

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
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 Проектирование электрической части районной понизительной подстанции  
110/35/10 кВ для электроснабжения потребителей Минской области

Обучающийся

А. А. Саламатин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. Третьякова М.Н.

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В работе осуществлено проектирование понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, с расчётом молниезащиты и защиты распределительных устройств от перенапряжений.

Проведён выбор и проверка мощности понизительных трансформаторов подстанции. Рассчитаны токи короткого замыкания, а также токи нормального режима. Осуществлён анализ параметров и конструктивных особенностей распределительных устройств (далее – РУ), на основе чего выбраны и обоснованы типы РУ для применения на объекте проектирования.

Выбрано и проверено основное оборудование подстанции. Проведён расчёт заземляющих устройств, устройств защиты от перенапряжений и молниезащиты подстанции.

Разработаны схемы РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции. Осуществлён расчёт и выбор устройств защиты распределительных устройств подстанции от перенапряжений.

Расчётно-пояснительная записка работы содержит 74 страницы печатного текста и представлена введением, тремя основными разделами, заключением, списком используемых источников из 20 наименований. Она выполнена в приложении «Microsoft Word» с использованием для визуализации данных анализа и полученных результатов 11 таблиц и 6 рисунков.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных технических данных на выполнение работы .....	7
1.1 Анализ основных исходных данных для проектирования подстанции ..	7
1.2 Анализ основных норм и требований для проектирования подстанций .....	11
2 Проектирование электрической части подстанции.....	14
2.1 Разработка схемных решений на подстанции.....	14
2.2 Выбор числа и мощности понизительных силовых трансформаторов на подстанции.....	17
2.3 Расчёт рабочих и максимальных токов на подстанции .....	21
2.4 Расчёт токов короткого замыкания .....	26
2.5 Выбор и расчёт проводников подстанции.....	41
2.6 Выбор и расчёт основного оборудования подстанции .....	46
3 Расчёт молниезащиты, защиты от перенапряжений и заземления подстанции .....	60
3.1 Расчет защиты подстанции от перенапряжений.....	60
3.2 Расчёт молниезащиты подстанции.....	62
3.3 Расчёт заземления подстанции .....	65
Заключение .....	70
Список используемых источников.....	73

## Введение

Передача электроэнергии в сетях электроэнергетических систем невозможна без применения звеньев электрической цепи. Известно, что понизительные трансформаторные подстанции являются одним из таких наиболее важных звеньев в процессе выработки, преобразования и передачи электроэнергии [17].

Принимая и преобразуя электрическую энергию от приёмных устройств, понизительные подстанции энергосистемы передают её потребителям, таким образом, выполняя функции распределительного и передающего звена в энергосистеме.

На сегодняшний день понизительные подстанции энергосистемы играют исключительно важную роль при распределении электроэнергии в централизованной системе Республики Беларусь, обеспечивая распределение электроэнергии с последующим питанием потребителей в зависимости от принятых категорий их надёжности.

В последнее время во многих энергетических системах страны наблюдается отклонение установленных параметров электрической энергии от предельно допустимых показателей, увеличение перетоков реактивной мощности, увеличение потерь электрической энергии, увеличение аварийности и снижение надёжности.

Одной из причин сложившейся ситуации является несовершенство принятых схемных решений на стадии проектирования трансформаторных подстанций, а также недоучёт прочих многочисленных технических факторов, влияющих на качество и надёжность передачи и распределения электроэнергии.

Таким образом, к схемам трансформаторных подстанций энергосистемы предъявляются повышенные требования по надёжности и экономичности, соблюдение которых является одним из приоритетных заданий отечественной электроэнергетики.

При этом основные технические характеристики подстанций закладываются ещё на стадии проектирования, по этой причине важно обеспечить качественное выполнение требований и основных положений нормативных документов именно на данной стадии.

Также важно выбрать и проверить основное электрооборудование распределительных устройств подстанции, с учётом современных инновационных разработок в сфере научно-технического прогресса. Перечисленные аспекты определяют актуальность и важность данной работы.

Основной целью работы является проектирование понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, с расчётом молниезащиты, системы заземления и защиты распределительных устройств от перенапряжений.

Объектом исследования в работе является проектируемая понизительная подстанция 110/35/10 кВ, предназначенная для питания потребителей Минской области.

Предметом исследования в работе выступают параметры надёжности, устойчивости, бесперебойности электроснабжения, селективности, экономичности и электробезопасности схемы электрических соединений и основного силового оборудования распределительных устройств понизительной подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Для достижения основной цели в работе проводится решение следующих основных задач:

- анализ исходных данных на выполнение работы;
- выбор и проверка мощности понизительных силовых трансформаторов подстанции;
- определение токов нормального режима;
- расчёт токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы;
- выбор и расчёт проводников на подстанции;

- анализ параметров и конструктивных особенностей распределительных устройств, на основе чего проводится выбор типов РУ для применения на объекте проектирования;
- выбор и проверка основного оборудования подстанции;
- разработка и обоснование рациональных схемных решений для применения в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции;
- расчёт и выбор заземляющих устройств, молниезащиты подстанции, а также устройств защиты распределительных устройств подстанции от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Решение основных задач в работе необходимо проводить с практическим внедрением современных требований нормативных документов и инновационных разработок в сфере схемных решений и электротехнического оборудования на объекте исследования.

Таким образом, в работе необходимо разработать проект новой понизительной районной подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, с учётом параметров надёжности, устойчивости, бесперебойности электроснабжения, селективности, экономичности и электробезопасности схемы электрических соединений и основного силового оборудования распределительных устройств на объекте проектирования. Кроме того, на основании рациональных технических решений, подтверждённых расчётным и аналитическим путём, также необходимо интегрировать проектируемую подстанцию 110/35/10 кВ в систему электроснабжения Минской области.

В работе применяются следующие методы исследования: анализ нормативно-технической литературы, дедуктивный анализ, индуктивный анализ, методы теории, расчёта и проектирования электрических цепей, метод аналогий (сопоставления). Источниками для написания работы являются нормативно-правовые документы, научная литература, учебные пособия, типичные проекты, а также интернет-ресурсы.

## **1 Анализ исходных технических данных на выполнение работы**

### **1.1 Анализ основных исходных данных для проектирования подстанции**

На первом этапе работы, с целью уточнения технических условий на проектирования объекта, проводится анализ исходных данных, необходимых для качественной разработки проекта региональной (районной) понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Данная подстанция проектируется, исходя из острой потребности питания новых потребителей региона, а также для резервирования и транзита мощностей Минской области.

Таким образом, по месту расположения в энергосистеме региона, ТП-110/35/10 кВ, предназначенная для питания потребителей Минской области, является промежуточной транзитной подстанцией. Следовательно, необходимо учесть данный аспект при выборе и обосновании схемных решений в работе далее.

Проектируемая понизительная подстанция ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, территориально будет расположена в пригороде г. Минск Минской области (со стороны Ленинского района).

Такое расположение позволит наиболее рационально использовать питающие мощности региона.

При этом питание подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, планируется осуществить от двух источников питания, расположенных в непосредственной близости:

- первый независимый источник питания – линия 110 кВ от ОРУ-110 кВ от Минской ТЭЦ-2 [11];

– второй независимый источник питания – линия 110 кВ от ОРУ-110 кВ Минской ТЭЦ-3 [12].

План расположения указанных источников питания 110 кВ на карте г. Минска, необходимых для обеспечения питания проектируемой понизительной трансформаторной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, показаны на рисунке 1.

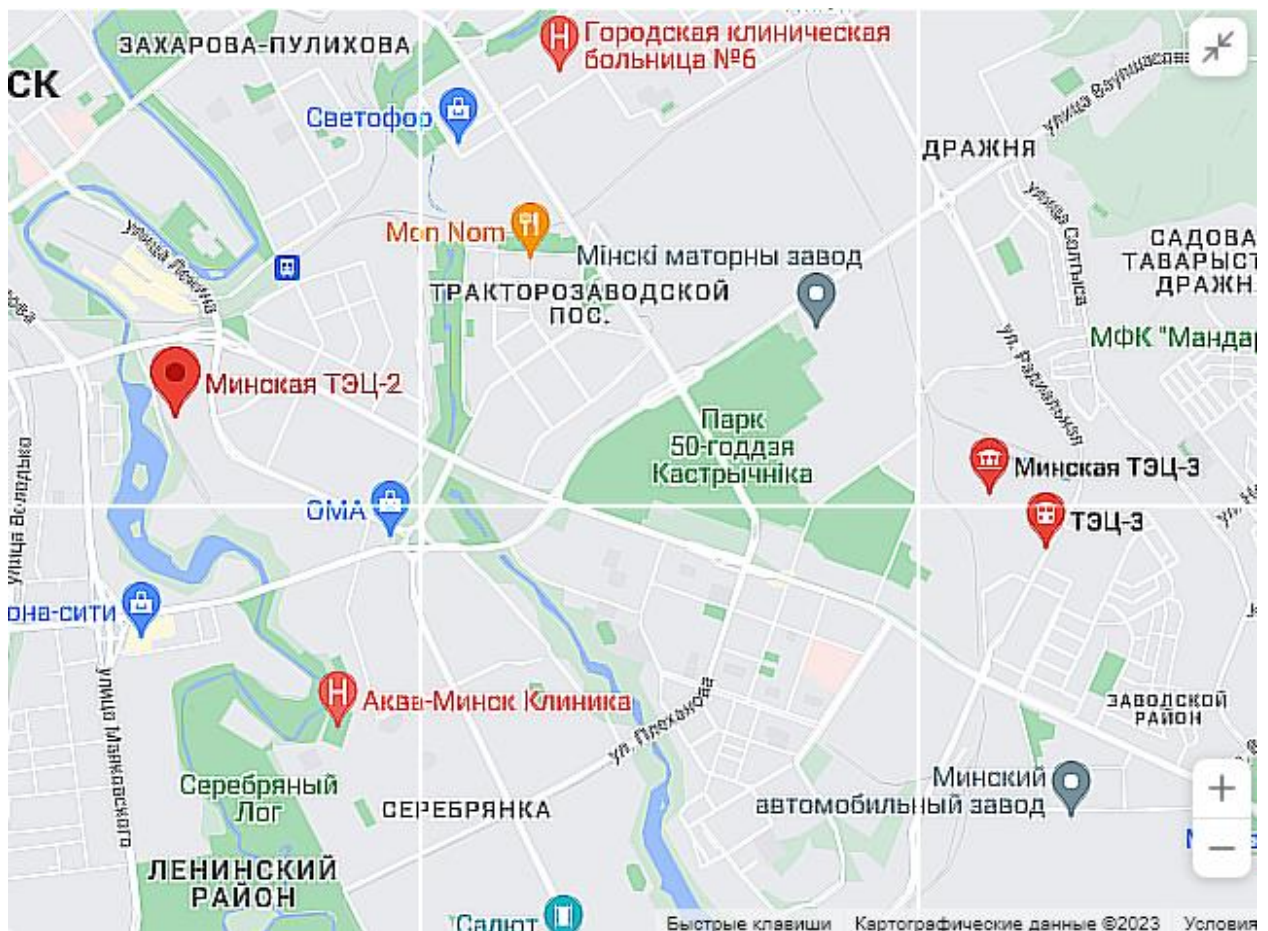


Рисунок 1 – План расположения источников питания 110 кВ на карте г. Минска, необходимых для обеспечения питания проектируемой понизительной трансформаторной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области

Далее в работе приводятся характеристики основных климатических условий г. Минска и Минской области Республики Беларусь, необходимые для обеспечения качественного и правильного выбора оборудования подстанции в работе далее.



Район по климатическим условиям – III. Климат – умеренный, с тёплым летом и холодной зимой. Крупных водоёмов нет, небольшие реки и озёра не оказывают существенного влияния на климат региона.

Зона по гололёду – III, гололёд образуется, обычно, на непродолжительное время в результате кратковременных зимних оттепелей и сезонных весенних таяний снега, сопровождающихся колебаниями температурного режима.

Зона по ветру – II, наиболее сильные порывы ветра наблюдаются в феврале и марте.

Таким образом, на основании анализа приведённых данных установлено, что выбор оборудования для установки в распределительных устройствах проектируемой понизительной трансформаторной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, необходимо проводить для умеренного климата (степень У1 – У3). Также подходит оборудование, предназначенное для умеренно-холодного климата (степень УХЛ1-УХЛ3).

Далее в работе приводятся характеристики основных данных энергосистемы региональных понизительных подстанций Минской области Республики Беларусь.

С учётом влияния энергосистемы региона, установлено, что мощность энергосистемы в режиме короткого замыкания на стороне 110 кВ проектируемой понизительной трансформаторной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области:

- максимальный режим – 4000 МВА;
- минимальный режим – 3850 МВА.

Таким образом, на основе приведённой информации по основным независимым источникам питания и техническим условиям проектирования, приведённым для понизительной трансформаторной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

В схеме проектируемой подстанции 110/35/10 кВ присутствуют следующие отходящие линии к потребителям:

- на напряжении 35 кВ – от РУ-35 кВ получают питание четыре основных потребителя;
- на напряжении 10 кВ – от РУ-10 кВ получают питание пять основных потребителей.

Технические данные максимальных проектных нагрузок потребителей подстанции ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные максимальных проектных нагрузок подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области

Наименование присоединения (мощность потребителя, кВА)	Проектная мощность, $P_m$ , кВт	Категория надёжности	Количество линий, шт.
Линейные присоединения 35 кВ			
Машиностроение и металлообработка	6500	I	2
Производство стройматериалов	3100	II	2
Пищевая промышленность	2500	II	2
Освещение и бытовая нагрузка	2000	III	1
Линейные присоединения 10 кВ			
Деревообрабатывающее предприятие	2400	II	2
Освещение и бытовая нагрузка	1800	III	1
Освещение и бытовая нагрузка	1200	III	1
Освещение и бытовая нагрузка	550	III	1
Освещение и бытовая нагрузка	900	III	1

Исходя из анализа данных таблицы 1, установлено, что среди потребителей проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, присутствует значительное количество приёмников I и II категорий надёжности. Данный аспект должен быть учтён при выборе рациональных схемных решений на проектируемой подстанции.

На основе технических данных максимальных проектных нагрузок подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, далее в работе проводится решение поставленных задач.

## **1.2 Анализ основных норм и требований для проектирования подстанций**

Известно, что разработка трансформаторных подстанций энергосистемы представляет собой задачу повышенной ответственности, поскольку качество проектирования напрямую воздействует на безопасность и надежность электроснабжения не только самой подстанции и ее потребителей, но и всей энергосистемы в целом.

Нормативные документы различных стран регламентируют требования и стандарты в процессе проектирования трансформаторных подстанций.

Однако основные общие требования и нормы, применяемые при разработке понижающих подстанций энергетических систем, включают в себя следующие аспекты [14]:

- высокая надежность передачи электроэнергии с постоянным обеспечением непрерывного и гарантированного электроснабжения для важных производственных объектов и технологических процессов;
- надежная система резервирования с учётом внедрения условий аварийного электроснабжения важных объектов на подстанции (с учетом их категории надежности);
- соблюдение требований по электробезопасности, включающая применение защитных устройств, а также обучение персонала, с последующей периодической проверкой знаний.
- рациональная и надежная защита оборудования от перегрузок и коротких замыканий, а также от прочих ненормальных режимов, используя при этом современные средства защиты;
- оптимизация нагрузки: проектирование с учетом эффективного распределения нагрузки и минимизации потерь электроэнергии на всех уровнях системы электроснабжения;

- использование энергосберегающего оборудования, включая применение высокоэффективных устройств для снижения потребления электроэнергии и экономии ресурсов (энергоресурсосбережение);
- применение автоматического управления и мониторинга параметров электрической сети с использованием и внедрением в работу подстанции систем автоматизации для контроля и управления работой систем жизнеобеспечения подстанции и распределения электроэнергии потребителям;
- внедрение гибких и масштабируемых параметров оборудования, обеспечивающих возможность легкой модернизации и расширения системы в будущем;
- экономичность распределения электроэнергии с минимизацией затрат на её передачу в сети потребителей подстанции;
- учет климатических, топографических и антропогенных факторов при проектировании подстанции, в частности, при выборе схемных решений;
- использование системы защиты персонала и оборудования от повреждений и ненормальных режимов, соответствующей нормативам для обеспечения безопасности персонала.

Также при проектировании систем электроснабжения понизительных подстанций требуется учесть особенности и характер потребителей, которые они питают, непосредственно проводя проектирование с учетом конкретных потребностей и характеристик нагрузки, а также особенностей технологического процесса.

Эти требования могут варьироваться в зависимости от типа и вида нагрузки, характера и расположения потребителей, мощности системы электроснабжения потребителей и других факторов.

Все приведённые требования обязательны для качественной разработки проекта региональной (районной) понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Выводы по разделу 1.

На первом этапе работы, с целью уточнения технических условий, необходимых для качественного проектирования подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, проведён анализ следующих исходных данных:

- приведена исходная информация по основным независимым источникам питания объекта проектирования (Минские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, питание объекта проектирования – линиями 110 кВ);
- охарактеризованы основные климатические и топографические условия, необходимые для рационального выбора оборудования РУ подстанции, учитывая данные аспекты;
- приведены основные технические данные проектируемой понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ и энергосистемы, необходимые для выполнения работы;
- приведены технические данные максимальных проектных нагрузок, которые получают питание от проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ.

Проведён краткий аналитический обзор основных норм и требований нормативных документов электроэнергетики, необходимых для качественной разработки проекта региональной (районной) понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

На основе полученных результатов, далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

## **2 Проектирование электрической части подстанции**

### **2.1 Разработка схемных решений на подстанции**

Далее в работе проводится разработка схем распределительных устройств проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Согласно исходным данным на выполнение работы, проектируемая подстанция 110/35/10 кВ по месту расположения в энергосистеме является промежуточной транзитной подстанцией.

С учётом данного факта, а также принимая во внимание классы напряжения распределительных устройств, количество линий (питающих и отходящих), категории надёжности потребителей (в схеме ПС преобладают потребители 2 категории надёжности), с учётом необходимой степени резервирования, проводится выбор схема РУ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Минской области.

Известно, что схемы подстанций в первую очередь должны быть спроектированы таким образом, чтобы были учтены все требования [18].

Так как среди потребителей подстанции 110/35/10 кВ наблюдается преобладание приёмников 2 категории надёжности, согласно [18] питание от энергосистемы объекта проектирования осуществляется от двух независимых источников. Таким образом, для питания подстанции на напряжении 110 кВ должна применяться двухцепная линия либо две одноцепные линии. С целью удобства эксплуатации, ремонта и обслуживания, в работе принимается первый вариант (питание проектируемой ПС-110/35/10 кВ от двухцепной линии 110 кВ).

Далее в работе необходимо рассмотреть «структурную схему проектируемой ПС-110/35/10 кВ с последующей характеристикой её основных составляющих и разработкой схем электрических соединений» [11] распределительных устройств подстанции (рисунок 2).

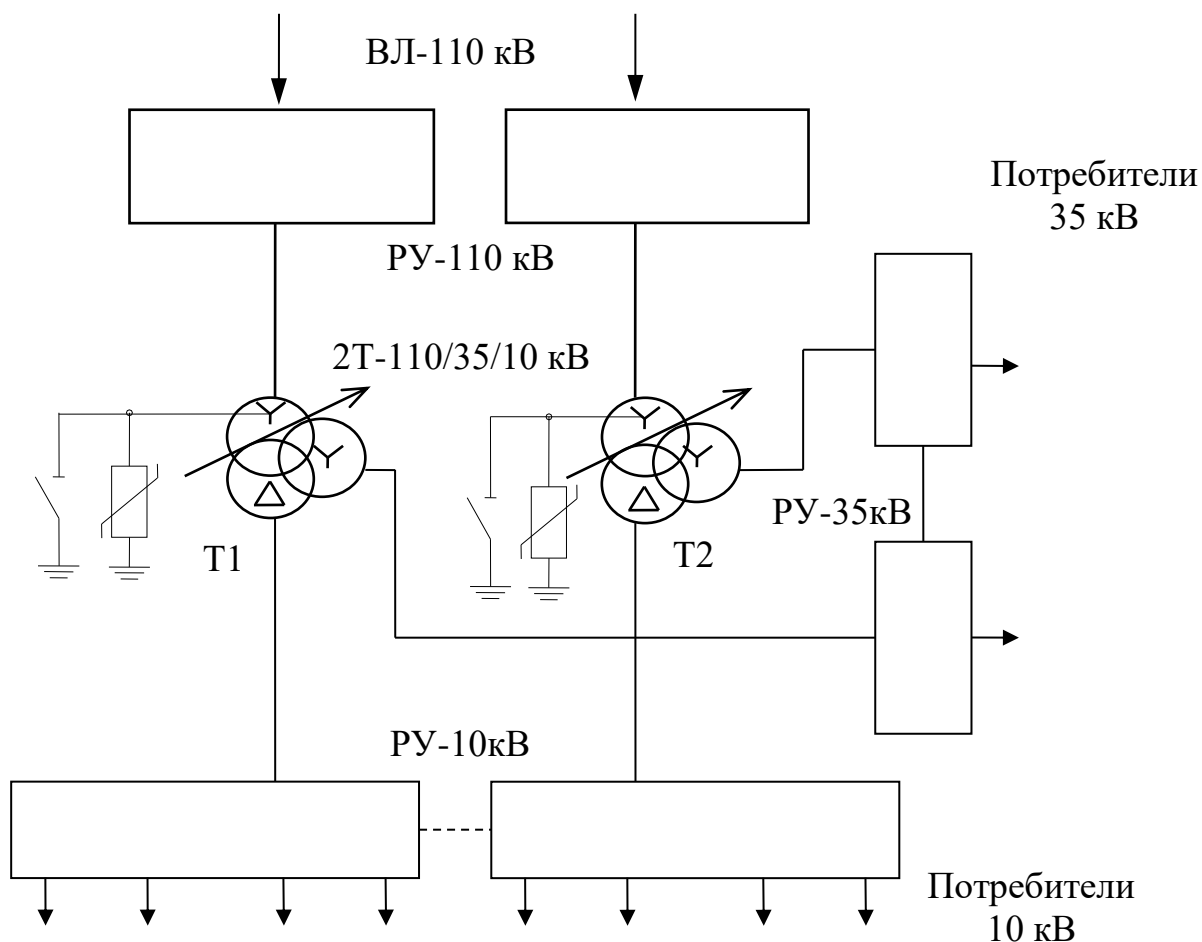


Рисунок 2 – «Структурная схема проектируемой понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ для питания потребителей Минской области» [11]

«Таким образом, в структурной схеме ПС-110/35/10 кВ, можно выделить такие основные составляющие:

- три распределительных устройства – по числу номинальных напряжений в схеме: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ» [19];
- два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью  $S_{ном.т}=25$  МВА;
- потребители подстанции «(отходящие линии к потребителям 35 кВ и 10 кВ)» [12].

«Первым основным конструктивным элементом ПС-110/35/10 кВ является распределительное устройство высшего напряжения (РУ 110 кВ). Оно необходимо для приёма и распределения электроэнергии на силовые

трансформаторы подстанции с защитой и коммутацией электрической сети 110 кВ данной подстанции.

В результате проведения анализа установлено, что в схеме электрических соединений нормального режима РУ 110 кВПС-110/35/10 кВ рекомендовано применить схему «5Н – схема мостика с применением автоматической перемычки». Такая схема, являясь более надёжной, обеспечивает все необходимые условия и требования нормативных документов. Она применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения потребителей» [18].

В РУ-35 кВ применяется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [18] «с установленным секционным выключателем высокого напряжения между секциями сборных шин (в нормальном режиме работы он отключён). Такая схема, являясь более надёжной, обеспечивает все необходимые условия и требования нормативных документов к потребителям 2 категории надёжности, которые присутствуют в схеме РУ-35 кВ. Режим работы схемы РУ-35 кВ – раздельный» [18].

«Следующим основным элементом ПС-110/35/10 кВ является распределительное устройство низшего напряжения РУ-10 кВ (РУ НН). В схеме электрических соединений РУ-10 кВ проектируемой» [8] ПС-110/35/10 кВ также применяется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [18] «с установленным секционным выключателем высокого напряжения между секциями сборных шин (в нормальном режиме работы он отключён)» [17].

«С целью создания требуемого резерва в системе, в РУ-10 кВ применяется раздельная работа системы сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции сборных шин (блок «линия – трансформатор Т1»), часть – от второй (блок «линия – трансформатор Т2»). Секционный выключатель в схеме нормального режима РУ-10 кВ отключён, обеспечивая раздельный режим работы всей системы РУ-10 кВ» [17], что рекомендовано [17].



Таким образом, все выбранные схемы РУ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ удовлетворяют требованиям нормативных документов по надёжности согласно условиям резервирования потребителей 2 категории надёжности, которые присутствуют в схеме подстанции.

Схема главных соединений подстанции представлена в работе на графическом листе 2.

## **2.2 Выбор числа и мощности понизительных силовых трансформаторов на подстанции**

Как было установлено ранее, согласно заданию на выполнение работы, следует разработать проект новой понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

Исходя из исходных данных к выполнению работы, установлено, что на объекте проектирования присутствует значительное число потребителей I и II категорий надёжности, следовательно, на проектируемой подстанции рекомендуется установить два силовых трансформатора, исходя из требований и норм [18].

При этом в схемах подстанции 110/35/10 кВ должно соблюдаться требование к резервированию источников питания, чтобы в случае отказа или аварии на одном из них, его потребители могли получать полноценное питание от второго независимого источника.

Установлено, что в схеме проектируемой подстанции должны находиться силовые трёхобмоточные трансформаторы, у которых каждая обмотка будет подключена к определённому РУ подстанции.

В качестве трансформаторов для подстанций такого типа могут быть применены трёхобмоточные трансформаторы 110/35/10 кВ – выпускаются промышленностью от 16 МВА до 63 МВА (марка трансформаторов – ТДТН).

Схема трёхобмоточного трансформатора, выбранного для применения на проектируемой понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, представлена на рисунке 3.

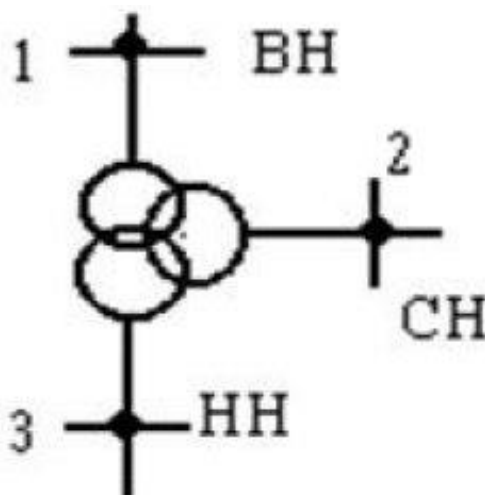


Рисунок 3 – Схема трёхобмоточного трансформатора, выбранного для применения на проектируемой понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции, определяется по известной формуле» [8]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \text{ МВА}, \quad (1)$$

где « $S_{p.ПС}$  – расчётная суммарная нагрузка трансформаторной подстанции» [7] 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области (согласно исходных данных).

Расчётная суммарная нагрузка проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, будет определяться с учётом алгебраической суммы нагрузок РУ-35

кВ и РУ-10 кВ при коэффициенте одновременности максимума нагрузок  $K_o = 0,9$  для каждого РУ.

Таким образом, суммарная нагрузка проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области:

$$S_{p.ПС} = K_o \cdot S_{p.РУ-35} + K_o \cdot S_{p.РУ-10}, МВА, \quad (2)$$

где  $S_{p.РУ-35}$ ,  $S_{p.РУ-10}$  — соответственно расчётная полная нагрузка РУ-35 кВ и РУ-10 кВ проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области (согласно исходных данных).

По условию (2):

$$S_{p.ПС} = 0,9 \cdot (6,5 + 3,1 + 2,5 + 2) + 0,9 \cdot (2,4 + 1,8 + 1,2 + 0,55 + 0,9) = 18,855 МВА.$$

Исходя из расчётной суммарной нагрузки, по условию (1) выбирается трансформатор для установки на ПС-110/35/10 кВ:

$$S_{ном.т} = \frac{18,855}{2 \cdot 0,7} \approx 13,47 МВА.$$

Предварительно выбирается для установки на понизительной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью  $S_{ном.т} = 25 МВА$ .

Предварительная проверка по расчётному значению мощности трансформатора:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, MVA, \quad (3)$$

«Проверка по условию (3) выполняется» [5]:

$$S_{\text{ном.т.}} = 25 \text{ MVA} \geq S_{\text{ном.т.р.}} = 13,47 \text{ MVA}.$$

«Проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы» [18].

«Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [18]:

$$K_{3.H} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot S_{T.НОМ}} \leq 0,7. \quad (4)$$

«Условие (4) выполняется» [18]:

$$K_{3.H} = \frac{18,855}{2 \cdot 25} = 0,377 \leq 0,7.$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме (в работе на подстанции остаётся один силовой трансформатор)» [9]:

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{T.НОМ}} \leq 1,4. \quad (5)$$

«Условие (5) выполняется» [9]:

$$K_{3.П} = \frac{18,855}{25} = 0,75 \leq 1,4.$$

«Таким образом, в результате проведения расчётов в работе установлено, что на» [4] проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, целесообразно установить два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью  $S_{ном.т}=25$  МВА.

Выбранные трансформаторы проверены на «нагрузочную способность в нормальном режиме, а также на условия допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы» [8].

Таким образом, все основные условия требуемых проверок при выборе силовых трансформаторов для установки на проектируемой понизительной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, соблюдены.

### **2.3 Расчёт рабочих и максимальных токов на подстанции**

Далее в работе проводится расчёт нормальных рабочих токов на подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

При этом расчёту в работе подлежат нормальные рабочие токи следующих присоединений электрической части подстанции:

- вводные присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- секционные присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- линейные присоединения 35 кВ и 10 кВ.

В работе расчёт нормальных рабочих токов на подстанции 110/35/10 кВ осуществляется по известной формуле с учётом нагрузки, напряжения и количества линий, по которым будет передана мощность в нормальном режиме [8]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (6)$$

где  $n$  – количество линий, по которым получают питание соответствующие потребители, шт.;

$S_{np}$  – мощность присоединения, кВА;

$U_{ном.}$  – номинальное напряжение присоединения, кВ.

Проводится расчёт нормальных рабочих токов вводов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. Расчётные нагрузки определены в работе ранее при выборе силовых трансформаторов подстанции.

Для каждого ввода 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (6):

$$I_{в.вр.110} = \frac{18855}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 24,7 \text{ А.}$$

Для каждого ввода 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (6):

$$I_{в.вр.35} = \frac{12690}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 104,67 \text{ А.}$$

Для каждого ввода 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (6):

$$I_{в.вр.10} = \frac{6165}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 177,97 \text{ А.}$$

Для присоединений также необходимо рассчитать значения максимального рабочего тока. Известно, что максимальный рабочий ток возникает в послеаварийном режиме работы, при отключении одной из питающих линий. При этом упрощённо принимается резервирование с

коэффициентом 1,4 (с учётом отключения потребителей 3 категории надёжности).

Таким образом, максимальный рабочий ток присоединений, с учётом нагрузки, напряжения и количества линий, по которым будет передана мощность, будет определяться так:

$$I_{пр.макс} = 1,4 \frac{S_{пр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (7)$$

Для вводных присоединений максимальный рабочий ток определяется далее. Для каждого ввода 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (7):

$$I_{в.пр.110макс} = 1,4 \frac{18855}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 34,58 \text{ A.}$$

Для каждого ввода 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (7):

$$I_{в.пр.35макс} = 1,4 \frac{12690}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 146,54 \text{ A.}$$

Для каждого ввода 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, по условию (7):

$$I_{в.пр.10макс} = 1,4 \frac{6165}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 249,16 \text{ A.}$$

Аналогично определяются рабочие токи нормального режима и максимальные рабочие токи с учётом условий резервирования остальных

присоединений подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области. При этом для секционных присоединений будет рассчитан только максимальный рабочий ток, так как в нормальном режиме они будут отключены (в схеме подстанции во всех РУ планируется отдельный режим работы). Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов вводных и секционных присоединений подстанции 110/35/10 кВ с учётом условий резервирования, представлены в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов вводных и секционных присоединений подстанции 110/35/10 кВ с учётом условий резервирования

Наименование присоединения	Класс напряжения	Ток нормального режима, А	Максимальный рабочий ток, А
Ввод	110 кВ	27,40	34,58
	35 кВ	104,67	146,54
	10 кВ	177,97	249,16
Секционные присоединения	110 кВ	-	34,58
	35 кВ	-	146,54
	10 кВ	-	249,16

Далее проводится расчёт токов нормального режима и максимальных рабочих токов для линейных присоединений проектируемой ПС-110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

При этом предусматривается следующее количество линий потребителей, что определяется категорией надёжности: для потребителей I и II категорий предусматривается 2 линии, для потребителей III категории – одна линия [18]. Поэтому при расчётах для потребителей 3 категории максимальный рабочий ток не рассчитывается, так как резервирования для данной категории в схеме не предусматривается [18]. Также для линейных присоединений I и II категорий надёжности, максимальный рабочий ток принимается равным полному расчётному току всех присоединений потребителя (без учёта отключения потребителей III категории).



Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов линейных присоединений подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, с учётом условий резервирования согласно категории надёжности, представлены в форме таблицы 3. Расчёт рабочих токов нормального режима токов нормального режима и максимальных рабочих токов проводится для каждой отходящей линии отдельно (в зависимости от класса напряжения и проектной нагрузки).

Таблица 3 – Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов линейных присоединений подстанции 110/35/10 кВ с учётом условий резервирования согласно категории надёжности

Наименование присоединения (мощность потребителя, кВА)	Категория надёжности/ количество линий	Ток нормального режима, А	Максимальный рабочий ток, А
Линейные присоединения 35 кВ			
Машиностроение и металлообработка (6500 кВА)	1/2	53,61	107,22
Производство стройматериалов (3100 кВА)	2/2	25,57	51,14
Пищевая промышленность (2500 кВА)	2/2	20,62	41,24
Освещение и бытовая нагрузка (2000 кВА)	3/1	32,99	-
Линейные присоединения 10 кВ			
Деревообрабатывающее предприятие (2400 кВА)	2/2	69,28	138,56
Освещение и бытовая нагрузка (1800 кВА)	3/1	103,92	-
Освещение и бытовая нагрузка (1200 кВА)	3/1	69,28	-
Освещение и бытовая нагрузка (550 кВА)	3/1	31,75	-
Освещение и бытовая нагрузка (900 кВА)	3/1	51,96	-

Проведены расчёты рабочих токов нормального режима и максимальных токов послеаварийного режима вводных, секционных и линейных присоединений проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области. Полученные значения токов вводных, секционных и линейных присоединений подстанции 110/35/10 кВ с учётом условий резервирования согласно категории надёжности, используются далее при выборе и проверке основного оборудования распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ проектируемой подстанции.

## 2.4 Расчёт токов короткого замыкания

«Далее в работе необходимо рассчитать тока трёхфазного короткого замыкания (далее – КЗ) на сборных шинах» [8] проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

Известно, что расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области является важной частью проектирования электроэнергетических систем.

Главной целью этого расчёта является обеспечение безопасной и надёжной работы электрооборудования и электрических сетей, минимизация повреждений в случае короткого замыкания, а также определение параметров релейной защиты и автоматики срабатывания защитных устройств.

Основные задачи расчёта токов короткого замыкания включают [18]:

- определение максимальных токов короткого замыкания (далее – КЗ): известно, что расчёт токов короткого замыкания позволяет определить максимальные значения токов, которые могут протекать в системе в случае короткого замыкания (как правило, в максимальном режиме работы системы), что помогает выбрать и проверить соответствующее электрооборудование, а также электрические сети и уставки максимальной защиты;
- выбор и настройка устройств защиты: расчёт токов КЗ помогает определить параметры и настройки защитных реле, которые воздействуют на привод выключателей, отключающие, в свою очередь, повреждённый участок сети при коротком замыкании и предотвратить, таким образом, распространение и развитие повреждений;
- согласование защиты: результаты расчёта токов короткого замыкания также позволяет произвести координацию (согласование) между различными уровнями защиты в электроэнергетической системе, что

означает, что защитные устройства должны срабатывать в определенной последовательности, чтобы быстро изолировать только тот участок системы, где произошло короткое замыкание, минимизируя негативное влияние на другие участки (селективность релейной защиты);

- оценка механической устойчивости: величина тока короткого замыкания влияет на механическую устойчивость оборудования подстанции и энергосистемы в целом, при этом расчёт механической устойчивости к токам КЗ позволяет гарантировать безопасность, надёжность и долговечность оборудования;
- оценка термической устойчивости: токи КЗ оказывают существенное влияние на температурные характеристики оборудования и сетей подстанции, приводя к выходу из строя изоляции и токоведущих частей вследствие резкого увеличения температуры в системе;
- определение влияния на соседние элементы энергосистемы: токи короткого замыкания на подстанции могут влиять на соседние элементы энергосистемы, вызывая падение напряжения, увеличение токов и появление высших гармоник, при этом расчёт данного влияния позволяет оценить, какие дополнительные меры могут потребоваться для обеспечения нормальной работы энергосистемы.

Расчёт токов короткого замыкания включает в себя анализ электрических параметров системы (напряжение, сопротивления, мощности, а в энергосистеме, состоящих из разветвлённых линий высокого напряжения – индуктивности и емкости), выбор типа КЗ (асимметричные или симметричные виды КЗ), выбор методов расчёта (расчётный аналитический, графический, метод упорядоченных диаграмм и другие), а также использование математических моделей для описания поведения системы электроснабжения проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, и энергосистемы в случае короткого замыкания и определение результатов, которые затем используются в работе

далее при выборе и проверке основного оборудования и настройке параметров релейной защиты и автоматики.

При проведении расчёта, где есть несколько ступеней напряжения, выбирается одна из них в качестве базисной.

Расчёт токов КЗ в системе электроснабжения проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области в работе проводится при использовании расчётного метода, в относительных единицах при приведении к базисным условиям.

При этом в энергосистеме предполагается наличие максимального режима работы при возникновении трёхфазного тока КЗ (симметричный вариант).

Согласно заданию на выполнение работы, необходимо провести расчёт токов КЗ в двух режимах: в максимальном режиме и минимальном режиме работы.

Причём в первом случае полученные токи КЗ используются для проверки основного оборудования на термическую и электродинамическую стойкости к токам КЗ, а во втором – для проверки чувствительности уставок релейной защиты и автоматики.

«В работе проводятся расчёты токов КЗ на выводах силовых трансформаторов подстанции 110/35/10 кВ в максимальном и минимальном режимах работы» [18].

Исходные данные для расчёта принимаются согласно заданию на выполнение работы с учётом оборудования, которое выбрано в работе и рекомендовано к установке на объекте проектирования.

«Исходная расчётная схема для определения токов КЗ на понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ» [18], необходимой для питания потребителей Минской области, в работе представлена на рисунке 4.

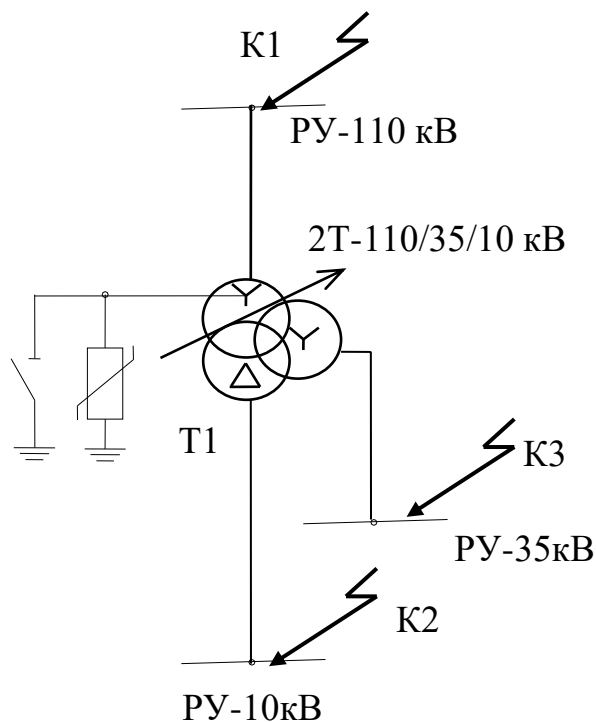


Рисунок 4 – «Расчётная схема для расчёта токов короткого замыкания на проектируемой ПС-110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области» [18]

«Составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Силовые трансформаторы, имеющие три класса напряжения (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ), на схеме замещения представлены в виде трёхобмоточных трансформаторов» [18].

«Схема замещения для расчёта токов КЗ на проектируемой ПС-110/35/10 кВ представлена на рисунке 5» [18].

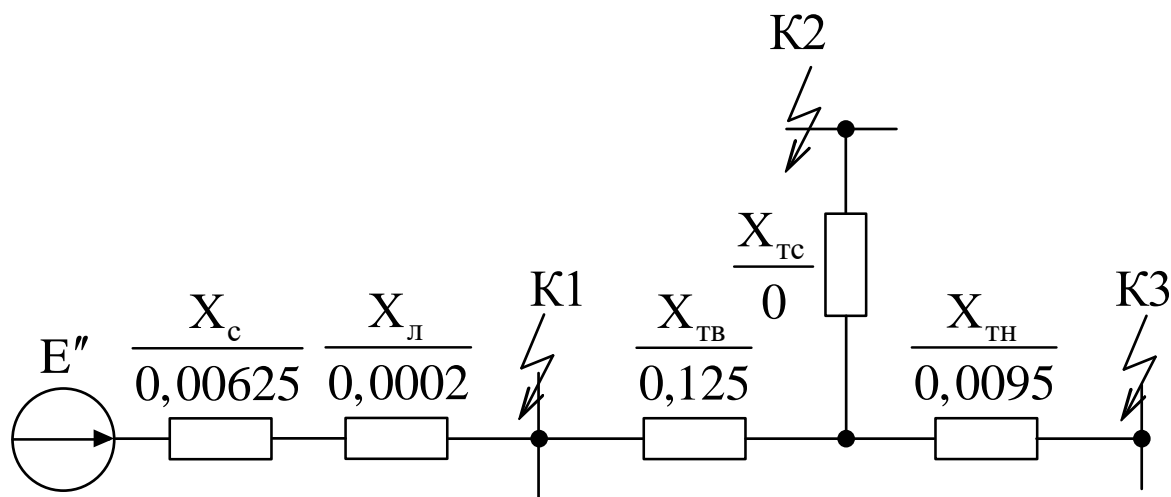


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта токов К3 на проектируемой подстанции ПС-110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области

На рисунке 4 в знаменателе приведены рассчитанные далее значения сопротивлений элементов в максимальном режиме работы.

«В качестве основной базисной ступени для расчёта в работе выбирается ступень высшего напряжения – 110 кВ» [18].

«Базисная мощность в работе для удобства расчётов принимается равной номинальной мощности силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ» [18]:

$$S_{\sigma} = 25000 \text{ кВА} = 25 \text{ МВА}.$$

«Базисное напряжение для ступени высшего напряжения 110 кВ (основная ступень)» [18]:

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}.$$

«Базисное напряжение для ступени среднего напряжения 35 кВ (неосновная ступень)» [18]:

$$U_{\sigma 2} = 38,5 \text{ кВ.}$$

«Базисное напряжение для ступени низшего напряжения 10 кВ (неосновная ступень)» [18]:

$$U_{\sigma 3} = 11 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [18]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (8)$$

«Базисный ток для ступени 110 кВ (основная ступень)» [18]:

$$I_{\sigma 1} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,06 \text{ кА.}$$

«Базисный ток для ступени среднего напряжения 35 кВ (неосновная ступень)» [18]:

$$I_{\sigma 2} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,37 \text{ кА.}$$

«Базисный ток для ступени низшего напряжения 10 кВ (неосновная ступень)» [18]:

$$I_{\sigma 3} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,31 \text{ кА.}$$

«Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС-110/35/10 кВ в относительных единицах, с последующим приведением их к именованным единицам» [18].

«Сопротивление энергосистемы» [18]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\delta}''}{S_{\kappa}}, \text{ o.e.}, \quad (9)$$

«где  $S_{\kappa}''$  - мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах» [17] ВН подстанции в зависимости от режима работы (согласно исходным данным на выполнение работы).

По условию (9) для максимального режима:

$$x_{c* \text{ макс}} = \frac{25}{4000} = 0,00625 \text{ o.e.}$$

«По условию (9) для минимального режима» [18]:

$$x_{c* \text{ мин}} = \frac{25}{3850} = 0,00649 \text{ o.e.}$$

«Сопротивление питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ, при приведении к базисным условиям» [18]:

$$x_{l*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \text{ o.e.}, \quad (10)$$

где « $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;  
 $L$  – длина линии, км» [18].



«Таким образом, ориентировочное индуктивное значение сопротивления для питающей ВЛ-110 кВ при длине линии 1 км» [18]:

$$x_{л*} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{25}{230^2} = 0,0002 \text{ о.е.}$$

«Проводится расчёт индуктивных сопротивлений силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ с учётом паспортных данных, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям» [8].

Как было определено в работе ранее, для установки на проектируемой понизительной подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, целесообразно выбрать два силовых трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью  $S_{ном.т} = 25 \text{ МВА}$ .

Относительные сопротивления лучей схемы замещения трёхобмоточного силового трансформатора подстанции, при приведении к базисным условиям [18]:

$$x_{mv*} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100}. \quad (11)$$

$$x_{mc*} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100}. \quad (12)$$

$$x_{mn*} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100}. \quad (13)$$

Для принятого в работе силового трансформатора марки ТДТН-25000/110, проводятся расчёты относительных сопротивлений лучей схемы замещения:

$$x_{m\delta}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5)}{100} = 0,125 \text{ o.e.}$$

$$x_{mc}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22)}{100} = 0 \text{ o.e.}$$

$$x_{mn}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5)}{100} = 0,095 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется с учётом результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_K^{(3)} = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{\delta}. \quad (14)$$

«При этом значение результирующего сопротивления к точке К1 в относительных расчётных единицах» [18]:

$$x_{рез}^* = x_c^* + x_l^*, \text{ o.e.} \quad (15)$$

Результирующие сопротивления определяются для двух режимов – максимального и минимального.

Таким образом, результирующее сопротивление к точке К1 в максимальном режиме работы подстанции:

$$x_{рез.К1макс}^* = 0,00625 + 0,0002 = 0,00645 \text{ o.e.}$$

Аналогично определяется «результатирующее сопротивление к точке К1 в минимальном режиме работы подстанции» [18]:

$$x_{рез.К1мин} = 0,00649 + 0,0002 = 0,00669 \text{ о.е.}$$

Расчёты проводятся до каждой из точек К3 поочерёдно.

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1 в максимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К1макс}^{(3)} = \frac{1}{0,00645} \cdot 0,06 = 9,30 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1 в минимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К1мин}^{(3)} = \frac{1}{0,00669} \cdot 0,06 = 8,97 \text{ кА.}$$

«Результатирующее сопротивление к расчётной точке К2 в относительных единицах» [18]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.} \quad (16)$$

Также, как и для расчётной точки К1, для точки К2 результирующие сопротивления определяются для двух режимов – максимального и минимального.

Таким образом, результирующее сопротивление к точке К2 в максимальном режиме работы подстанции:

$$x_{рез.К2, макс} = 0,00625 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13145 \text{ о.е.}$$

Аналогично определяется «результирующее сопротивление к точке К2 в минимальном режиме работы подстанции» [18]:

$$x_{рез.К2, мин} = 0,00649 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13169 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2 в максимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К2, макс}^{(3)} = \frac{1}{0,13145} \cdot 0,37 = 2,82 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2 в минимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К2, мин}^{(3)} = \frac{1}{0,13169} \cdot 0,37 = 2,81 \text{ кА.}$$

«Результирующее сопротивление к точке К3 в относительных расчётных единицах» [18]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, \text{ о.е.} \quad (17)$$

Также, как и для расчётных точек К1 и К2, для точки К3 результирующие сопротивления определяются для двух режимов – максимального и минимального.

Таким образом, результирующее сопротивление к точке К3 в максимальном режиме работы подстанции:

$$x_{рез.К3_{макс}} = 0,00625 + 0,0002 + 0,125 + 0,095 = 0,22645 \text{ о.е.}$$

Аналогично определяется «результирующее сопротивление к точке К3 в минимальном режиме работы подстанции» [18]:

$$x_{рез.К3_{мин}} = 0,00649 + 0,0002 + 0,125 + 0,095 = 0,22669 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К3 в максимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К3_{макс}}^{(3)} = \frac{1}{0,22645} \cdot 1,31 = 5,78 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К3 в минимальном режиме работы подстанции, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [18]:

$$I_{К3_{мин}}^{(3)} = \frac{1}{0,22669} \cdot 1,31 = 5,77 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы» [18]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K^{(3)}, \text{ кА}, \quad (18)$$

где « $\kappa_{уд}$  – ударный коэффициент тока КЗ» [8].

Проводится расчёт ударного тока КЗ для расчётных точек К1, К2 и К3 в максимальном и минимальном режимах работы подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

Расчёты проводятся до каждой из точек КЗ поочередно.

Расчёт проведён в именованных единицах:

– в точке К1 (максимальный режим):

$$i_{уд1.макс} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,30 = 23,67 \text{ кА}.$$

– в точке К1 (минимальный режим):

$$i_{уд1.мин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,97 = 22,83 \text{ кА}.$$

– в точке К2 (максимальный режим):

$$i_{уд2.макс} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,82 = 5,58 \text{ кА}.$$

– в точке К2 (минимальный режим):

$$i_{уд2.мин} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,81 = 5,56 \text{ кА}.$$

– в точке К3 (максимальный режим):

$$i_{уд3.макс} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 5,78 = 10,22 \text{ кА}.$$

– в точке К3 (минимальный режим):

$$i_{уд3.мин} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 5,77 = 10,20 \text{ кА.}$$

Значение двухфазного тока К3:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K'', \text{ кА.} \quad (19)$$

Проводится расчёт ударного тока К3 для расчётных точек К1, К2 и К3 в максимальном и минимальном режимах работы проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области.

Расчёты проводятся до каждой из точек К3 поочередно.

Расчёт проведён по выражению (19), результаты расчёта – в именованных единицах:

– в точке К1 (максимальный режим):

$$I_{K1.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,30 = 8,05 \text{ кА.}$$

– в точке К1 (минимальный режим):

$$I_{K1.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,97 = 7,77 \text{ кА.}$$

– в точке К2 (максимальный режим):

$$I_{K2.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,82 = 2,44 \text{ кА.}$$

– в точке К2 (минимальный режим):

$$I_{K2\text{мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,81 = 2,43 \text{ кА.}$$

– в точке К3 (максимальный режим):

$$I_{K3\text{макс}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,78 = 5,01 \text{ кА.}$$

– в точке К3 (минимальный режим):

$$I_{K3\text{мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,77 = 5,00 \text{ кА.}$$

«Все полученные в работе результаты расчёта токов КЗ в расчётных точках К1, К2 и К3 в максимальном и минимальном режимах работы подстанции, представлены в форме таблицы 4» [18].

Таблица 4 – «Результаты расчёта токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ для питания потребителей Минской области» [18]

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1 (110 кВ)	Точка К2 (35 кВ)	Точка К3 (10 кВ)
$I_{\text{кмакс}}^{(3)}$ , кА	9,30	2,82	5,78
$I_{\text{кмин}}^{(3)}$ , кА	8,97	2,81	5,77
$i_{\text{уд.макс}}$ , кА	23,67	5,58	10,22
$i_{\text{уд.мин}}$ , кА	22,83	5,56	10,20
$I_{\text{к.макс}}^{(2)}$ , кА	8,05	2,44	5,01
$I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ , кА	7,77	2,43	5,00

«Полученные результаты расчёта токов КЗ» [18] проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, используются в работе далее.



## 2.5 Выбор и расчёт проводников подстанции

Далее необходимо выбрать и проверить проводники, с целью питания подстанции 110/35/10 кВ от энергосистемы, а также для обеспечения передачи электроэнергии внутри самой электроустановки.

Ранее в работе было установлено, что среди потребителей проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, преобладает вторая категории надёжности, поэтому вся подстанция требует двух независимых источников питания от энергосистемы, которые в работе предполагается выполнить в виде воздушных линий электропередачи с питанием ОРУ-110 кВ подстанции.

В работе необходимо провести выбор и проверку следующих проводников:

- «питающей воздушной линии напряжением 110 кВ;
- отходящих воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ» [19].

Предлагается ввести в эксплуатацию новые современные проводники марки СИП следующих классов [19]:

- для питающей линии 110 кВ – провод марки СИП-7;
- для отходящих воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ – провода марки СИП-3.

Известно, что самонесущие изолированные провода (СИП) представляют собой электрические провода, которые имеют встроенную изоляцию и способны самостоятельно нести свой механический вес, а также поддерживать необходимое натяжение и «стрелу провеса» между поддерживающими стойками.

Установлено, что технология проводов СИП имеет ряд важнейших технических преимуществ, а именно:

- провода марки СИП сокращают необходимость в дополнительных поддерживающих структурах, таких как мачты и стойки, что позволяет экономить материалы и ресурсы;

- провода СИП спроектированы с учётом влияния на их механическую прочность различных климатических условий, включая перепады температуры, ветер, снег, дождь, а также воздействие ультрафиолетового излучения;
- провода СИП быстро монтируются, так как не требуют сложной конструкции траверс, натяжителей, коушей и изоляторов для их поддержки;
- провода СИП снижают операционные расходы за счет уменьшения необходимости в регулярной их замене и обслуживании;
- провода СИП могут быть использованы для построения сетей в различных территориальных условиях, включая использование в населённых пунктах, что актуально в данной работе;
- за счет минимизации необходимости строительства дополнительных опорных структур, применение проводов СИП снижает негативное воздействие на окружающую природную среду.

Приведённые технические преимущества проводов СИП делают их важным решением для различных электротехнических проектов, где требуется передача электроэнергии через большие расстояния с учётом безопасности и надёжности.

Одним из современных разработок проводов СИП являются провода марок СИП-3 и СИП-7, которые выбраны для применения в сетях 110 кВ (СИП-7), а также 35 кВ и 10 кВ (СИП-3).

Конструкция современных изолированных проводов марки СИП-3 и СИП-7, которые рекомендованы для применения на питающей 110 кВ и отходящих линиях 35 кВ и 10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, показаны на рисунке 6.

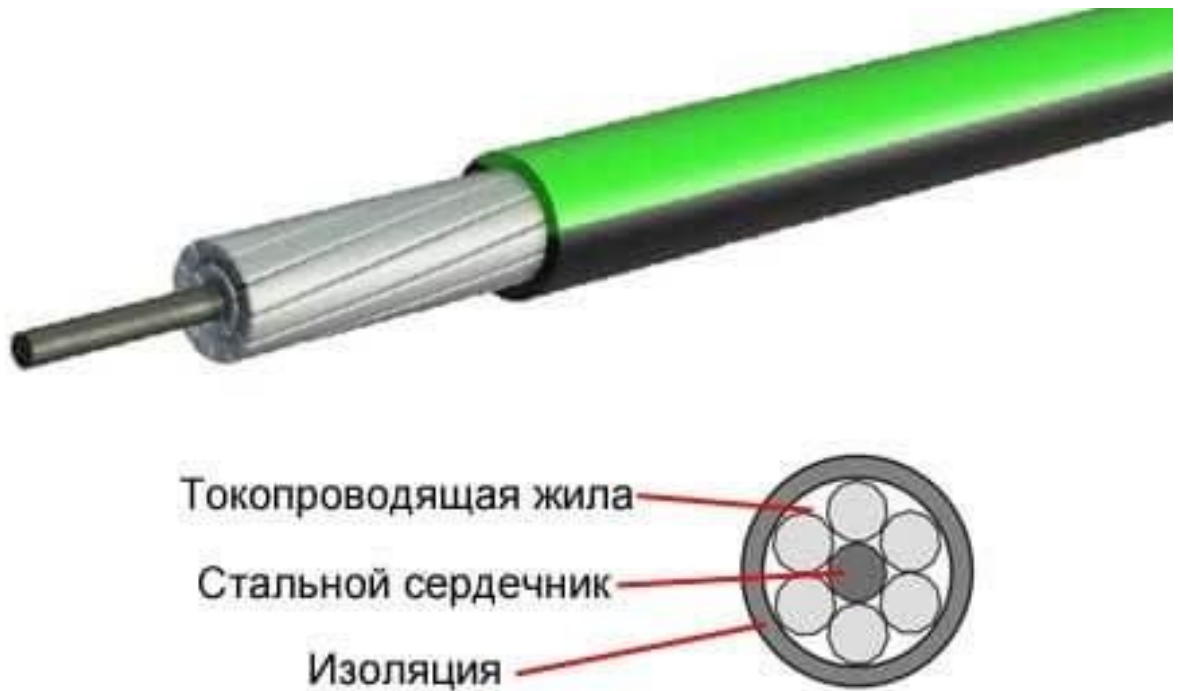


Рисунок 6 – Конструкция современных изолированных проводов марки СИП-3 и СИП-7, которые рекомендованы для применения на питающей 110 кВ и отходящих линиях 35 кВ и 10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области

Проводится практический выбор сечения провода питающей воздушной линии 110кВ.

«Известно, что выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 110 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ) подстанции, осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [19]:

$$F_9 = \frac{I_p}{j_9}, \quad (20)$$

где « $j_9$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [18].

«Расчётные токи нормального и максимального режимов работы рассчитаны в работе ранее» [18].

«После выбора проводников воздушных линий, необходимо провести их проверку на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [2]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (21)$$

где « $I_{доп}$  – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [18].

«Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы» [2]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (22)$$

где « $I_{p.max}$  – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А» [2].

«Кроме того, по механической прочности проводники воздушных линий должны быть не меньшего сечения чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии» [18]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (23)$$

«Таким образом, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых в разделе 3 [18], а также принимая во внимание климатические условия, минимальные сечения проводов АС:

– для линий 110 кВ – не менее 120 мм<sup>2</sup>;

- для линий 35 кВ – не менее 50 мм<sup>2</sup>;
- для линий 10 кВ – не менее 25 мм<sup>2</sup>» [18].

«Расчётное минимальное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, по условию экономической плотности тока» [16]:

$$F_9 = \frac{24,7}{1,1} = 22,45 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, для новой питающей ВЛ-110 кВ, принято стандартное сечение, равное 120 мм<sup>2</sup> (провод марки СИП-7 1×120-110).

«Проверка сечения провода новой ВЛ-110 кВ по току нормального режима выполняется» [19]:

$$390 \text{ A} \geq 24,7 \text{ A}.$$

«Проверка проводов питающей ВЛ-110 кВ по максимальному току ПАВ режима выполняется» [18]:

$$390 \text{ A} \geq 34,58 \text{ A}.$$

«Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, по условию коронирующего разряда и механической прочности по гололёду и ветру также выполняется» [14]:

$$120 \text{ мм}^2 = 120 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, в качестве питающей линии принята двухцепная воздушная линия электропередачи, выполненная с использованием провода марки СИП-7 1×120-110.

«Выбор и проверка сечений проводов отходящих линий напряжением 35 кВ и 10 кВ ТП-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, выполнены по аналогичной методике с приведением полученных результатов в таблице 5» [18].

Таблица 5 – «Результаты выбора сечения проводов питающей воздушной линии 110 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ ТП-110/35/10 кВ» [18] для питания потребителей Минской области

Линия	$I_p$ , А	$I_{p,max}$ , А	Марка провода	$I_{доп}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ-Т1	24,70	34,58	СИП-7 1×120-110	390
ВЛ-110 кВ-Т2	24,70	34,58	СИП-7 1×120-110	390
Распределительные ВЛ-35 кВ				
Машиностроение и металлообработка (6500 кВА)	53,61	107,22	СИП-3 1×50-35	210
Производство стройматериалов (3100 кВА)	25,57	51,14	СИП-3 1×50-35	210
Пищевая промышленность (2500 кВА)	20,62	41,24	СИП-3 1×50-35	210
Освещение и бытовая нагрузка (2000 кВА)	32,99	-	СИП-3 1×50-35	210
Распределительные ВЛ-10 кВ				
Деревообрабатывающее предприятие (2400 кВА)	69,28	138,56	СИП-3 1×50-10	240
Освещение и бытовая нагрузка (1800 кВА)	103,92	-	СИП-3 1×95-10	310
Освещение и бытовая нагрузка (1200 кВА)	69,28	-	СИП-3 1×50-10	240
Освещение и бытовая нагрузка (550 кВА)	31,75	-	СИП-3 1×25-10	160
Освещение и бытовая нагрузка (900 кВА)	51,96	-	СИП-3 1×50-10	240

Результаты выбора проводников показаны в графической части работы.

## 2.6 Выбор и расчёт основного оборудования подстанции

Для выбора типономиналов электрических аппаратов, далее в работе приводится выбор типов РУ для применения на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ.

В выбранные РУ будут установлены новые электрические аппараты напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ.

В результате проведения анализа параметров и конструктивных особенностей РУ различных типов для применения на проектируемой ПС-110/35/10 кВ, установлено следующее:

- к устаревшим типам относится оборудование с масляной изоляцией и многие устаревшие разработки с воздушной изоляцией. Применение данных типов оборудования в современных РУ не рекомендуется;
- к наиболее перспективным современным типам относится оборудование с вакуумной и элегазовой изоляцией. Применение данных типов оборудования рекомендовано в современных РУ всех классов напряжения.

Согласно исходным данным на выполнение работы, на объекте проектирования следует применять следующие типы РУ, относящиеся к новейшим типам, а именно:

- для РУ 110 кВ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ);
- для РУ-35 кВ и РУ-10 кВ – комплектное закрытое распределительное устройство с вакуумной изоляцией.

В результате проведения анализа, для применения в РУ-110 кВ выбирается современное КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» (Великолукский завод электротехнического оборудования) [20].

Данное КРУЭ было разработано в 2021 году и в данный момент является наиболее совершенным типом РУ с элегазовой изоляцией, выпускаемое в Российской Федерации [20].

В основу разработки КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» легло разработанное и опробованное КРУЭ-35кВ данного производителя (выпускается с 2009 года) [20].

Установлено, что КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» – надёжное, компактное и долговечное, рассчитано на большие рабочие токи, следовательно, его выбор в работе актуален [20].

Выбранное КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» предназначено для внутренней установки, поэтому оно расположено в соответствующем сооружении на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ.

Кроме того, КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» предлагается укомплектовать элегазовым оборудованием того же завода-изготовителя, которым комплектуется данное КРУЭ-110 кВ.

Выбор и проверка основного оборудования КРУЭ-110 кВ осуществляется в работе далее.

Для РУ-35 кВ выбирается для применения «комплектное распределительное устройство КYN61-40.5(Z)» производства ЗАО «ЗЭТО» [20].

Это – новейшая разработка ячеек КРУ на напряжение 35 кВ с вакуумной изоляцией.

Такие ячейки надёжны, экономичны и компактны, а также требуют минимум обслуживания и ремонта, поэтому их выбор является обоснованным.

Данные ячейки предназначены для внутренней установки, поэтому они устанавливаются в соответствующем помещении РУ-35 кВ, расположенном на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ [20].

В работе далее также предложено укомплектовать данные ячейки оборудованием этого же завода-изготовителя (ЗАО «ЗЭТО») [20].

Для РУ-10 кВ выбирается для применения «комплектное распределительное устройство с выкатным элементом КРУ-ZETO-10» производства ЗАО «ЗЭТО» [9].

Данное КРУ является новейшей разработкой на напряжение 6(10) кВ с вакуумной изоляцией [9].

Такие ячейки надёжны, экономичны и компактны, а также требуют минимум обслуживания и ремонта, поэтому их выбор является обоснованным.

Данные ячейки предназначены для внутренней установки, поэтому они устанавливаются в соответствующем помещении РУ-10 кВ, расположенном на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ [10].



В работе далее также предложено укомплектовать данные ячейки оборудованием этого же завода-изготовителя (ЗАО «ЗЭТО») [10].

Таким образом, в работе выбраны все типы РУ одного завода-изготовителя – ЗАО «ЗЭТО».

Также данные ячейки, по возможности, будут укомплектованы оборудованием этого же завода-изготовителя (выбирается в работе далее).

Данный аспект значительно упрощает логистику, монтаж, эксплуатацию оборудования на объекте проектирования, а также позволяет сэкономить денежные средства за счёт сокращения перевозок оборудования и гибкой системы скидок.

Далее в работе проводится выбор и расчёт основного оборудования распределительных устройств подстанции ПС-110/35/10 кВ.

Согласно исходным данным на выполнение работы, в РУ проектируемой подстанции ПС-110/35/10 кВ следует установить аппаратуру следующего типа:

- в РУ-110 кВ – с элегазовой изоляцией;
- в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ – с вакуумной изоляцией.

Ранее в работе были выбраны соответствующие ячейки РУ всех классов напряжения (все – производства ЗАО «ЗЭТО»). При выборе оборудования также следует стремиться к выбору ячеек этого завода-изготовителя.

«Для защиты и коммутации оборудования на проектируемой ПС-110/35/10 кВ в РУ-110 кВ устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки» [3] ВГТ-110-31,5/2000 (завод-изготовитель – ЗАО «ЗЭТО») [3].

При этом выбирается модификация и комплектация данного выключателя для установки в помещении КРУЭ-110 кВ проектируемой подстанции.

«Выбор высоковольтных выключателей осуществляется по номинальному напряжению» [3]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (24)$$

«Выбор выключателей проводится по максимальному рабочему току» [3]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (25)$$

«Проверка выключателя на симметричный ток отключения» [3]:

$$I_{пт} \leq I_{откн.н}. \quad (26)$$

«где  $I_{пт}$  – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов;

$I_{откн.н}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА» [3].

«Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [3]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (27)$$

«где  $i_{ат}$  – значение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов;

$\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов» [3].

«Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов» [3]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (28)$$

«где  $t_{з.мин}$  – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в}$  – собственное время отключения выключателя, с» [3].

«На электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [3]:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (29)$$

«где  $i_{np.c}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

$i_y$  – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [3].

«Проверка на термическую стойкость по значению теплового импульса» [2]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (30)$$

«где  $B_k$  – тепловой импульс,  $A^2 \cdot c$ ;

$I_T$  – ток термической устойчивости,  $A^2 \cdot c$ ;

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости, с»

[3].

«Тепловой импульс определяется по известному выражению» [3]:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (31)$$

«По приведённым формулам (24) – (31), проводится выбор и проверка вводных выключателей высокого напряжения для установки в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ» [20] и РУ-10 кВ проектируемой подстанции (таблица 6).

В работе приняты следующие решения по выбору вводных выключателей высокого напряжения:

- вводы 1 и 2, 110 кВ: выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые);

- вводы 1 и 2, 35 кВ: выключатели РУ-35кВ: ВБПК-35-25/1600 УХЛ2 (вакуумные);
- вводы 1 и 2, 10 кВ выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000 (вакуумные).

Таким образом, при установке данного современного оборудования в соответствующих РУ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ, будут значительно повышены показатели надёжности, коммутационной способности, селективности, обеспечения бесперебойного питания, а также экономичности и электробезопасности.

Таблица 6 – «Результаты выбора вводных выключателей высокого напряжения для установки в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на ПС-110/35/10 кВ» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 9,3 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели РУ-35кВ: ВБПК-35-25/1600 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 146,54 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 249,16 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,23 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

Аналогично проведены «выбор и проверка линейных выключателей РУ-35 кВ и РУ-10 кВ проектируемой подстанции (таблица 7)» [14].

Таблица 7 – «Результаты выбора линейных выключателей высокого напряжения для установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на ПС-110/35/10 кВ» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Линейные присоединения 35 кВ			
Машиностроение и металлообработка (6500 кВА), выключатели РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 107,22 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
Машиностроение и металлообработка (6500 кВА), выключатели РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 51,14 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
Пищевая промышленность (2500 кВА), выключатели РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 41,24 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
Освещение и бытовая нагрузка (2000 кВА), выключатели РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 32,99 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,82 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 25 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$
Деревообрабатывающее предприятие (2400 кВА), выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/630 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 138,56 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1875 \text{ кА}^2\text{с.}$

Продолжение таблицы 7

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Освещение и бытовая нагрузка (1800 кВА), выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 103,92 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,2 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Освещение и бытовая нагрузка (1200 кВА), выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 69,28 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 100,2 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Освещение и бытовая нагрузка (550 кВА), выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 31,75 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 100,2 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Освещение и бытовая нагрузка (900 кВА), выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 51,96 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 100,2 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Далее проводится выбор и проверка новых разъединителей по условиям установки в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ на ПС-110/35/10 кВ.

В работе для установки в РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ выбираются новые современные разъединители марки РГ-16-110/1000 УХЛ1 (модификация – для КРУЭ), для установки в РУ-35 кВ – разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»») [20]. При этом в РУ-10 кВ вместо разъединителей используются втычные контакты ячеек КРУ.

«Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ» [13].

«Результаты выбора и проверочного расчёта разъединителей в РУ-110 кВ и в РУ-35 кВ на ПС-110/35/10 кВ, представлены в работе в таблице 8» [13].

Таблица 8 – «Результаты выбора и проверочного расчёта разъединителей РУ-110 кВ и РУ-35 кВ для установки на проектируемой ПС-110/35/10 кВ» [13]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители РУ-110 кВ: РГ-16-110/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Разъединители РУ-35 кВ: РГ-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 146,54 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

В РУ-10 кВ подстанции разъединители не требуются, они заменены втычными контактами выбранных ячеек.

Далее проводится выбор и проверка измерительных трансформаторов для установки в РУ проектируемой ПС-110/35/10 кВ.

Известно, что «измерительные трансформаторы напряжения и тока выбирают по номинальному напряжению  $U_{ном}$ , номинальному первичному току  $I_{1ном}$ , номинальному вторичному току  $I_{2ном}$ , классу точности» [13]:

$$U_c \leq U_{ном}, \quad (32)$$

$$S_2 \leq S_{ном}, \quad (33)$$

где « $S_2$  – суммарная мощность, потребляемая катушками приборов и

реле, а также РЗиА, получающим питание от измерительных трансформаторов тока и напряжения» [18].

В РУ-110 кВ и РУ-35 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, трансформаторы тока являются конструктивно встроенными в выключатели высокого напряжения, поэтому их отдельный выбор в работе не проводится.

На стороне 10 кВ для применения в ячейках КРУ-10 кВ, выбираются трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21.

Результаты проверки выбранного ТТ на соответствие установки в РУ-10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты проверки трансформаторов тока для установки в РУ-10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области

Тип ТН	Схема ТТ	Мощность на один ТТ, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \sum}$ , ВА
ТОЛ-СЭЩ-10-21	«неполная звезда»	30	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Для применения в РУ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, принимаются следующие трансформаторы напряжения (ТН):

- в РУ-110 кВ – ТН с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110/УХЛ1;
- в РУ-35 кВ – ТН марки ЗНОМ-35;
- в РУ-10 кВ – ТН марки НАМИТ-10.

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения для установки в РУ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, представлены в форме сводной таблицы 10.



Таблица 10 – Результаты проверки трансформаторов напряжения для установки в проектируемой ПС-110/35/10 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ЗНОГ-110/УХЛ1	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
ЗНОМ-35	2	250/2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{500,0}{\leq 500,0}$
НАМИТ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

«Всё выбранное оборудование для установки в проектируемой ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе» [14].

Таким образом, оно может быть принято к установке в соответствующих распределительных устройствах объекта проектирования.

Выводы по разделу 2.

Проведено практическое проектирование и выбор основных элементов ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

В результате проведения анализа наиболее рациональных вариантов, выбраны схемные решения для применения на подстанции.

В результате проведения расчётов в работе установлено, что на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ целесообразно установить два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной (паспортной) мощностью  $S_{ном.т} = 25$  МВА.

Выбранные трансформаторы проверены на «нагрузочную способность в нормальном режиме, а также на условия допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы.

Проведён расчёт токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ» [15] проектируемой подстанции 110/35/10 кВ.

Проведён расчёт нормальных рабочих токов следующих присоединений проектируемой ПС-110/35/10 кВ:

- вводные присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- секционные присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- линейные присоединения 35 кВ и 10 кВ.

Выбраны сечения новых современных проводников марки СИП следующих классов [14]:

- для питающей линии 110 кВ – провод марки СИП-7;
- для отходящих воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ – провода марки СИП-3.

В результате проведения анализа, для применения в РУ-110 кВ выбрано современное КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» (Великолукский завод электротехнического оборудования).

Для РУ-35 кВ выбрано для применения «комплектное распределительное устройство КYN61-40.5(Z)» производства ЗАО «ЗЭТО».

Для РУ-10 кВ выбрано для применения «комплектное распределительное устройство с выкатным элементом КРУ-ZETO-10» производства ЗАО «ЗЭТО».

Выбрано оборудование для применения в распределительных устройствах подстанции.

На вводных присоединениях выбраны и проверены такие типы выключателей высокого напряжения:

- РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/1600 УХЛ2 (вакуумные);
- РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000 (вакуумные).

Для защиты отходящих линий выбраны и проверены следующие выключатели:

- в РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные) – для защиты всех отходящих линий;
- в РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные) – для защиты всех отходящих линий.

«В работе для установки в РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ выбраны новые современные разъединители марки РГ-16-110/1000 УХЛ1 (модификация – для КРУЭ), для установки в РУ-35 кВ – разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»)» [20].

Для применения в РУ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, приняты следующие трансформаторы напряжения (ТН):

- в РУ-110 кВ – ТН с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110/УХЛ1;
- в РУ-35 кВ – ТН марки ЗНОМ-35;
- в РУ-10 кВ – ТН марки НАМИТ-10.

В РУ-110 кВ и РУ-35 кВ трансформаторы тока являются конструктивно встроенными в выключатели высокого напряжения, поэтому их отдельный выбор в работе не проводился.

На стороне 10 кВ для применения в ячейках КРУ-10 кВ, выбраны трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21.

Все принятые решения подтверждены расчётным путём.

### **3 Расчёт молниезащиты, защиты от перенапряжений и заземления подстанции**

#### **3.1 Расчет защиты подстанции от перенапряжений**

Далее проводится расчёт и выбор устройств защиты распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ проектируемой подстанции 110/35/10 кВ от перенапряжений.

В работе защита распределительных устройств подстанции 110/35/10 кВ осуществляется ограничителями перенапряжений (ОПН).

Современные разработки ОПН, в отличие от вентильных и трубчатых разрядников, имеют значительные преимущества: более высокая надёжность, взрывобезопасность, герметичность, минимальные габариты, простота монтажа, обслуживания и ремонта, более высокие разрядные характеристики, высокая работоспособность в загрязнённых условиях [14].

«Известно, что ОПН выбирают по номинальному напряжению сети, в которую они устанавливаются, а также по максимальному рабочему току и соответствию термической и динамической стойкости» [14].

Таким образом, в работе требуется провести полный выбор и проверку ограничителей перенапряжения для установки в распределительных устройствах проектируемой ПС-110/35/10 кВ.

«Для установки в распределительных устройствах ПС-110/35/10 кВ выбираются ограничители перенапряжения следующих типов и марок:

- для установки в РУ-110 кВ – ОПН типа ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1 УХЛ1 (завод-изготовитель – ООО «Южноуральская изоляторная компания»);
- для установки в РУ-35 кВ – ОПН типа ОПН-П-35/38/10/0,8 УХЛ1 (завод-изготовитель – ООО «Южноуральская изоляторная компания»);

– для установки в РУ-10 кВ – ОПН типа ОПН-П-10/12,7/10/1,1 УХЛ1 (завод-изготовитель – ООО «Южноуральская изоляторная компания»)» [15].

«Результаты выбора ОПН для установки в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ для питания потребителей Минской области, представлены в таблице 11» [14].

Таблица 11 – Результаты выбора ОПН для установки в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ проектируемой ПС-110/35/10 кВ для питания потребителей Минской области

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
РУ-110 кВ: ОПН типа ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А.}$	$I_{ном} = 800 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 146 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 146^2 \cdot 3 = 63948 \text{ кА}^2\text{с.}$
РУ-35 кВ: ОПН типа ОПН-П-35/38/10/0,8 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 146,54 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,58 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 38 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,82^2 \cdot 3 = 23,86 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 38^2 \cdot 3 = 4332 \text{ кА}^2\text{с.}$
РУ-10 кВ: ОПН типа ОПН-П-10/12,7/10/1,1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 249,16 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 10 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 12,7 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,23 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 12,7^2 \cdot 3 = 483,87 \text{ кА}^2\text{с.}$

Все рекомендованные к установке ограничители перенапряжения соответствуют требованиям нормативных документов, предъявляемых к аппаратам защиты от перенапряжений в распределительных устройствах подстанций [14].

### 3.2 Расчёт молниезащиты подстанции

«Как известно, от прямых ударов молнии электроустановки подстанции защищаются стержневыми молниеотводами.

Правильно выполненная молниезащита надежно защищает объект и, тем самым, значительно повышает его эксплуатационный показатели, а также значительно снижает вероятность возникновения аварий в результате прямых ударов молнии.

На ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, устанавливаются молниеотводы непосредственно на порталах, присоединенных к заземляющему контуру подстанции» [7].

Молниезащита подстанции осуществляется ограничителями перенапряжений следующих марок, выбранными в работе ранее: в РУ-110 кВ – ОПН типа ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1, в РУ-35 кВ – ОПН типа ОПН-П-35/38/10/0,8 УХЛ1, в РУ-10 кВ – ОПН типа ОПН-П-10/12,7/10/1,1, а также стержневыми молниеотводами.

«Молниеотводы защищают оборудование РУ и здания подстанции от прямых ударов молнии. Молниеотводы устанавливаются на конструкциях и порталах проектируемой подстанции 110/35/10 кВ.

Высота молниеотводов в РУ-110 кВ равна 30 м, отдельностоящих молниеотводов – 33 м.

Данные условия принимаются в качестве максимальной расчетной высоты объекта.

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода, м, на расчетной высоте определяется» [18]:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (34)$$

«где  $h$  – высота молниеотвода, м;

$h_x$  – расчетная высота, м» [18].

«Коэффициент  $p$  определяется по формуле» [14]:

$$P = \frac{5,5}{\sqrt{h_a}}, \quad (35)$$

«где  $h_a$  – активной части молниеотвода, м» [14].

«Высота активной части определяется по формуле» [14]:

$$h_a = h - h_x, \quad (36)$$

«Наименьшая ширина зоны защиты  $2b_x$ , м, определяется далее.

Для двух молниеотводов одной высоты» [14]:

$$2b_x = 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \quad (37)$$

«где  $h_a$  – разность между высотой молниеотвода и расчетной высотой,

м;

$a$  – расстояние между двумя молниеотводами, м» [14].

«Высота защищенной точки посередине между молниеотводами будет определяться по формуле» [14]:

$$h_0 = h - \frac{a}{7 \cdot p}, \quad (38)$$

«Рассчитывается зона защиты молниеотводов М1 и М2 на высоте 17 м и 7,9 м.

Расчётная высота молниеотводов принимается равной 33 м.

Определяется коэффициент» [14]:

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33-17}} = 1,375.$$

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33-7,9}} = 1,1.$$

«Радиус зоны защиты каждого молниеотвода на высоте 17 м» [14]:

$$r_x = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33-17}{33+17} \cdot 1,375 = 23,5 \text{ м.}$$

«Радиус зоны защиты каждого молниеотвода на высоте 7,9 м» [14]:

$$r_x = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33-7,9}{33+7,9} \cdot 1,1 = 35,6 \text{ м.}$$

«Наименьшая ширина зоны защиты двух молниеотводов подстанции на расчётной высоте 17 м» [14]:

$$2b_x = 4 \cdot 23,5 \cdot \frac{7 \cdot 16 - 92,5}{14 \cdot 16 + 92,5} = 5,8 \text{ м.}$$

«Наименьшая ширина зоны защиты двух молниеотводов на расчётной высоте 7,9 м» [14]:

$$2b_x = 4 \cdot 35,6 \cdot \frac{7 \cdot 25,1 - 92,5}{14 \cdot 25,1 + 92,5} = 26,7 \text{ м.}$$

«Проверка выполнения условия (39) на высоте 17 м» [14]:

$$D = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,375 \cdot (33 - 17) = 176 \text{ м.}$$



«Проверка выполнения условия (39) на высоте 7,9 м» [14]:

$$D = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,1 \cdot (33 - 7,9) = 221 \text{ м}.$$

«Результаты расчетов для остальных пар молниеотводов показаны на графическом листе 6» [14].

### 3.3 Расчёт заземления подстанции

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции на подстанции предусматривается защитное заземление.

Согласно исходным данным на выполнение работы установлено, что в месте сооружения заземления сопротивление верхнего слоя грунта равно 100 Ом, а нижнего – 380 Ом.

Сопротивление заземляющего контура [18]:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{(L_2 + L_B)}, \quad (39)$$

где  $S$  – площадь заземляющего контура, м<sup>2</sup>;

$L_B$  – общая длина вертикальных электродов, м;

$L_2$  – общая длина горизонтальных электродов, м;

$\rho$  – эквивалентное сопротивление грунта, согласно исходным данным на выполнение работы, принимается равным 100 Ом·м;

$l_B$  – длина вертикальных заземлителей, м;

$h_2$  – глубина заложения горизонтальных электродов, м.

При этом:

$$A = \frac{0,444 - 0,84 \cdot (l_B + h_T)}{\sqrt{S}}, \quad (40)$$

Исходя из этого, для условий подстанции:

$$A = \left[ \frac{0,444 - 0,84 \cdot (2,5 + 0,7)}{\sqrt{21600}} \right] = 0,015.$$

$$R_3 = \frac{0,015 \cdot 100}{\sqrt{21600}} + \frac{100}{(11044 + 377,5)} = 0,018 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контура заземления должно быть не более 0,5 Ом [5]:

$$R_3 \leq [R_3] = 0,5 \text{ Ом}. \quad (41)$$

Для условий подстанции данное условие выполняется:

$$0,018 \text{ Ом} \leq [R_3] = 0,5 \text{ Ом}.$$

Количество электродов, расположенных по периметру подстанции:

$$n_{\Pi} = \frac{L_{\Pi}}{a}, \quad (42)$$

где  $L_{\Pi}$  – периметр подстанции, м;

$a$  – расстояние между электродами в контуре заземления, м.

В числовом виде по условию (42) для проектируемой подстанции переменного тока 110/35/10 кВ:

$$n_{\Pi} = \frac{585}{5} = 117 \text{ шт.}$$

Принимается число вертикальных электродов, равное 117 единицам.

«Расчетное значение напряжения прикосновения определяется из выражения» [14]:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{к}} \cdot R_{\text{з}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (43)$$

«где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прикосновения» [14].

«Коэффициент прикосновения определяется по условию» [13]:

$$K_{\text{пр}} = M \cdot \beta \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{т}}} \right)^{0,45}, \quad (44)$$

«где  $M$  – коэффициент, определяемый по [13];

$\beta$  – коэффициент, характеризующий условия контакта человека с землей» [13].

«Коэффициент, характеризующий условия контакта человека с землей, определяется по следующему условию» [14]:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (45)$$

«где  $R_{\text{ч}}$  – сопротивление человека, принимается 1000 Ом;

$R_{\text{с}}$  – сопротивление растекания тока со ступней человека, 7500 Ом» [14].

«Для условий подстанции определяется коэффициент, характеризующий условия контакта человека с землей по (45)» [14]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 7500} = 0,12.$$

«Коэффициент прикосновения по (44)» [14]:

$$K_{np} = 0,75 \cdot 0,12 \cdot \left( \frac{5 \cdot \sqrt{21600}}{2,5 \cdot 11044} \right)^{0,45} = 0,02.$$

«Напряжение прикосновения по (43)» [14]:

$$U_{np} = 25000 \cdot 0,018 \cdot 0,02 = 9 \text{ В.}$$

«При этом напряжение прикосновения в рассчитанном контуре заземления должно быть не более 100 Ом» [14]:

$$U_{np} \leq U_{np.дон} = 100 \text{ В.} \quad (46)$$

Необходимое условие для рассчитанного контура заземления подстанции в работе по (46), выполняется:

$$U_{np} = 9 \text{ В} \leq U_{np.дон} = 100 \text{ В.}$$

Таким образом, рассчитанный контур заземления подстанции 110/35/10 кВ обеспечит необходимые условия защиты, следовательно, его можно применить на данном объекте.

Контур заземления подстанции 110/35/10 кВ показан в работе вместе с молниезащитой на графическом листе 6.

Выводы по разделу 3.

В работе проведён практический расчёт заземления и молниезащиты ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Рассчитана и проверена система заземления ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, необходимая

для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала во всех распределительных устройствах подстанции при возникновении аварийных ситуаций, связанных с явлением утечки токов на землю.

Также рассчитана и проверена система молниезащиты для установки на ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Таким образом, зона и радиус защитного сектора молниезащиты ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, удовлетворяет требуемым условиям и нормам.

Следовательно, рассчитанный комплекс на объекте исследования, который включает устройства защиты от внешних и внутренних перенапряжений, а также защиту персонала от поражения электрическим током, является необходимым и достаточным для внедрения на данной понизительной подстанции 110/35/10 кВ.

## Заключение

В работе осуществлено проектирование понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, с дополнительным расчётом молниезащиты, защиты распределительных устройств от перенапряжений, а также заземления подстанции.

На первом этапе работы, с целью уточнения технических условий, необходимых для качественного проектирования подстанции 110/35/10 кВ, необходимой для питания потребителей Минской области, проведён анализ следующих исходных данных:

- приведена исходная информация по основным независимым источникам питания объекта проектирования;
- приведены основные технические данные проектируемой понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ и энергосистемы, необходимые для выполнения работы;
- приведены технические данные максимальных проектных нагрузок, которые получают питание от проектируемой трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ.

В результате проведения расчётов в работе установлено, что на проектируемой подстанции 110/35/10 кВ целесообразно установить два силовых трансформатора марки ТДТН-25000/110 с номинальной (паспортной) мощностью  $S_{ном.т}=25$  МВА. Выбранные трансформаторы проверены на «нагрузочную способность в нормальном режиме, а также на условия допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы. Проведён расчёт токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ» [14] проектируемой подстанции 110/35/10 кВ.

Проведён расчёт нормальных рабочих токов следующих присоединений ПС-110/35/10 кВ: вводные присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, секционные

присоединения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, а также линейные присоединения 35 кВ и 10 кВ.

Выбраны сечения новых современных проводников марки СИП следующих классов [14]:

- для питающей линии 110 кВ – провод марки СИП-7;
- для отходящих воздушных линий напряжением 35 кВ и 10 кВ – провода марки СИП-3.

В результате проведения анализа, для применения в РУ-110 кВ выбрано современное КРУЭ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» (Великолукский завод электротехнического оборудования). Для РУ-35 кВ выбрано для применения «комплектное распределительное устройство КYN61-40.5(Z)» производства ЗАО «ЗЭТО». Для РУ-10 кВ выбрано для применения «комплектное распределительное устройство с выкатным элементом КРУ-ZETO-10» производства ЗАО «ЗЭТО». Выбрано оборудование для применения в распределительных устройствах подстанции. На вводных присоединениях выбраны и проверены такие типы выключателей высокого напряжения:

- РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/1600 УХЛ2 (вакуумные);
- РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000 (вакуумные).

Для защиты отходящих линий выбраны и проверены следующие выключатели:

- в РУ-35 кВ: ВБПК-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные) – для защиты всех отходящих линий;
- в РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/630 (вакуумные) – для защиты всех отходящих линий.

Для применения в РУ проектируемой ПС-110/35/10 кВ, приняты следующие трансформаторы напряжения (ТН):

- в РУ-110 кВ – ТН с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110/УХЛ1;
- в РУ-35 кВ – ТН марки ЗНОМ-35;

– в РУ-10 кВ – ТН марки НАМИТ-10.

В РУ-110 кВ и РУ-35 кВ трансформаторы тока являются конструктивно встроенными в выключатели высокого напряжения, поэтому их отдельный выбор в работе не проводился. На стороне 10 кВ для применения в ячейках КРУ-10 кВ, выбраны трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21.

Выбраны схемные решения для применения на подстанции.

В работе проведён практический расчёт заземления и молниезащиты ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Рассчитана и проверена система заземления ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, необходимая для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала во всех распределительных устройствах подстанции при возникновении аварийных ситуаций, связанных с явлением утечки токов на землю.

Также рассчитана и проверена система молниезащиты для установки на ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области.

Таким образом, зона и радиус защитного сектора молниезащиты ПС-110/35/10 кВ, предназначенной для питания потребителей Минской области, удовлетворяет требуемым условиям и нормам.

Следовательно, рассчитанный комплекс на объекте исследования, который включает устройства защиты от внешних и внутренних перенапряжений, а также защиту персонала от поражения электрическим током, является необходимым и достаточным для внедрения на понизительной подстанции 110/35/10 кВ.

Таким образом, в работе разработан проект новой понизительной подстанции 110/35/10 кВ, с учётом надёжности, экономичности, безопасности, с применением современных технических решений.



## Список используемых источников

1. Абрамова Е.Я. Электроснабжение промышленных предприятий. Электронный ресурс]: URL: <https://ka.z-library.se/book/3097396/90277a/Электроснабжение-промышленных-предприятий.html> (дата обращения: 18.11.2023).
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Изд. Форум, 2019. 415 с.
3. Высоковольтное электрооборудование. [Электронный ресурс]: URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/> (дата обращения: 21.11.2023).
4. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4294845/4294845729.pdf> (дата обращения: 21.11.2023).
5. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 15.08.2023).
6. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 24.11.2023).
7. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 23.11.2023).
8. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: КноРус, 2019. 236 с.
9. Комплектное распределительное устройство с выкатным элементом KYN61-40.5(Z) от ЗАО «ЗЭТО». [Электронный ресурс]: URL:

<https://www.elec.ru/library/manuals/komplektnoe-raspredelitelnoe-ustrojstvo-KYN.html> (дата обращения: 14.10.2023).

10. КРУ ZETO-6(10) кВ - ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]: URL: <https://zeto.ru/kru-zeto-na-6-10-i-20-kv/> (дата обращения: 14.10.2023).

11. Минская ТЭЦ-2. [Электронный ресурс]: URL: <http://operby.com/minskaya-tes-2.html> (дата обращения: 14.10.2023).

12. Минская ТЭЦ-3. [Электронный ресурс]: URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:9b20d8eb-7a0e-4e1f-a02a-a3402c785eba/ref-minskaya-tes-ru.pdf> (дата обращения: 14.10.2023).

13. Михеев Г В. Ресурсосберегающая диагностика высоковольтного электрооборудования. [Электронный ресурс]: URL: <https://knigism.online/view/484859> (дата обращения: 21.11.2023).

14. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

15. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 14.10.2023).

16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15.12.2020г). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.

17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

18. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

19. Провод марки СИП – его виды и классификация. [Электронный ресурс]: URL: <https://elektrik-a.su/kabeli-i-provoda/silovye/provod-marki-sip-199> (дата обращения: 14.10.2023).

20. Элегазовое оборудование от ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/publications/elektricheskaja-generatsija/6993/> (дата обращения: 14.10.2023).