

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС 35/10кВ Круглое Могилёвских
электрических сетей

Обучающийся

Д.Э. Метельский

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Главная цель данной работы это создание проекта по «реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Круглое»» [7].

Такая реконструкция позволит повысить не только показатели надёжности, но и экономичности, безопасности и экологичности.

По известным нам данным из схемы понижающей подстанции и потребителей которые питаются от данной подстанции была проведена проверка всех проводников, и высоковольтного оборудования находящегося на подстанции и оборудования потребителей. А также произведён выбор новейшего оборудования, силового трансформатора, а также проводников на напряжение 10 и 35кВ.

Оборудование которое будет установлено на данной понижающей подстанции обладает высшими показателями экономичности и надёжности.

Путём расчётов было установлено современное оборудование удовлетворяющее всем требованиям, для того чтобы установить его на данной подстанции.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Исходных данные и задачи для проектирование..... | 6 |
| 1.1 Техническая характеристика оборудования и потребителей ПС-35/10 кВ «Круглое»..... | 6 |
| 1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС-35/10 кВ «Круглое» | 10 |
| 2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Круглое»..... | 13 |
| 2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Круглое»..... | 13 |
| 2.2 Расчёт электрических нагрузок ПС-35/10 кВ «Круглое» | 15 |
| 2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-35/10 кВ «Круглое» с учётом проведённой реконструкции | 19 |
| 2.4 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Круглое»..... | 24 |
| 2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Круглое» | 30 |
| 2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/10 кВ «Круглое» | 36 |
| 3 Расчёт релейной защиты, автоматики и молниезащиты подстанции..... | 42 |
| 3.1 Выбор блоков и уставок релейной защиты и автоматики | 42 |
| 3.2 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Круглое» | 57 |
| Заключение | 60 |
| Список используемых источников..... | 64 |

Введение

В настоящее время существует множество подстанций которые были построены с учётом потребителей на тот момент когда многие предприятия промышленности небыли так сильно развиты.

Предприятия расширяются и им требуется большее количество электроэнергии и многих понижающих подстанций уже не хватает для питания потребителей. Да и оборудование находящееся на понижающих подстанциях устаревает, начинает давать сбои, запчасти становится достать всё труднее – для ремонтов оборудования.

Устаревшее оборудование находящееся на понижающих подстанциях в основном масляное. Высоковольтные выключатели а также трансформаторы тока и напряжения. Что в плане экологии и экономичности в настоящее время нецелесообразно применять. К таким понижающим подстанциям относится и ПС-35/10кВ «Круглое».

Разработать проект реконструкции электрической части трансформаторной понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» главная цель данной работы.

Будет заменено устаревшее, изношенное оборудование на новейшее. А также установлено новое оборудование соответствующее требованиям безопасности, экономичности, экологии и надёжности.

Будут проведены расчёты при максимальных нагрузках токов короткого замыкания.

Согласно характеристикам потребителей и схемы электрических соединений на подстанции проведён выбор новейших коммутационных аппаратов, силового трансформатора, а также проводников на напряжение 10 и 35кВ. Которые обладают высшими показателями экономичности и надёжности.

Всё оборудование установленное на подстанции будет проверено по совместимости и надёжности при работе в аварийном режиме. Проверка оборудования будет основана на результате всех электрических нагрузок.

Трансформаторные подстанции в наше время должны быть так построены и сформированы чтобы соответствовать всем требованиям по передаче и распределению электрической энергии.

На таких подстанциях необходимо устанавливать новейшее оборудование которое не будет давать сбоев в работе и будет качественно выполнять свои задачи. По стороне 35 кВ будет установлена ремонтная перемычка.

Чтобы соответствовать всем требованиям на данной подстанции и будет проводится реконструкция.

Работа будет выполняться при использовании всех необходимых нормативных документов и положений. А также по существующему, согласованному заданию и плану.

1 Исходных данные и задачи для проектирование

1.1 Техническая характеристика оборудования и потребителей ПС-35/10 кВ «Круглое»

«Далее проводится техническая характеристика понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей до проведения реконструкции. Рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Круглое» является одной из основных потребительских подстанций Могилёвской области Республики Беларусь, обеспечивая питанием потребителей на номинальном напряжении 10 кВ» [5].

Могилевские электрические сети являются организационным и структурным объектом государственного значения «ОЭС Беларуси».

В структуру Могилёвских электрических сетей входит Могилёвский район электрических сетей (далее – Могилёвский РЭС). РЭС выполняет функции ремонтного, организационного и эксплуатационного подразделения, на балансе которого находится рассматриваемая в работе подстанция 35/10 кВ «Круглое».

Упомянутый выше Могилёвский РЭС организационно входит в структуру электрических сетей «ОЭС Беларуси», на его балансе есть сети и подстанции классов напряжения 0,4 – 110 кВ, образуя, таким образом, одну из распределительных веток и узлов объединённой энергосистемы Республики Беларусь.

Эта ветка связана также с энергосистемой Российской Федерации, образуя Единую Энергосистему двух стран. Таким образом, генерируемые мощности используются рационально на всех участках с учётом всех возможных режимов и перетоков.

Структура электрических сетей «ОЭС Беларуси», представляющая структуру энергосистемы Республики Беларусь, показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Структура энергосистемы Республики Беларусь

«Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Круглое» питается от энергосистемы двумя вводами с помощью воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ» [8].

«ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей до проведения реконструкции состояла из следующих элементов (графический лист 1)» [5]:

- «распределительное устройство 35 кВ (далее – ОРУ 35 кВ) – конструктивно выполнено открытым по двухлучевой радиальной схеме электроснабжения без применения ремонтной перемычки, в которой должны находиться коммутационные и (или) защитные аппараты» [11], однако они отсутствуют, что вносит определённые неудобства при проведении оперативных переключений, так как они осуществляются с питающей подстанции энергосистемы. Известно,

что такая схема не допустима для питания ответственных потребителей [11];

- «два силовых трансформатора ТМН-6300/35, обеспечивающих понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в РУ-10 кВ» [1];
- «распределительное устройство 10 кВ (КРУ-10 кВ) – выполнено комплектным наружной установки (далее – КРУН) по радиальной схеме электроснабжения с применением секционированной системы сборных шин без резервирования, так как секционный выключатель высокого напряжения в нормальном режиме работы включен, то есть в схеме предусмотрена параллельная работа системы сборных шин напряжением 10 кВ» [8]. Известно, что такая схема не допустима для питания ответственных потребителей [11].

«Основными потребителями понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей являются трансформаторные подстанции ПС 10/0,4 кВ, обеспечивающие питание конечных потребителей на напряжении 0,38/0,22 кВ» [2].

«Всего в системе электроснабжения понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей до реконструкции было предусмотрено пять ПС 10/0,4 кВ, из них четыре ПС – двухтрансформаторные и одна ПС – однострансформаторная» [8].

«Все потребительские подстанции ПС 10/0,4 кВ выполнены комплектными, их питание на стороне 10 кВ осуществляется кабельными линиями электропередачи по радиальной схеме от шин напряжением 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [8].

«Для питания однострансформаторной ПС 10/0,4 кВ используется однолучевая радиальная схема без резервирования, а для питания двухтрансформаторных ПС 10/0,4 кВ – двухлучевая радиальная схема с резервированием на стороне 10 кВ ИП» [18].

Известно, что такая схема не допустима для питания ответственных потребителей [11].

«В системе электроснабжения всех двухтрансформаторных ПС 10/0,4 кВ предусмотрено резервирование устройствами АВР, установленными на секционных автоматах в сети 0,4 кВ» [4].

Однако вследствие расширения производственных мощностей и подключения новых коммунальных и бытовых потребителей, к понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей планируется подключить ещё две понизительные трансформаторные подстанции ПС 10/0,4 кВ с двумя силовыми трансформаторами. Характеристики потребительского оборудования указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные характеристики потребителей ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей

| Абонентское наименование ТП | Кол-во силовых трансформаторов, шт. | Марка силовых трансформаторов | Фактическая нагрузка трансформаторов ПС 10/0,4 кВ, кВт | |
|---|-------------------------------------|-------------------------------|--|------|
| | | | T1 | T2 |
| Существующие потребительские ПС 10/0,4 кВ | | | | |
| КТП № 1 КЦ-1 | 2 | Т-BS-171 1500/10 | 780 | 720 |
| КТП № 2 КЦ-1 | 2 | ТМЗ-1000/10 | 650 | 630 |
| КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 2 | ТМГ-1000/10 | 680 | 650 |
| КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 2 | ТМЗ-1000/10 | 710 | 740 |
| КТП № 5 «гараж» | 1 | ТМЗ-250/10 | 170 | - |
| Новые (подключаемые) потребительские ПС 10/0,4 кВ | | | | |
| КТП № 7 КЦ-1 | 2 | ТСЗГ ЛФ 1000/10 | 550 | 610 |
| КТП № 8 СН | 2 | ТСГ Л 250/10 | 180 | 160 |
| Всего по питающей подстанции 35/10 кВ | | | 3720 | 3510 |

А также для обеспечения собственных нужд понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей имеются два трансформатор собственных нужд (далее ТСН-1, ТСН-2).:

- ТСН-1 – тип ТМ-40/10;
- ТСН-2 – тип ТМ-40/10.

На подстанции основные потребители это автоматика, сигнализация, цепи релейных защит и измерений, завод пружин приводов, освещение и шинки управления оборудованием. Для питания электродвигателей системы охлаждения и вентиляции, отопительных и осветительных систем. ТСН-1, ТСН-2 не нуждаются в модернизации и реконструкции, так как обеспечивают надёжное электроснабжение своих потребителей при наличии необходимых условий резервирования. Схема подключения ТСН к принципиальной схеме собственных нужд на понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, представлена на рисунке 2.

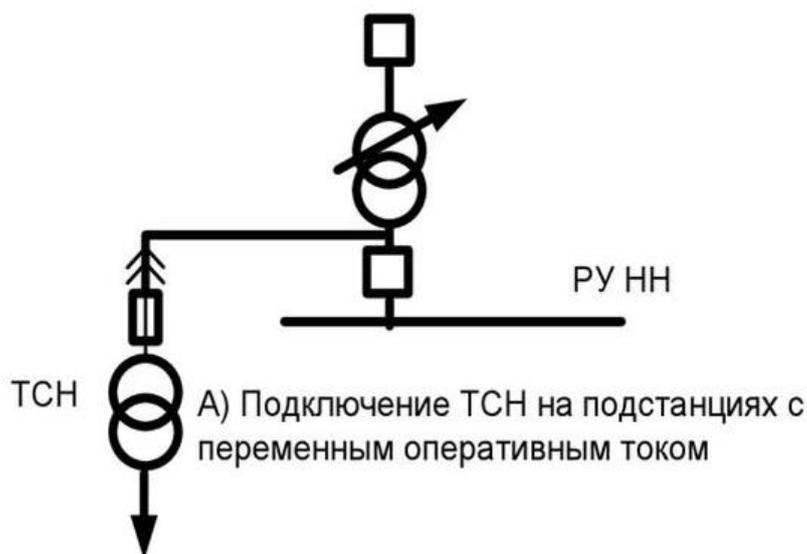


Рисунок 2 – Схема подключения ТСН к принципиальной схеме собственных нужд на понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей

1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС-35/10 кВ «Круглое»

Далее в работе, основываясь на технических данных и характеристиках схемы и оборудования объекта проектирования, необходимо привести обоснование целесообразности реконструкции подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей так, чтобы

были соблюдены все необходимые условия как резервирования, так и надёжности в схеме электроснабжения.

«В связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей, к ПС-35/10 кВ «Круглое» необходимо подключить дополнительную нагрузку, изначально не предусмотренную проектными условиями» [3] (двухтрансформаторные КТП № 7 КЦ-1 и КТП № 8 СН). Актуальность проведения разработки схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей определяет тот факт, что указанные трансформаторные подстанции ПС 10/0,4 кВ, подключаемые как новые к системе электроснабжения данной ПС-35/10 кВ и, в свою очередь, обеспечивающие питание потребителей на напряжении 0,38/0,22 кВ, до реконструкции получали питание кабельными линиями большой протяжённости от разных источников энергосистемы.

Данный факт создаёт массу трудностей, связанных с учётом потребления электроэнергии, транзитными и нагрузочными потерями, сложностью обслуживания и ремонта питающих кабельных линий 10 кВ вследствие их большой протяжённости. Поэтому их подключение в качестве новых потребителей к ПС 35/10 кВ, в результате проведения которого решаются данные проблемы, является актуальной задачей и выполняется в работе.

«В схеме ОРУ-35 кВ ПС-35/10 кВ» [4] «Круглое» Могилевских электрических сетей отсутствует ремонтная перемычка между фидерами ОРУ-35 кВ, а коммутационные аппараты до реконструкции были установлены только на вводах питающей ПС-110/35/10 кВ «Могилёв-1». Такая схема требует изменения, так как не обеспечивает заданную требованиями нормативных документов надёжность.

Также необходимо в обязательном порядке предусмотреть отдельный режим работы на секциях шин 10 кВ РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, что крайне необходимо по условиям резервирования согласно требованиям [4].

«Помимо прочего, участились аварии в оборудовании ОРУ-35 кВ, РУ-10 кВ и отходящих линиях 10 кВ трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [6].

Сравнительный анализ показал, что они обусловлены отсутствием современных высококачественных устройств релейной защиты и автоматики, потому что на сегодняшний день в схеме вторичных цепей ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей применяются устаревшие типы релейной защиты и автоматики (далее – РЗА).

Вывод по разделу 1.

Опираясь на технические характеристики оборудования подстанции, а также на технические данные и схемы понижающей подстанции была обоснована актуальность реконструкции данного объекта. Внимательно изучивши все аспекты за и против было принято решение о проведении реконструкции данной подстанции.

Основываясь на технических данных и характеристиках схемы и оборудования объекта проектирования, проведено обоснование целесообразности реконструкции подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей так, чтобы были соблюдены все необходимые условия как резервирования, так и надёжности в схеме электроснабжения.

2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Круглое»

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Круглое»

Реконструкция схемы электроснабжения рассматриваемой ПС-35/10 кВ «Круглое», основывается на предложенных мероприятиях по реконструкции, которые приведены в работе ранее, с учётом требований нормативных документов, которые кратко приводятся в работе далее [17].

Таким образом, исходя из основных критериев, предъявляемых к схемам понизительных подстанций энергосистемы, с учётом предложенных практических мероприятий ранее, обосновывается целесообразность последних [16].

В первом разделе было предложено установить два источника питания и в полной мере использовать второй трансформатор. Такое предложение не противоречит требованиям [11].

Предложение по модернизации электрических аппаратов и установки новых аппаратов в ремонтной переемычке, также обосновывается нормативными положениями [15].

Таким образом, в результате проведённого ранее анализа проблем и путей их решения, на трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Круглое» внедряются следующие практические мероприятия по реконструкции и модернизации указанной понизительной подстанции, которые подтверждаются нормативными положениями основных документов, следовательно, могут быть внедрены в данной работе:

- для резервирования питания потребителей согласно требованиям [4], в системе электроснабжения ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей необходимо предусмотреть резервирование на сторонах 35 кВ и 10 кВ;

- на стороне 35 кВ рекомендована к установке неавтоматическая ремонтная перемычка из шинпровода (жёсткая ошиновка). В ремонтной перемычке устанавливаются два разъединителя. С помощью данной перемычки в схеме оперативного режима рассматриваемой понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей осуществляется резервирование, а «также значительно упростит коммутационные и оперативные переключения в схеме ОРУ-35 кВ рассматриваемой подстанции. Кроме того, через ремонтную перемычку» [13] также контролируются перетоки мощностей между питающими вводами 35 кВ без участия питающей подстанции энергосистемы, что позволяет обеспечить повышенную гибкость и надёжность всей схемы в целом;
- на стороне 10 кВ рекомендован к установке секционный выключатель с устройством АВР (автоматического включения резерва). При этом в результате указанных мероприятий по реконструкции, обеспечивается отдельный режим работы секций 10 кВ системы сборных шин РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей путём отключённого состояния данного секционного выключателя в нормальном режиме работы, что позволит значительно повысить надёжность схемы, а также применить требуемый уровень резервирования потребителей и ускорить оперативные переключения в схеме как в автоматическом, так и в ручном режиме;
- в системе вторичных цепей подстанции рекомендована установка современных инновационных комплектов микропроцессорной защиты и автоматики в ОРУ-35 кВ и «РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, что позволит сократить аварии на указанной подстанции и повысит надёжность системы электроснабжения» [14];

- рекомендована «модернизация электрических аппаратов и проводников, выполненная на основе расчёта электрических нагрузок фидеров и подстанции с учётом подключения новых потребителей» [16] (две потребительские двух трансформаторные ПС: КТП № 7 КЦ-1 и КТП № 8 СН).

Таким образом, предложенные мероприятия по реконструкции подстанции обеспечат значительно более высокий уровень надёжности с применением условий резервирования и секционирования, что положительно скажется на бесперебойном электроснабжении потребителей объекта исследования.

Принятые решения по реконструкции показаны на графическом листе 3 и подтверждены на основе анализа основных нормативных документов.

2.2 Расчёт электрических нагрузок ПС-35/10 кВ «Круглое»

По приведённым в таблице номер один данным о технических характеристиках потребителей понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей были проведены расчёты электрических нагрузок. Это было сделано для выполнения всех мероприятий по реконструкции электрического оборудования, всех секционных присоединений, отходящих линий электропередачи а также всего вводного электрооборудования понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое».

Активная нагрузка всех присоединений данной понижающей подстанции и потребителей была принята равной максимальной активной фактической нагрузке.

Определим полную нагрузку и расчётную реактивную на всех присоединениях потребителей понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Лапени» Могилёвских электрических сетей так:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot tg\varphi_{номр}, \quad (1)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (2)$$

где Q_{np} – значение расчётной реактивной нагрузки, квар;

P_{np} – значение расчётной активной нагрузки, кВт;

S_{np} – значение расчётной полной нагрузки, кВА.

«Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей проводится на примере присоединения Т1 КТП № 1 КЦ-1 I СШ 10 кВ по условиям (1) – (2)» [15]:

$$Q_{np.} = 780 \cdot 0,54 = 421,2 \text{ квар},$$

$$S_{np.} = \sqrt{780^2 + 421,2^2} = 886,5 \text{ кВА}.$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей с учётом подключения нагрузки новых потребителей на ячейки «резерв» секций сборных шин 10 кВ с приведением результатов расчёта в таблице 2» [15].

«Также в таблице 2 также дополнительно проведён расчёт суммарной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [9].

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок на подстанции

| Присоединение | $P_{np.}$, кВт | $Q_{np.}$, квар | $S_{np.}$, кВА |
|-------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| I СШ 10 кВ | | | |
| Т1 КТП № 1 КЦ-1 | 780 | 421,2 | 886,5 |
| Т1 КТП № 2 КЦ-1 | 650 | 351 | 738,72 |
| Т1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 680 | 367,2 | 772,81 |
| Т1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 710 | 383,4 | 806,90 |

Продолжение таблицы 2

| Присоединение | $P_{пр.}, \text{кВт}$ | $Q_{пр.}, \text{квар}$ | $S_{пр.}, \text{кВА}$ |
|-----------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| T1 КТП № 7 КЦ-1 | 550 | 297 | 625,07 |
| T1 КТП № 8 СН | 180 | 97,2 | 204,57 |
| ТСН - 1 | 50 | 27 | 56,82 |
| Всего I СШ | 3600 | 1944 | 4091,39 |
| II СШ 10 кВ | | | |
| T2 КТП № 1 КЦ-1 | 720 | 388,8 | 818,27 |
| T2 КТП № 2 КЦ-1 | 630 | 340,2 | 715,99 |
| T2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 650 | 351 | 738,72 |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 740 | 399,6 | 841,00 |
| T2 КТП № 7 КЦ-1 | 610 | 329,4 | 693,26 |
| T2 КТП № 8 СН | 160 | 86,4 | 181,84 |
| T1 КТП № 5 «гараж» | 170 | 91,8 | 193,20 |
| ТСН - 2 | 50 | 27 | 56,82 |
| Всего II СШ | 3730 | 2014,2 | 4239,11 |
| Всего ПС-35/10 кВ «Круглое» | 7330 | 3958,2 | 8330,5 |

«Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [15]:

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где K_0 – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Круглое»» [15].

«По условию (3)» [15]:

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 7330 = 6597 \text{ кВт.}$$

«Значение расчётной реактивной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [15]:

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (4)$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 3958,2 = 3562,4 \text{ квар.}$$

«Значение расчётной полной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей» [15]:

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (5)$$
$$S_{ПС} = \sqrt{6597^2 + 3562,4^2} = 7497,4 \text{ кВА}.$$

«Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок как присоединений, так и всей реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Круглое», используются в работе далее при выборе трансформаторов подстанции, проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей» [15].

В данном случае этот расчёт важен, так как позволяет проверить силовые трансформаторы подстанции, которые питают отдельно свои секции сборных шин РУ-10 кВ, а также определить, смогут ли выдержать трансформаторы, установленные на реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Круглое», дополнительную нагрузку новых потребителей (присоединений), которые вводятся в эксплуатацию.

При этом в работе используются как значения расчётных нагрузок секций сборных шин подстанции, так и значения расчётных нагрузок присоединений потребителей, а также результаты расчётов нагрузок всей 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей.

Таким образом, рекомендуемые мероприятия по реконструкции объекта проектирования, будут детально проверены и обоснованы на основе технических и расчётных результатов.

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-35/10 кВ «Круглое» с учётом проведённой реконструкции

В данном проекте ранее было указано что на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» установлен один трансформатор марки ТМН-6300/35. По проекту требуется установка ещё одного трансформатора с идентичными характеристиками как и у первого. Таким образом на проектируемой подстанции будет два силовых трансформатора далее именуемые по диспетчерскому наименованию:

- силовой трансформатор Т-1 марки ТМН-6300/35;
- силовой трансформатор Т-2 марки ТМН-6300/35.

Из этого следует что оба трансформатора идентичны и имеют одинаковые технические характеристики и параметры.

С учётом этого, далее в работе «проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы» [18].

«Для проверки трансформаторов подстанции на загрузочную способность, в работе используется упрощенный суточный график нагрузок потребителей подстанции, представленный на рисунке 3» [9].

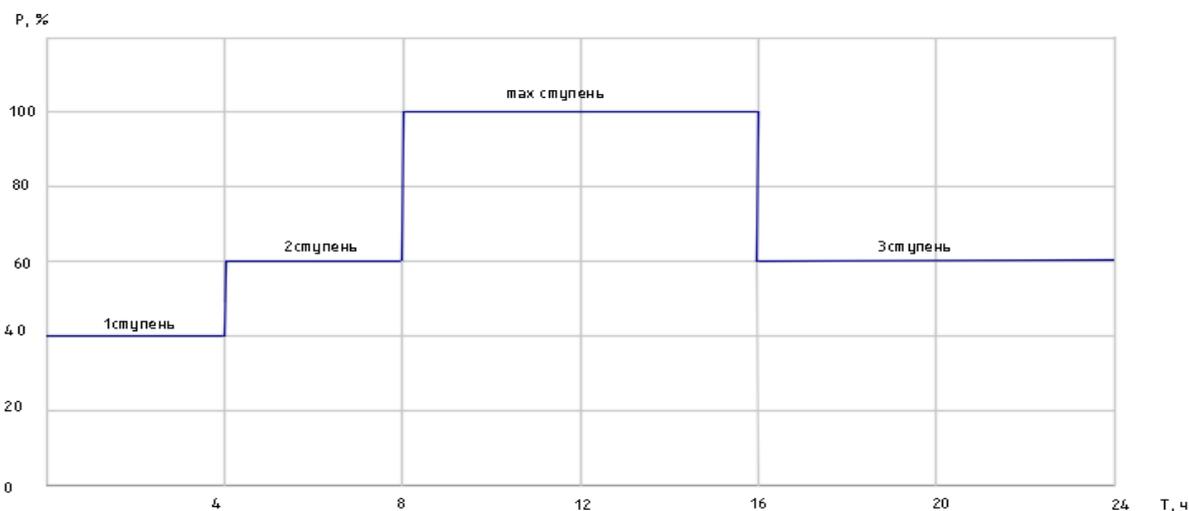


Рисунок 3 – Суточный потребительский график нагрузок упрощённый. Подстанция ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей

«Исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{\text{ном. Т}}$ двухтрансформаторной подстанции» [8]:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max.пс}}, \text{ МВА.} \quad (6)$$

«Выбранные трансформаторы проверяются на аварийную перегрузку по значениям допустимых коэффициентов» [12]:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}, \quad (7)$$

где « K_2 – расчетный коэффициент аварийной перегрузки» [12];

« $K_{2\text{доп}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки» [12].

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}. \quad (8)$$

Исходя из технических данных по силовым трансформаторам Т-1 и Т-2 на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» нагрузка для них была приведена ранее. Следует что мы можем рассчитать максимальное значение и значение полной суточной мощности графика (верхняя ступень графика нагрузки), используя коэффициент активной мощности на шинах понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» учитывая компенсацию реактивной мощности:

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}, \text{ МВА.} \quad (9)$$

Для силового трансформатора Т-1 – ТМН-6300/35, от которого запитана первая секция шин 10кВ (I –СШ РУ-10кВ):

$$S_{\max} = \frac{2,63}{0,95} = 2,77 \text{ МВА.}$$

Нагрузка для остальных ступеней суточного графика силового трансформатора Т-1 :

$$2,77 \text{ МВА} - 100 \%,$$

$$S_{1\text{ст.}} - 40 \%.$$

Для первой ступени суточного графика нагрузки трансформатора 1Т:

$$S_{1\text{ст.}} = \frac{2,77 \cdot 40}{100} \approx 1,1 \text{ МВА.}$$

Для второй и третьей ступеней суточного графика нагрузки 1Т:

$$S_{2\text{ст.}} = S_{3\text{ст.}} \approx \frac{2,77 \cdot 60}{100} = 1,66 \text{ МВА.}$$

Расчётная мощность силового трансформатора Т-1 на подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq 0,7 \cdot 2,77 \approx 1,9 \text{ МВА.}$$

Исходя из известных нам технических данных , на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей силовой трансформатор Т-1 установленный в данной электроустановке имеет полную номинальную мощность $S_{\text{ном.Т}} = 6,3 \text{ МВА}$ (6300кВА).

Зная полученные данные можем предварительно сделать заключение что силовой трансформатор Т-1 питающий первую секцию шин 10кВ полностью удовлетворяет все условия выбора.

Далее для силового трансформатора Т-2 ТМН-6300/35 который обеспечивает питанием вторую секцию шин 10кВ все расчёты были выполнены аналогичным способом как и для силового трансформатора Т-1. Данные полученные в результате расчётов указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Данные расчётов из графика суточных нагрузок силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей

| Обозначение | Марка трансформатора | P_{\max} , кВт | S_{\max} , МВА | $S_{1ст.}$, МВА | $S_{2ст.}$, МВА | $S_{3ст.}$, МВА | $S_{ном.т.р.}$, МВА |
|-------------|----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------------|
| 1Т | ТМН-6300/35 | 2,63 | 2,77 | 1,10 | 1,66 | 1,66 | 1,9 |
| 2Т | ТМН-6300/35 | 3,23 | 3,40 | 1,36 | 2,00 | 2,00 | 2,4 |

Исходя из имеющихся данных видим что оба силовые трансформатора Т-1 и Т-2 марки ТМН-6300/35, которые установлены на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей полностью соответствуют критериям предварительных проверок.

На следующем этапе будет «проводится проверка силовых трансформаторов подстанции по графику нагрузки подстанции» [12].

Так как на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей установлены два силовых трансформатора Т-1 и Т-2 которые могут взаимно резервироваться на напряжении 10кВ, проверка на способность к допустимой загрузке в работе, Будет проведена отдельно для каждого силового трансформатора.

Проведём проверку первого силового трансформатора Т-1 ТМН-6300/35 по перегрузочной способности.

«Значение начальной нагрузки K_1 » [12]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, o.e. \quad (10)$$

«Для трансформатора 1Т – ТМН-4000/35» [3]:

$$K_{1m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{1,1^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 4 + 1,66^2 \cdot 8}{16}} \approx 0,38.$$

Значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки подстанции:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \text{ о.е.} \quad (11)$$

По условию (11) для трансформатора Т1 – ТМН-6300/35 с учётом его фактической нагрузки, которую он питает с учётом подключения новых потребителей на его секции шин низшего напряжения:

$$K'_{2m1} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{2,77^2 \cdot 8}{8}} \approx 0,69.$$

«Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора при системе охлаждения типа М, $\theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,38$, $h = 8 \text{ ч}$ [12] определяется $K_{2\text{дон}} = 1,14$, что превышает коэффициент фактической перегрузки» [12].

«Проверка условия соответствия по графику нагрузки» [12]:

$$S_{\max} \leq S_{ном.Т} \cdot K_{2\text{дон}}. \quad (12)$$

«По условию (12) для трансформатора 1Т» [12]:

$$S_{\max} = 2,77 \text{ МВА} \leq 6,3 \cdot 1,14 = 7,182 \text{ МВА}.$$

Эквивалентный двухступенчатый график для трансформатора Т1 ТП-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей представлен на рисунке 4.

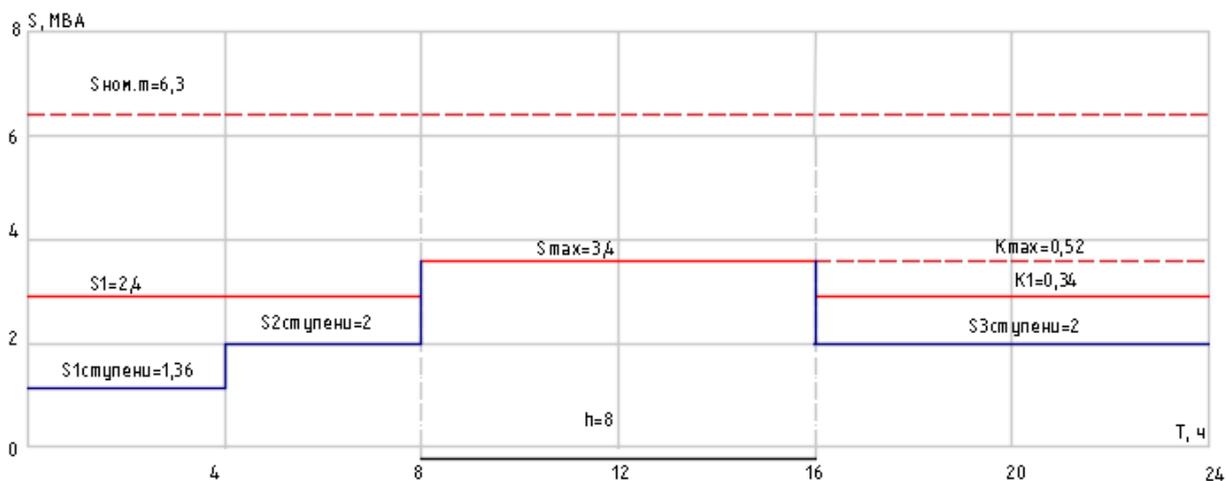


Рисунок 4 – Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый для трансформатора 1Т ТП-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей

Так же аналогичным способом была проведена проверка перегрузочной способности и второго силового трансформатора Т-2 марки ТМН-6300/35. Данный силовой трансформатор удовлетворяет потребностям всех нагрузок и перегрузок. При расчётах были учтены и все новые нагрузки от потребителей на все сборные шины 10кВ.

Он также удовлетворяет проверке по фактической нагрузке и допустимой перегрузке, исходя из графика нагрузок, с учётом подключения новой нагрузки на его отходящие сборные шины на напряжении 10 кВ.

2.4 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Круглое»

Следующим шагом в данном проекте будет произведён выбор проводников.

«Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) осуществляется по экономической плотности тока по известному выражению» [10]:

$$F_9 = \frac{I_M}{j_9}, \quad (13)$$

где I_M – максимальный рабочий ток линии, А» [10];

j_9 – «экономически выгодная плотность тока, А/мм²» [10].

«Следовательно, для корректного выбора сечения проводников воздушных линий» [12] необходимо провести расчёт максимальных токов присоединений 35 кВ и 10 кВ (соответственно, питающей и распределительной сетей подстанции).

Проведём расчёт максимально возможных рабочих токов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей.

Расчёт максимальных рабочих токов проводится с учётом резервирования в схеме подстанции по выражению:

$$I_M = K_p \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (14)$$

где S_p – максимальное значение нагрузки, кВА [7];

K_p – коэффициент резервирования нагрузки согласно схеме электрических соединений (принимается в работе с учётом отключения потребителей III категории надёжности $K_p = 1,4$) [7].

По условию (14) проводится расчёт максимального рабочего тока для питания первого и второго силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ с учётом максимальной нагрузки, передаваемой потребителям

(рассчитана в работе ранее), а также с условием необходимого резервирования в схеме электрических соединений подстанции согласно [10]:

$$I_m = 1,4 \cdot \frac{7497,4}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 86,57 \text{ A.}$$

Исходя из рассчитанных значений максимальных рабочих токов линий, далее в работе проводится выбор сечения проводов марки АС напряжением 35 кВ (питающие линии) и кабелей напряжением 10 кВ (распределительные линии).

На примере первого и второго силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ с учётом максимального рабочего тока нагрузки потребителей, сечение питающей линии на стороне высшего напряжения по радиальной схеме:

$$F_{э.р} = \frac{86,57}{1,1} = 78,7 \text{ мм}^2.$$

Исходя из полученных результатов расчёта, для первого и второго силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ с учётом максимального рабочего тока нагрузки потребителей, принимается сечение питающей линии напряжением 35 кВ с выполнением проводом марки АС-70/11.

Допустимый ток длительного режима для данного сечения провода вне помещений равен 261 А [10].

После выбора проводников воздушных линий, необходимо проверить их по двум условиям:

- по условию допустимого перегрева;
- по механической прочности.

Известная проверка проводников всех типов по условиям допустимого перегрева, подразумевает собой сравнение максимального тока линии с длительно-допустимым током проводника:

$$I_{\partial} \geq I_m, \quad (15)$$

где I_{∂} – «значение длительно – допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А» [7].

«По механической прочности проводники воздушных линий должны быть не меньше, чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии» [10].

Математически это условие выражается так:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \quad (16)$$

где $F_{ст}$ – стандартное значение проводника, мм²;

$F_{мин}$ – минимальное значение проводника, мм².

Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых в разделе 3 [10], минимальные сечения проводов АС и кабельных линий для сети 10кВ:

- для воздушных линий 35 кВ – не менее 35 мм²;
- для кабельных линий 10 кВ – не менее 25 мм².

Проведём проверку выбранного провода линии электропередач для питания силового трансформатора Т-1 понижающей подстанции на стороне 35кВ с заранее выбранным проводником марки АС-70/11 (где 70 мм² это сечение проводника:

- по условиям допустимого перегрева (условие (15)):

$$261 A > 86,57 A,$$

– по условию механической прочности (условие (16)):

$$70 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Все условия данных проверок соблюдены, из этого следует что данный провод марки АС-70/11 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки полностью.

Данный тип и марки провода выбрана для применения на питающей ВЛ-35 кВ с целью обеспечения электроснабжения первого и второго силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ, с учётом максимального рабочего тока нагрузки потребителей, по радиальной схеме. При выборе кабельных линий напряжением 10 кВ использован классический тип кабеля марки АСБ (силовой трёхжильный кабель, бронированный, с алюминиевыми силовыми жилами, свинцовая оболочка).

Аналогично выбраны остальные проводники кабельных линий распределительной сети напряжением 10 кВ подстанции (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты выбора и проверки сечения кабельных линий распределительной сети напряжением 10 кВ подстанции

| Потребитель | $S_{пр.}$, кВА | I_{max} , А | $F_{э.р.}$, мм ² | Марка кабеля | $I_{доп}$, А |
|---|--------------------|------------------|------------------------------|-----------------|------------------|
| I СШ 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» | | | | | |
| T1 КТП № 1 КЦ-1 | 886,5 | 71,74 | 51,2 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T1 КТП № 2 КЦ-1 | 738,72 | 59,8 | 42,7 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 772,81 | 62,54 | 44,7 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 806,90 | 65,3 | 46,6 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T1 КТП № 7 КЦ-1 | 625,07 | 50,58 | 36,1 | АСБ-10(3×35) | 110 |
| T1 КТП № 8 СН | 204,57 | 16,55 | 11,82 | АСБ-10(3×16) | 74 |
| ТСН - 1 | 56,82 | 4,6 | 3,28 | АСБ-10(3×16) | 74 |
| II СШ 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» | | | | | |
| T2 КТП № 1 КЦ-1 | 818,27 | 66,22 | 47,3 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T2 КТП № 2 КЦ-1 | 715,99 | 57,94 | 41,39 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 738,72 | 59,78 | 43,9 | АСБ-10(3×50) | 134 |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 841,00 | 68,06 | 48,61 | АСБ-10(3×50) | 134 |

Продолжение таблицы 4

| Потребитель | $S_{\text{пр.}}$, кВА | I_{max} , А | $F_{\text{э.р.}}$, мм ² | Марка кабеля | $I_{\text{доп}}$, А |
|--------------------|------------------------|----------------------|-------------------------------------|--------------|----------------------|
| T2 КТП № 7 КЦ-1 | 693,26 | 56,1 | 40,07 | АСБ-10(3×35) | 110 |
| T2 КТП № 8 СН | 181,84 | 14,67 | 10,48 | АСБ-10(3×16) | 74 |
| T1 КТП № 5 «гараж» | 193,20 | 11,17 | 7,98 | АСБ-10(3×16) | 74 |
| ТСН - 2 | 56,82 | 4,6 | 3,28 | АСБ-10(3×16) | 74 |

С учётом схемы и конструкторских технических решений заводо-изготовителей, для силовых трансформаторов ввода по стороне 10 кВ, провода линий воздушных и кабели силовые не используются (на подстанции применяется жёсткий алюминиевый шинопровод ШАТ 3×120, имеющий запас прочности как по термической, так и по динамической техническим составляющим).

Соответственно для этих присоединений выбор проводников потребителей линий 10кВ в работе не проводится.

В период проведения проверок и расчетов кабельных линий 10кВ выбрали, исходя из фактической нагрузки силовых трансформаторов потребительских ПС 10/0,4 кВ, питающихся от РУ 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое», выбраны следующие марки кабелей:

- КТП № 1 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);
- КТП № 2 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);
- КТП №3 АВО газа КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×50);
- КТП №4 АВО газа КЦ-2 – 2 АСБ-10(3×50);
- КТП № 7 КЦ-1 – 2 АСБ-10(3×35);
- КТП № 5 «гараж» – АСБ-10(3×16).

Кабели и провода, выбранные для использования в данном проекте по реконструкции электрической части подстанции, соответствуют и удовлетворяют всем критериям выбора как по стороне 10кВ, так и по стороне 35кВ. Все они могут применяться в данной электроустановке. В графической части данного проекта имеются р

2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Круглое»

«Расчёт токов КЗ проводится в расчётной точке К1 – сеть напряжением 35 кВ (на выводах ВН силового трансформатора), а также в расчётной точке К2 – сеть напряжением 10 кВ (на выводах НН трансформатора)» [7].

«Исходная схема представлена на рисунке 5» [7].

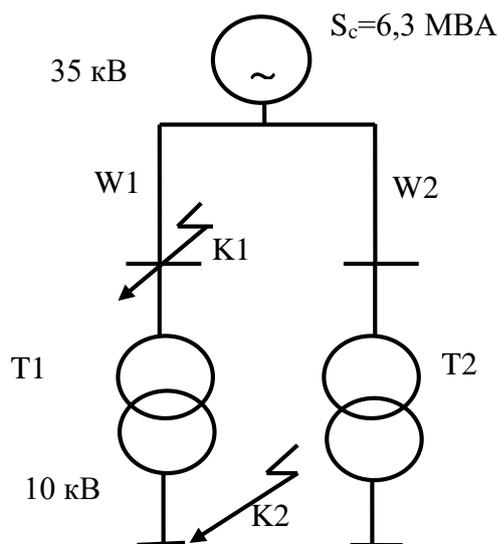


Рисунок 5 – Схема для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2

После проведения всех необходимых расчётов данные будут применяться для проверки электрического оборудования и установок в аппаратах релейной защиты и автоматики (далее РЗА).

В данной работе будут применяться силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 идентичные как по мощностям, так и по их номиналам. Из этого следует что расчёты токов КЗ на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» со стороны 10кВ будут идентичны для каждого из трансформаторов.

«Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ в работе представлена на рисунке 6» [7].

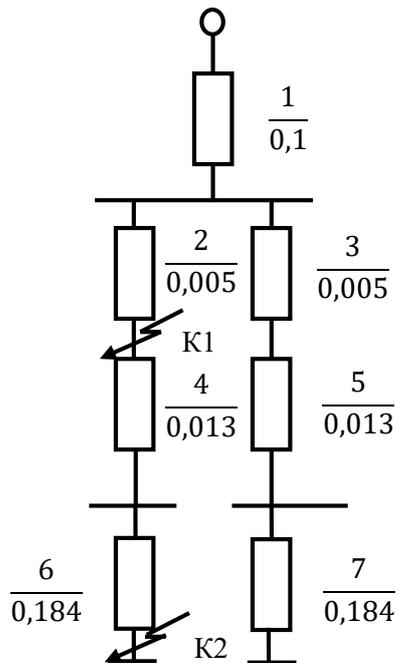


Рисунок 6 – схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 и К2

«Выбираются и рассчитываются базисные условия:

$$S_{\bar{o}} = 6,3 \text{ МВА.}$$

«Базисное напряжение схемы» [12]:

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_{ном}, \text{кВ,} \quad (17)$$

$$U_{\bar{o}.1} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ,}$$

$$U_{\bar{o}.2} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [9]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}. \quad (18)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 0,1 \text{ кА,}$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,35 \text{ кА.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [9]:

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\bar{\sigma}c}}, \quad (19)$$

$$X_1 = 0,1 \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,1 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление питающей воздушной линии 35 кВ» [9]:

$$X_{wl} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (20)$$

где « X_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км» [9];

« L - суммарная длина ВЛ, км» [9].

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{6,3}{36,75^2} = 0,005 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление обмотки ВН (напряжение 35 кВ) силового трансформатора» [9]:

$$X_6 = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{н.т.}}, \quad (21)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,013 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление обмотки НН (напряжение 10 кВ) силового трансформатора подстанции» [9]:

$$X_{H1} = X_{H2} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{H.M.}}, \quad (22)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,184 \text{ Ом.}$$

«Схема замещения для расчётной точки К1 представлена на рисунке 7» [9].

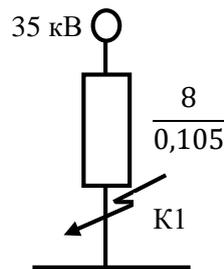


Рисунок 7 – Схема замещения, преобразованная для точки К1

«Результирующее сопротивление до расчётной точки К1» [9]:

$$X_8 = X_1 + X_2, \quad (23)$$

$$X_8 = 0,1 + 0,005 = 0,105 \text{ Ом.}$$

«Ток КЗ в расчётной точке К1» [9]:

$$I_{\text{по1}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (24)$$

где « E_c – сверхпереходная ЭДС энергосистемы, $E_c=1$ » [9].

$$I_{\text{поК1}} = \frac{1}{0,105} \cdot 0,1 = 0,95 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 8» [9].

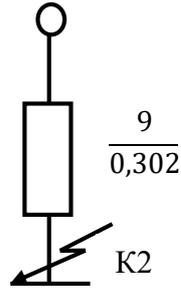


Рисунок 8 – Схема замещения для расчетов в точке К2

«Расчёт для точки К2 аналогичен расчёту для точки К1» [9]:

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6, \quad (25)$$

$$X_9 = 0,105 + 0,013 + 0,184 = 0,302 \text{ Ом.}$$

«Ток КЗ в точке К2» [9]:

$$I_{\text{по}2} = \frac{E}{X_9} \cdot I_6 \cdot K_m, \quad (26)$$

где « K_m – значение коэффициента трансформации силового трансформатора подстанции, о.е.» [9].

$$I_{\text{по}K2} = \frac{1}{0,302} \cdot 0,35 = 1,16 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К1» [9]:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по1}}, \quad (27)$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,95 = 2,15 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К2» [9]:

$$i_{уд2} = \sqrt{2}k_{уд} \cdot I_{по2}, \quad (28)$$

$$i_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,16 = 2,3 \text{ кА}.$$

«Значение двухфазного тока короткого замыкания» [9]:

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{no}. \quad (29)$$

«Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётных точках схемы» [9]:

$$I_{no(\min)К1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,95 = 0,82 \text{ кА},$$

$$I_{no(\min)К2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,16 = 1,0 \text{ кА}.$$

Результат расчетов токов короткого замыкания приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчетов токов короткого замыкания на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей

| Параметр | Точка К1 | Точка К2 |
|---------------------|----------|----------|
| I_{no} , кА | 0,95 | 1,16 |
| $I_{no(\min)}$, кА | 0,82 | 1,0 |
| $i_{уд}$, кА | 2,15 | 2,3 |

«Полученные результаты расчетов токов короткого замыкания на» [12] Все результаты которые были получены из расчётов токов КЗ на понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» которая относится к МЭС будут применяться далее при выборе оборудования и расчётов РЗаА. Это необходимо для использования в новейшем микропроцессорном оборудовании.

2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/10 кВ «Круглое»

С учётом проведённой реконструкции, далее в работе необходимо выбрать и проверить электрические аппараты и высоковольтное оборудование для установки на подстанции.

При этом, исходя из принятых решений по реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования подстанции 35/10 кВ, следует не только выбрать новое оборудование для установки в ремонтной перемычке 35 кВ и на новых ответвлениях 10 кВ, а и заменить частично устаревшее оборудование, которое не включено в схему реконструкции напрямую, однако нуждается в модернизации.

«Для установки на понизительной подстанции «Круглое» Могилевских электрических сетей в работе выбираются следующие электрические аппараты» [12]:

- «в ОРУ-35 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока, ограничители перенапряжения» [12];
- «в РУ-10 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения» [12].

Новейшее современное оборудование, которое будет применяться в данной электрической установке обладает огромным потенциалом в будущем и основывается на следующих экономических и технических характеристиках:

- всё выбранное оборудование обладает наивысшей надёжностью (характеристика 1);
- увеличенная износостойкость всех соединений и основных и дугогасящих соединений (характеристика 2);
- наивысшие показатели при отключении огромных токов (характеристика 3);

- новейшие технологии при гашении дуги в момент отключения (характеристика 4);
- огромный потенциал в плане электрической безопасности данного оборудования (характеристика 5);
- безопасность в плане экологических норм (характеристика 6);
- повышенная пожарная безопасность (характеристика 7);
- оборудование применяется без использования масел и горючих газов, поэтому, и повышенная взрывобезопасность (характеристика 8);
- простота в применении и обслуживании, а также минимальное время на установку и ремонт данного электрического оборудования (характеристика 9);
- окупаемость и затраты на установку данного оборудования сведены к минимуму (характеристика 10);
- огромный потенциал для дальнейшего развития данного оборудования (характеристика 11).

При этом, основываясь на передовых технологиях, в данной электроустановке на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей по приведённым выше характеристикам было выбрано и установлено новейшее высоковольтное оборудование:

- элегазовые и вакуумные выключатели высокого напряжения;
- новейшие виды разъединителей различных типов;
- лучшее в современных разработках оборудование для защиты оборудования от перенапряжений (опн).

Применение всех принятых типов оборудования в данной работе увеличивает показатели эффективности электроснабжения потребителей от данной понижающей подстанции.

Максимально повышается надёжность всех схем соединений от данной понижающей подстанции к потребителям.

Оборудование, выбранное для реконструкции в данном проекте необходимо проверить и убедиться в правильном выборе не только нового, но и старого оборудования которое не будет заменено.

«Выбираем оборудование высокого напряжения. Это производится в общем виде по номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [12]:

«Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [12]:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (30)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (31)$$

«Для отключающих аппаратов проверка на ток отключения» [12]:

$$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (32)$$

«Проверка на отключение апериодической составляющей тока» [12]:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (33)$$

где « $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе» [12];

« $i_{а.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени» [12].

«Проверка на электродинамическую стойкость» [12]:

$$I'' \leq I_{отк.ном}, \quad (34)$$

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (35)$$

где « $i_{дин.}$ – номинальный ток электродинамической стойкости» [12].

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» [12]

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (36)$$

где I_T – предельный ток термической стойкости по каталогу» [12].

Выбирается новое оборудование по указанным выше формулам. А также проверяется установленное оборудование в распределительных устройствах 35 и 10кВ на ПС «Круглое» Могилевских электрических сетей (таблица 6).

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки высоковольтных аппаратов напряжением 35 кВ и 10 кВ с целью установки в распределительных устройствах ПС-35/10 кВ «Круглое»

| Номинальный класс напряжения сети | Наименование оборудования | Марка оборудования | Номинальный класс напряжения оборудования |
|-----------------------------------|-----------------------------|--|---|
| 35 кВ | Выключатель | ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 | 35 кВ |
| 35 кВ | Разъединитель | РЛНДЗ-2-35/600 | 35 кВ |
| 35 кВ | Трансформатор тока | Не выбирается (встроен в выключатель) | - |
| 35 кВ | Ограничитель перенапряжения | ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1 | 35 кВ |
| 35 кВ | Трансформатор напряжения | НАМИТ-35-У3 | 35 кВ |
| 10 кВ | Выключатель | ВВ/TEL-10/20-630 | 10 кВ |
| 10 кВ | Разъединитель | Не устанавливается (втычные контакты ячейки) | - |
| 10 кВ | Трансформатор тока | ТПК-10 | 10 кВ |
| 10 кВ | Ограничитель перенапряжения | ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1 | 10 кВ |
| 10 кВ | Трансформатор напряжения | НАМИТ-10-У3 | 10 кВ |

Ещё раз убеждаемся, что всё выбранное электрическое оборудование соответствует расчётам и может быть установлено для реконструкции в распределительных установках РУ-10 и 35кВ на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое».

Вывод по разделу 2.

После всех расчётов и предварительно пройденных вопросов указанных в нашем задании по разработке проекта реконструкции электрической части понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» Могилёвских электрических сетей. Было проверено старое и установлено новое электрическое оборудование и проведены следующие мероприятия:

- для резервирования питания потребителей согласно требованиям [4], в системе электрообеспечения ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, предусматривается резервирование: на стороне 35 кВ – в виде неавтоматической ремонтной перемычки из шинпровода (жёсткая ошиновка) с наличием в ней двух разъединителей, а на стороне 10 кВ – в виде установки и ввода в работу в нормальном режиме секционного выключателя с устройством АВР (автоматического включения резерва);
- осуществлена установка современных инновационных комплектов микропроцессорной защиты и автоматики в ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ понижающей ПС 35/10кВ «Круглое» филиала Могилевских электрических сетей, что позволит уменьшить аварийные ситуации на секции шин и в электрооборудовании данной ПС и увеличит бесперебойную работу потребителей;

выполнена реконструкция коммутационных аппаратов и шинпроводов, выраженная на учете расчётов электроэнергетических нагрузок ячеек и подстанции с учётом подключения новых источников (новые потребительские двухтрансформаторные КТП № 7 КЦ-1 и КТП № 8 СН подключаются на две ячейки «резерв» первой и второй секции шин 10 кВ понижающей подстанции 35/10 кВ «Круглое» филиала Могилевских электрических сетей по нормальной схеме). После полного анализа всех проведённых работ по реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» Могилёвских электрических сетей было принято решение о применении в данной распределительной установке новейшего современного оборудования.

- С учётом данного аспекта, в работе выбраны и проверены все необходимые новые аппараты в схеме подстанции, а также заменены некоторые устаревшие марки и модели оборудования.
- Вакуумные высоковольтные выключатели для наружной установки марки ВР35НС. Выключатели данной серии зарекомендовали себя только с положительной стороны, они обладают отличной кремнийорганической изоляцией, а также в полюсах отсутствует трансформаторное масло.
- Вместо трансформаторного масла в новых высоковольтных выключателях используется изоляция по принципу отсутствия каких-либо веществ в газе, давление которого значительно ниже атмосферного.
- Привод в данном выключателе используется по принципу магнитной защёлки двухпозиционного типа. Такие привода намного проще чем в старом оборудовании и выигрывают за счёт своей лёгкости и эффективности.
- Также на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» по стороне 10кВ установлены высоковольтные выключатели вакуумного типа.

В данной работе по реконструкции электрической части понижающей подстанции используется современное оборудование для защиты от атмосферных явлений ограничители перенапряжений (ОПН). Все оборудование в схеме данной понижающей подстанции было тщательно отобрано и проверено.

Оборудование было проверено на электрическую, динамическую и термическую стойкость ко всем условиям, приведённым в задании. Выбраны все марки кабелей и проводов как по стороне 35кВ так и по стороне 10кВ.

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» были установлены новейшие современные аппараты и оборудование. Это не только высоковольтное оборудование, но и современные аппараты релейной защиты и автоматики.

И доказано расчётным путём что всё оборудование соответствует всем показателям по надёжности и экономической целесообразности может быть установлено в данной электроустановке.

3 Расчёт релейной защиты, автоматики и молниезащиты подстанции

3.1 Выбор блоков и уставок релейной защиты и автоматики

В задании указанном в данной работе по реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей необходимо рассчитать для установки аппаратуру автоматики и релейной защиты.

Требуется заменить оборудование которое устарело и не может в дальнейшем нормально функционировать на данной понижающей трансформаторной подстанции. Для дальнейшей нормальной работы необходимо рассчитать и установить новое оборудование релейной защиты и автоматики с применением современных инновационных микропроцессорных технологий.

При проведении работ по реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции требуется не только замена старых реле, но и установка новых для защиты и автоматики на вновь установленном оборудовании.

Микропроцессорное оборудование релейной защиты и автоматики которое будет установлено на данной понижающей трансформаторной подстанции не имеет таких изъянов как старые индукционные устройства.

Данные микропроцессорные устройства более компактные, по быстродействию опережают старое оборудование, при наладке отнимают меньше времени и трудозатрат при монтаже. Способность выполнять сотни операций в секунду главное преимущество данных микропроцессорных инновационных устройств.

Для защиты оборудования на понижающей трансформаторной подстанции будет применяться новейшие современные аппараты релейной

защиты и автоматики серии БЭМП РУ (производитель АО Чебоксарский электроаппаратный завод).

Для защиты силовых трансформаторов на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое» будет применяться микропроцессорное реле марки БЭМП РУ, предназначенное для дифференциальной защиты трансформаторов. Данное устройство представляет собой современный цифровой аппарат для защиты и управления противоаварийной автоматики

Изображен вид микропроцессорного блока РЗиА марки БЭМП РУ на рисунке 9.



Рисунок 9 – Устройство микропроцессорное БЭМП РУ предназначенное для защиты трансформаторов

Данное микропроцессорное устройство будет применяться не только для дифференциальной защиты трансформаторов, но и для внешних защит трансформатора таких как газовая защита и др. Данный аппарат также будет

применяться для максимальной токовой защиты (МТЗ) с возможностью блокировок по внешним сигналам.

Рассчитываем уставки РЗА для микропроцессорного устройства типа БЭМП РУ для того чтобы устройство могло нормально функционировать на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое». Первоначально будут рассчитаны следующие параметры:

- ток первичный на трансформаторах тока, ток вторичный будет равняться 5 А. Данный ток в 5А будет применим для всей схемы присоединений;
- для всех измерительных трансформаторов тока (далее ТТ) коэффициент трансформации.

Из работы проведённой выше, в которой были расчёты рабочих максимальных токов в разделе по выбору сечений проводов и кабелей будут выбраны данные параметры. Все данные будут выбраны по таблице стандартных токов.

В таблице 7 указаны все данные по выбору коэффициента трансформации и первичные токи на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое».

Таблица 7 – Данные по выбору коэффициента трансформации и первичные токи на понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое»

| Элемент | $I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$ | $I_{\text{ном.ТТ}}, \text{А}$ | K_T |
|------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------|
| ВЛ-35 кВ | 124,6 | 150 | 30 |
| Силовые трансформаторы ТМН-6300/35 | | | |
| Сторона 35 кВ (ВН) | 124,6 | 150 | 30 |
| Сторона 10 кВ (НН) | 524,4 | 600 | 120 |
| Сеть 10 кВ | | | |
| Ввод | 524,4 | 600 | 120 |
| Секционный | 262,2 | 300 | 60 |
| I СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | |
| Т1 КТП № 1 КЦ-1 | 103,2 | 150 | 30 |
| Т1 КТП № 2 КЦ-1 | 86,2 | 100 | 20 |
| Т1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 90,0 | 100 | 20 |
| Т1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 94,0 | 100 | 20 |
| Т1 КТП № 7 КЦ-1 | 72,8 | 75 | 15 |

Продолжение таблицы 7

| Элемент | $I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$ | $I_{\text{ном.ТТ1}}, \text{ А}$ | K_T |
|-----------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-------|
| Т1 КТП № 8 СН | 23,8 | 30 | 6 |
| II СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | |
| Т2 КТП № 1 КЦ-1 | 95,4 | 100 | 20 |
| Т2 КТП № 2 КЦ-1 | 83,4 | 100 | 20 |
| Т2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 86,0 | 100 | 20 |
| Т1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 98,0 | 100 | 20 |
| Т2 КТП № 7 КЦ-1 | 80,8 | 100 | 20 |
| Т2 КТП № 8 СН | 21,2 | 30 | 6 |
| Т1 КТП № 5 «гараж» | 8,0 | 10 | 2 |

После того как были выбраны все коэффициенты трансформации и первичные токи выбираем по всему оборудованию понижающей подстанции уставки для устройств РЗА. Для защиты силовых трансформаторов от внутренних повреждений (токов КЗ) рассчитываются токи срабатывания МТЗ.

МТЗ защищает сеть от внутренних токов КЗ. В работе для защиты силовых трансформаторов МТЗ устанавливается на стороне НН трансформатора [1,18,19].

«Ток срабатывания МТЗ должен удовлетворять следующим условиям» [13]:

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (37)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - «максимальный рабочий ток, А» [13];

$K_{\text{отс}}$ - «коэффициент отстройки» [13];

$K_{\text{сзп}}$ - «коэффициент самозапуска» [13];

$K_{\text{в}}$ - «коэффициент возврата» [13].

«Ток срабатывания микропроцессорного реле определяется» [19]:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.з}. \quad (38)$$

«Защита не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки» [13]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}). \quad (39)$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [13]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(\kappa)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}}{I_{c.з}}. \quad (40)$$

«Расчет МТЗ для трансформатора ТМ-6300/10, установленного на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» проводится на стороне НН (10 кВ)» [16]:

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 524,4}{0,95} = 637,56 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания микропроцессорного реле блока защиты» [18]:

$$I_{c.р} \geq \frac{1}{120} \cdot 637,56 = 5,3 \text{ A.}$$

«Выбирается уставка микропроцессорного реле блока защиты 5,0 А» [15].

«Проверка выполняется» [13]:

$$637,56 \text{ A} \geq 1,1 \cdot (262,2 + 1,1 \cdot 262,2) = 605,68 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности» [1]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{1000}{637,56} = 1,57.$$

«Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора марки ТМН-6300/35 $I_{c.з} = 637,56$ А, $I_{c.p} = 5$ А» [16].

«В качестве защиты от межфазных КЗ» [14] для силового трансформатора реконструируемой ПС-35/10 кВ «Круглое» используется продольная дифференциальная токовая защита (ДЗ) с абсолютной селективностью, которая устанавливается на стороне 35 кВ (сторона ВН трансформатора).

Ток срабатывания ДЗ силового трансформатора определяется [19]:

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_n \cdot I_{раб.макс}}{K_г}. \quad (41)$$

Принимается $t_{c.з} = 0,4$ с.

«Коэффициент чувствительности ДЗ силового трансформатора» [18]:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.б}} \geq 2, \quad (42)$$

$$I_{c.з} \geq \frac{1,3 \cdot 1,05 \cdot 124,6}{0,8} = 212,6 \text{ А}.$$

«Ток срабатывания релейного элемента микропроцессорного блока защиты ДЗ силового трансформатора» [17]:

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{30} \cdot 212,6 = 7,08 \text{ А}.$$

«Выбирается уставка микропроцессорного реле блока защиты силового трансформатора $I_{c.p} = 7 \text{ A}$ » [17].

«Коэффициент чувствительности ДЗ силового трансформатора удовлетворяет требованиям» [1]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{820}{212,6} = 3,86 \geq 2.$$

«В работе независимо от мощности силового трансформатора принимается уставка РЗиА для защиты от однофазных КЗ» [17]:

$$I_{c.з.з0з} = 100 \text{ A}.$$

Время срабатывания этой защиты принято равным 1 с.

«В качестве газовой защиты силового трансформатора ТМН-6300/35, установленного на ПС 35/10 кВ «Круглое», используются усовершенствованные газовые реле типа» [20] РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием [20].

Принцип действия газового реле для защиты силового трансформатора основан на контроле давления газа.

Разогретые газы стремятся попасть в расширитель устройства, проходя через корпус реле.

В случае слабого нагрева, давление газа будет нарастать постепенно и газовое реле даст предупреждающий сигнал, при этом не отключая силовой трансформатор.

В случае интенсивного давления газа, которое свидетельствует о сильном разогреве, что, как правило, бывает связано с КЗ, реле отключает силовой трансформатор.

«Для защиты линий напряжением 10 кВ и 35 кВ в работе применяется двухступенчатая токовая защита, состоящая из максимальной токовой защиты с выдержкой времени (МТЗ) и токовой отсечки без выдержки времени (ТО)» [19], согласно рекомендациям [19].

При этом основной защитой для данных линий будет являться МТЗ, а ТО будет выступать в качестве резервной защиты.

В начале проводится расчёт и выбор уставок МТЗ:

$$I_{c.z} \geq \frac{1,1 \cdot 1,05 \cdot 124,6}{0,95} = 151,5 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания микропроцессорного реле блока защиты» [17]:

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{30} \cdot 151,5 = 5,05 \text{ A.}$$

«Проверка выполняется» [17]:

$$151,5 \text{ A} \geq 1,1 \cdot (62,3 + 1 \cdot 62,3) = 137,06 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ РЗиА находится в допустимых пределах [1]:

$$K_{\nu} = \frac{1}{1} \cdot \frac{820}{151,5} = 5,41 \geq 1,5.$$

«Окончательно принимается для МТЗ питающей ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» $I_{c.z} = 151,5 \text{ A}$, $I_{c.p} = 5 \text{ A}$ » [17].

«Так как МТЗ выполняется с выбором времени срабатывания» [16], следовательно, в схеме должна быть обеспечена селективность путём подбора времени срабатывания всех комплектов МТЗ.

Исходя из этого, для МТЗ ВЛ-35 кВ принимается время срабатывания, равное $t_{с.з} = 0,5$ с.

Расчёт МТЗ для защиты остальных питающих ВЛ-35 кВ и отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» проведён одинаково и данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчётные данные защит понижающей подстанции ПС-35/10кВ «Круглое»

| Элемент | $I_{с.з}, А$ | $I_{с.р}, А$ | $K_ч$ | $t_{с.з}, с$ |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------|--------------|
| Питающая ВЛ-35 кВ | | | | |
| ВЛ-35 кВ | 151,5 | 5,0 | 5,41 | 0,5 |
| Сеть 10 кВ | | | | |
| Ввод | 637,6 | 5,0 | 1,57 | 1,0 |
| Секционный | 318,8 | 5,0 | 3,14 | 1,0 |
| Отходящие КЛ-10 кВ | | | | |
| I СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| T1 КТП № 1 КЦ-1 | 125,5 | 4,0 | 7,97 | 1,5 |
| T1 КТП № 2 КЦ-1 | 104,8 | 5,0 | 9,54 | 1,5 |
| T1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 109,4 | 5,0 | 9,14 | 1,5 |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 114,3 | 5,0 | 8,75 | 1,5 |
| T1 КТП № 7 КЦ-1 | 88,5 | 5,5 | 11,29 | 1,5 |
| T1 КТП № 8 СН | 28,9 | 5,0 | 34,55 | 1,5 |
| II СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| T2 КТП № 1 КЦ-1 | 116,0 | 5,0 | 8,62 | 1,5 |
| T2 КТП № 2 КЦ-1 | 101,4 | 5,0 | 9,86 | 1,5 |
| T2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 104,6 | 5,0 | 9,56 | 1,5 |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 119,2 | 5,0 | 8,39 | 1,5 |
| T2 КТП № 7 КЦ-1 | 98,3 | 5,0 | 10,18 | 1,5 |
| T2 КТП № 8 СН | 25,8 | 5,0 | 38,79 | 1,5 |
| T1 КТП № 5 «гараж» | 9,8 | 5,0 | 83,6 | 1,5 |

Для всех линий (питающих ВЛ-35 кВ и отходящих КЛ-10 кВ) реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» коэффициент чувствительности МТЗ соответствует требованиям [1].

Токовая отсечка (ТО) без выдержки времени в работе является резервной защитой линий.

«Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по двум условиям» [19]:

«1 условие» [19]:

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot I_{к.макс}. \quad (43)$$

2 условие:

$$I_{c.з} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном}. \quad (44)$$

«Ток срабатывания релейного элемента микропроцессорного блока ТО» [17]:

$$I_{c.р} \geq \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.з}. \quad (45)$$

«Коэффициент чувствительности ТО» [17]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.макс}}{I_{c.з}}. \quad (46)$$

При этом, согласно требованиям [1], ТО без выдержки времени является резервной защитой.

«Для линии ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС 35/10 кВ» [11]:

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 0,95 = 1,235 \text{ кА},$$

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 124,6 = 162 \text{ А}.$$

«Принимается $I_{с.з} = 1,235$ кА» [11].

«Ток срабатывания реле и коэффициент чувствительности ТО» [11]:

$$I_{с.р} = \frac{1}{150} \cdot 1235 = 8,27 \text{ А},$$

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{950}{1235} = 0,77.$$

«ТО для защиты ВЛ-35 кВ, питающей силовые трансформаторы ПС 35/10 кВ «Круглое», не устанавливается, так как коэффициент чувствительности данной защиты недостаточный» [18]. Расчёт ТО остальных присоединений представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт ТО без выдержки времени питающих ВЛ-35 кВ и отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое»

| Элемент | $I_{с.з}$, А | K_q | $K_q \geq 1,2$ | Примечание |
|-----------------------------------|---------------|-------|----------------|-----------------------|
| Питающая ВЛ-35 кВ | | | | |
| ВЛ-35 кВ | 1235 | 0,77 | нет | ТО не устанавливается |
| Сеть 10 кВ | | | | |
| Ввод | 1500 | 0,77 | нет | ТО не устанавливается |
| Секционный | 1500 | 0,77 | нет | |
| Отходящие КЛ-10 кВ | | | | |
| I СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| T1 КТП № 1 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | ТО не устанавливается |
| T1 КТП № 2 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП № 7 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП № 8 СН | 1300 | 0,89 | нет | |
| II СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| T2 КТП № 1 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | ТО не устанавливается |
| T2 КТП № 2 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T2 КТП № 7 КЦ-1 | 1300 | 0,89 | нет | |
| T2 КТП № 8 СН | 1300 | 0,89 | нет | |
| T1 КТП № 5 «гараж» | 1300 | 0,89 | нет | |

В результате проведения расчёта ТО без выдержки времени для защиты питающих ВЛ-35 кВ и отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» установлено, что коэффициенты чувствительности данной защиты «для всех линий недостаточный ($K_{\text{ч}} < 1,2$), следовательно, ТО без выдержки времени на всех линиях не применяется» [11].

«Исходя из этого, для защиты всех линий 35 кВ и 10 кВ в качестве основной защиты применяется продольная дифференциальная токовая защита линий с абсолютной селективностью, ток которой принимается равным току срабатывания ТО без выдержки времени (таблица 12)» [11].

«В качестве резервной защиты принимается МТЗ линий, рассчитанная в работе ранее» [11].

«Расчётный ток замыкания на землю» [10] для определения необходимости его компенсации, определяется так:

$$I_{\text{с.з}} = 3I_{\text{сум}}^{(c)} = 0,1U_{\text{ном}} \cdot l_{\text{к.сум}}, \quad (47)$$

$$l_{\text{к.сум}} = 2(l_1 + l_2 + \dots + l_n), \quad (48)$$

$$l_{\text{к.сум}} = 2(0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1) + 0,1 = 1,3 \text{ км},$$

$$I_{\text{з}} = 0,1 \cdot 10 \cdot 1,3 = 1,3 \text{ А},$$

$$I_{\text{з}} = 1,3 \text{ А} < 30 \text{ А}.$$

В результате проведения расчёта установлено, что $I_{\text{з}} < 30 \text{ А}$, следовательно, необходимости в компенсации емкостных токов нет.

Ток срабатывания ЗОЗ выбирается по двум условиям.

1 условие:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{к}} \cdot 3I^{(c)}. \quad (49)$$

Значение собственного емкостного тока линии определяется:

$$I^{(c)} = \frac{U_{ном} \cdot I_k}{30}. \quad (50)$$

2 условие:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.мин}. \quad (51)$$

Значение «коэффициента чувствительности ЗОЗ» [10]:

$$K_{\eta} = \frac{3I_{сум}^{(c)} - 3I^{(c)}}{I_{с.з}}. \quad (52)$$

На примере ВЛ-35 кВ:

$$I^{(c)} = \frac{35 \cdot 1}{30} = 1,17 \text{ A},$$

$$I_{с.з} = 1,1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 1,17 = 7,7 \text{ A},$$

$$K_{\eta} = \frac{7,7 - 3 \cdot 1,17}{0,5} = 8,38,$$

$$K_{\eta} = 8,38 \geq 1,25.$$

«Коэффициент чувствительности ЗОЗ для защиты ВЛ-35 кВ достаточен, чтобы обеспечить требуемую чувствительность, применяется направленная защита нулевой последовательности (НЗНП) с током срабатывания микропроцессорного реле 0,5 А» [18].

Следовательно, можно предположить, что данный универсальный комплект защиты будет применён на всех остальных линиях.

«Аналогично рассчитывается ЗОЗ отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» и результаты расчетов приводятся в таблице 10» [11].

Таблица 10 – Расчёт ЗОЗ питающих ВЛ-35 кВ и отходящих линий КЛ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое»

| Элемент | $I_{с.з.}, А$ | $I_{с.р.}, А$ | $K_ч$ | $K_ч \geq 1,25$ |
|-----------------------------------|---------------|---------------|-------|-----------------|
| Питающая ВЛ-35 кВ | | | | |
| ВЛ-35 кВ | 7,7 | 0,5 | 8,38 | да |
| Отходящие КЛ-10 кВ | | | | |
| I СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| Т1 КТП №1 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №2 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №7 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №8 СН | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| II СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ «Круглое» | | | | |
| Т2 КТП №1 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т2 КТП №2 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | Да |
| Т2 КТП №3 АВО газа КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №4 АВО газа КЦ-2 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т2 КТП №7 КЦ-1 | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т2 КТП №8 СН | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |
| Т1 КТП №5 «гараж» | 2,2 | 0,5 | 2,0 | да |

Все рассчитанные и выбранные «уставки релейной защиты силовых трансформаторов» [14] и линий показаны на графическом листе 4.

Для сокращения перерыва в электроснабжении используют автоматическое повторное включение (АПВ) на ВЛ-35 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» [20].

Принимается время его срабатывания в пределах:

$$t_{ПАВ} \geq t_{г.н.} + t_{зан} = 0,5 + 0,8 \text{ с}, \quad (53)$$

где « $t_{г.н.}$ - время готовности привода к работе, с» [15];

« $t_{зан.}$ - время запаса, с» [15].

«Время автоматического возврата однократного АПВ» [11] для питающей ВЛ-35 кВ:

$$t_{АПВ} = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ с}.$$

Время АПВ на ВЛ-35 кВ с момента начала короткого замыкания до момента подачи команды на включение [19]:

$$t_{АПВ} = t_{c.з} + t_{o.б} + t_{АПВ} \cdot \quad (54)$$

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85 \text{ с.}$$

«Для АВР на секционном выключателе в РУ-10 кВ» [8]:

$$U_{c.p} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{отс} \cdot K_U} \quad (55)$$

Значение остаточного напряжения на шинах РУ-10 кВ при коротком замыкании за силовым трансформатором ПС 10/0,4 кВ, который питается от шин РУ-10 кВ:

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (56)$$

$$X_m = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{т.ном}}, \quad (57)$$

Для АВР на секционном выключателе в РУ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое» [20]:

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,84 \text{ Ом,}$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 1,84 \cdot 1,16 = 3,69 \text{ кВ.}$$

Время срабатывания АВР на секционном выключателе в РУ-10 кВ реконструируемой ПС 35/10 кВ «Круглое»:

$$t_{АПВ} > t_{с.з.макс} + \Delta t, \quad (58)$$

$$t_{АПВ} \geq 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

«Напряжение срабатывания реле контроля напряжения резервной сети АВР» [11] на секционном выключателе в РУ-10 кВ:

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_U \cdot K_B}, \quad (59)$$

$$U_{раб.мин} = 0,6U_{ном} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,3 \text{ кВ},$$

$$U_{с.р} \leq \frac{6,3}{1,2 \cdot 100 \cdot 0,8} = 0,062 \text{ кВ}.$$

Сигнализация устанавливается на щите управления оператора в соответствии с требованиями нормативных документов [4].

Типы сигнализации выбранного в работе блока РЗиА соответствуют действующим стандартам [4].

Выбранные и проверенные в работе устройства РЗиА и их уставки показаны на графическом листе 4.

3.2 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Круглое»

«Для молниезащиты ПС-35/10 кВ «Круглое» принимается четыре стержневых молниеотвода, установленные по периметру понизительной подстанции» [6].

«Зона их защиты» [17]:

$$r_X = h_a \cdot \left[1,6 / \left(1 + (h_X / h) \cdot p \right) \right]. \quad (60)$$

$$h_a = h - h_X. \quad (61)$$

«Минимальная ширина зоны защиты» [6]:

$$b_X = 4 \cdot r_X \cdot [(7 \cdot h_a - a) / (14 \cdot h_a - a)], \quad (62)$$

где « a – расстояние между молниеотводами, м» [6].

«Должно соблюдаться условие» [6]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (63)$$

где « D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м» [6].

«Зона защиты молниеотводов спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Круглое»» [6]:

$$r_X = (19 - 11) \cdot [1,6 / (1 + (11/19) \cdot 1)] = 8,11 \text{ м.}$$

$$b_X^I = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 21) / (14 \cdot 8 - 21)] = 12,48 \text{ м. } b_X^I / 2 = 6,24 \text{ м.}$$

$$b_X^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot [(7 \cdot 8 - 43,5) / (14 \cdot 8 - 43,5)] = 5,92 \text{ м. } b_X^{II} / 2 = 2,96 \text{ м.}$$

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м.}$$

$$D_1 = \sqrt{21^2 + 43,5^2} = 48,3 \leq 64 \text{ м.}$$

«Схема спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Круглое» от прямых ударов молнии представлена на графическом листе 6» [6].

Выводы по разделу 3.

В работе для установки на подстанции выбраны новейшие блоки на микропроцессорной базе марки БЭМП РУ (изготовитель – АО «ЧЕЗ»).

Для газовой защиты трансформаторов рекомендованы к применению реле РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием.

Осуществлён расчёт и выбор уставок данных блоков РЗА.

Выбранные уставки РЗА внесены на карту уставок релейной защиты и автоматики в графической части работы.

При проведении работ по реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции была произведена замена старых реле, и установка новых для защиты и автоматики на вновь установленном оборудовании.

Осуществлён расчёт молниезащиты основных объектов данной понизительной подстанции с применением основных четырёх вертикальных молниеотводов, способных обеспечить защиту объектов подстанции от прямых ударов молнии и отвести возникшее атмосферное перенапряжение через заземление в грунт.

Заключение

В работе, в результате её выполнения, решена задача по разработке проекта реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилёвских электрических сетей.

«Для достижения поставленной в работе цели, решены следующие основные задачи, включающие: анализ исходных данных по понизительной подстанции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, а также её потребителей, обоснование необходимости проведения реконструкции»[18].

Основываясь на технических данных и характеристиках схемы и оборудования объекта проектирования, проведено обоснование целесообразности реконструкции подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей так, чтобы были соблюдены все необходимые условия как резервирования, так и надёжности в схеме электроснабжения.

«Исходя из задания и принятых решений по реконструкции электрической части объекта исследования, внедрены и проверены расчётным путём принятые мероприятия по реконструкции 35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей»[20]:

- для резервирования питания потребителей согласно требованиям [4], в системе электроснабжения ПС-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей, предусматривается резервирование: на стороне 35 кВ – в виде неавтоматической ремонтной перемычки из шинпровода (жёсткая ошиновка) с наличием в ней двух разъединителей, а на стороне 10 кВ – в виде установки и ввода в работу в нормальном режиме секционного выключателя с устройством АВР (автоматического включения резерва);
- осуществлена установка современных инновационных комплектов микропроцессорной защиты и автоматики в ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ

понижающей ПС 35/10кВ «Круглое» филиала Могилевских электрических сетей, что позволит уменьшить аварийные ситуации на секции шин и в электрооборудовании данной ПС и увеличит бесперебойную работу потребителей;

выполнена реконструкция коммутационных аппаратов и шинопроводов, выраженная на учете расчётов электроэнергетических нагрузок ячеек и подстанции с учётом подключения новых источников (новые потребительские двухтрансформаторные КТП № 7 КЦ-1 и КТП № 8 СН подключаются на две ячейки «резерв» первой и второй секции шин 10 кВ понижающей подстанции 35/10 кВ «Круглое» филиала Могилевских электрических сетей по нормальной схеме). После полного анализа всех проведённых работ по реконструкции понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» Могилёвских электрических сетей было принято решение о применении в данной распределительной установке новейшего современного оборудования.

- С учётом данного аспекта, в работе выбраны и проверены все необходимые новые аппараты в схеме подстанции, а также заменены некоторые устаревшие марки и модели оборудования.
- Вакуумные высоковольтные выключатели для наружной установки марки ВР35НС. Выключатели данной серии зарекомендовали себя только с положительной стороны, они обладают отличной кремнийорганической изоляцией, а также в полюсах отсутствует трансформаторное масло.
- Вместо трансформаторного масла в новых высоковольтных выключателях используется изоляция по принципу отсутствия каких либо веществ в газе давление которого значительно ниже атмосферного.
- Привод в данном выключателе используется по принципу магнитной защёлки двухпозиционного типа. Такие привода намного проще чем в старом оборудовании и выигрывают за счёт своей лёгкости и эффективности.
- Также на понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» по стороне 10кВ установлены высоковольтные выключатели вакуумного типа.

В данной работе по реконструкции электрической части понижающей подстанции используется современное оборудование для защиты от атмосферных явлений ограничители перенапряжений (ОПН). Все оборудование в схеме данной понижающей подстанции было тщательно отобрано и проверено.

Оборудование было проверено на электрическую, динамическую и термическую стойкость ко всем условиям приведённым в задании. Выбраны все марки кабелей и проводов как по стороне 35кВ так и по стороне 10кВ.

На понижающей подстанции ПС-35/10кВ«Круглое» были установлены новейшие современные аппараты и оборудование. Это не только высоковольтное оборудование но и современные аппараты релейной защиты и автоматики.

И доказано расчётным путём что всё оборудование соответствует всем показателям по надёжности и экономической целесообразности может быть установлено в данной электроустановке.

С учётом данного аспекта, в работе выбраны и проверены все необходимые новые аппараты в схеме подстанции, а также заменены некоторые устаревшие марки и модели оборудования.

«Всё выбранное оборудование проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам, рассчитанным в работе.

В результате анализа нагрузочной способности трансформаторов, установлено, что силовые трансформаторы ТМН-6300/35 удовлетворяют результатам выбора с учётом введения в эксплуатацию дополнительной нагрузки секций сборных шин 10 кВ»[10].

«Выбраны проводники питающей линии 35 кВ с применением провода марки АС-70/11, а также сечения кабельных линий распределительной сети 10 кВ с применением кабелей марки АСБ-10 разных сечений.

В работе для установки на подстанции выбраны современные блоки РЗиА на микропроцессорной основе типа БЭМП РУ (производитель – АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»)[18].

Для газовой защиты трансформаторов рекомендованы к применению реле РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием.

Осуществлён расчёт и выбор уставок данных блоков РЗиА. Выбранные уставки РЗиА внесены на карту уставок релейной защиты и автоматики.

Осуществлён расчёт молниезащиты основных объектов данной понизительной подстанции с применением основных четырёх вертикальных молниеотводов, способных обеспечить защиту объектов подстанции от прямых ударов молнии и отвести возникшее атмосферное перенапряжение через заземление в грунт.

«В работе расчётным путём показано, что внедрённые практические мероприятия по реконструкции ТП-35/10 кВ «Круглое» Могилевских электрических сетей позволят значительно повысить надёжность схемы электрических соединений подстанции и потребителей в целом»[14].

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА. 2020. 416 с.
3. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Медиа, 2017. 797 с.
4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. М.: Энергоиздат, 2018. 640 с.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
9. Курдюмов В. И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2017 г. 184 с.
10. Михайлов Ю .М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2018. 224 с.
11. Неклепаев Б. Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.
12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., переработ. и допол. М: Энергоатомиздат, 2018. 392 с.: ил.
14. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.
15. Рогалев Н. Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. М.: «МЭИ», 2018. 288 с.
16. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.
17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для вузов. М.: ИЦ «Академия», 2019. 448 с.
18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.«Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 05.11.2022).
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2020. 136 с.