 6 кВ, выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС.

Выбрано измерительное электрооборудование понижающей подстанции 110/6 кВ исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 6 кВ.

Выбрана микропроцессорная РЗиА основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

В результате с проектируемая электрическая часть подстанции 110/6 кВ и выбранное электрооборудование электрической части подстанции, соответствует всем современным требованиям.

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» : утвержденное от 13.11.2009 г.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»: утверждено от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г. с 38.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем: утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03 г, Москва, 2003г. с 45.
7. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007. г. Москва, 2007 г. с 50.
8. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
9. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. 143с.
10. Гайсаров Р.В. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. 78 с.
11. Лавыгина В.М., Седлова А.С.. Тепловые электрические станции: учебник для вузов 2012. 466 с.

12. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. 40 с.
13. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2013. 352 с.
14. Галашов Н.Н.. Технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС. 2012. 200 с.
15. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. Москва 2014. 25 с.
16. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. 2011, 42 с.
17. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. 2012. 57 с.
18. Алиев И. И., Казанский С. Б. Кабельные изделия: Справочник. М.: ИП Радио Софт. 2012. 224с.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. 143 с.: ил. Прил.: с. 136-143.
20. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). 1 изд. Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 с.
21. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. 16 изд. New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 с.
22. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. 3 изд. Boca Raton: CRC Press, 2014. 1061 с.
23. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 с.
24. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 с.