

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 подстанции 110/10 кВ «Ташеба-Сельская»

Студент

Н.А. Королев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

## Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Ташеба-Сельская». В задачи проведения реконструкции электрической части подстанции входят замена силовых трансформаторов, проверка существующего на подстанции электрооборудования на возможность дальнейшей эксплуатации, замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения.

Данная выпускная квалификационная работа включает в себя следующие пункты:

- Описание реконструируемой подстанции;
- Обоснование реконструкции подстанции;
- Расчет электрических нагрузок;
- Расчет выбираемых силовых трансформаторов;
- Расчет токов коротких замыканий на сторонах 110 и 10 кВ;
- Проверка установленного электрооборудования;
- Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжения.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, объемом 78 листов формата А4, в которую включены 10 рисунков и 10 таблиц, и графической части, состоящей из 6 чертежей, выполненных на формате А1.

## **Abstract**

The title of graduation work is Reconstruction of the electrical part at the 110/10 kV Tasheba-Selskaya substation.

The graduation work consists of an explanatory note on 78 pages, including 10 figures, 10 tables, the list of 26 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The subject of the graduation work is the reconstruction of the electrical part at the substation, which includes replacing power transformers, checking the existing electrical equipment at the substation for further operation, replacing the valve arresters with nonlinear surge suppressors.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: compiling a description of the substation, justifying the need for reconstruction, calculating the electrical loads of the substation, selecting power transformers, calculating short-circuit currents, checking the electrical equipment previously installed in the substation, replacing the valve arresters with surge suppressors. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

In conclusion we'd like to stress that the calculation method presented in this paper may be suitable for the reconstruction of other substations, but it is necessary to take into account the individual characteristics of each substation, such as the connection scheme, voltage class, installed equipment, location, connected loads and others.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 6  |
| 1 Обобщенное описание реконструируемой подстанции.....                                   | 7  |
| 2 Обоснование реконструкции подстанции .....   | 16 |
| 3 Расчет электрических нагрузок подстанции .....   | 18 |
| 4 Расчет силовых трансформаторов.....  | 23 |
| 4.1 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов .....                           | 23 |
| 4.2 Технико-экономический расчет трансформаторов типа ТДН-<br>10000/110/10.....          | 24 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ.....                             | 31 |
| 5.1 Расчет токов симметричных коротких замыканий.....                                    | 31 |
| 5.1.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 110 кВ (т. К1).....                    | 33 |
| 5.1.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ (т. К2).....                     | 35 |
| 5.2 Расчет токов несимметричных коротких замыканий.....                                  | 37 |
| 5.2.1 Расчет токов несимметричного короткого замыкания на стороне<br>110 кВ (т. К1)..... | 37 |
| 5.2.2 Расчет токов несимметричного короткого замыкания на стороне 10<br>кВ (т. К2).....  | 41 |
| 6 Проверка установленного на подстанции электрооборудования .....                        | 43 |
| 6.1 Проверка оборудования на стороне 110 кВ .....  | 43 |
| 6.1.1 Проверка разъединителя РНДЗ-2-110/1000У1.....                                      | 43 |
| 6.1.2 Проверка отделителя ОД-110М/630.....   | 46 |
| 6.1.3 Проверка короткозамыкателя КЗ-110М .....   | 48 |
| 6.1.4 Проверка трансформатора тока ТВТ-110М-300/5.....                                   | 50 |
| 6.2 Проверка оборудования на стороне 10 кВ .....   | 52 |
| 6.2.1 Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000.....                                     | 52 |
| 6.2.2 Проверка трансформатора тока ТЛМ-10-2-0,5/10Р-400/5У3 .....                        | 56 |
| 6.2.3 Проверка трансформатора тока ТЛК-10-5-0,5/10Р-400/5У3 .....                        | 58 |
| 6.2.4 Проверка трансформатора тока ТПЛ-10-М-0,5/10Р-400/5У2 .....                        | 60 |

|  |    |
|--|----|
| 7 Замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения..... | 63 |
| 7.1 Замена вентильных разрядников РВС-110.....                                 | 63 |
| 7.2 Замена вентильных разрядников РВС-35 + РВС-15.....                         | 68 |
| 7.3 Замена вентильных разрядников РВС-15.....                                  | 69 |
| Заключение.....  | 72 |
| Список используемых источников.....  | 75 |

## Введение

Электрическая подстанция представляет собой электроустановку, которая предназначена для преобразования и распределения электрической энергии. Подстанция состоит из следующих основных элементов: преобразователя энергии (трансформатора), распределительного устройства, устройств управления и вспомогательных сооружений.

Электрические подстанции выполняются на все ступени напряжения. Они могут быть как повышающими, так и понижающими. Если подстанция находится в непосредственной близости к электрической станции, она является повышающей. Такие подстанции предназначены для повышения напряжения, подаваемого от электростанций, для дальнейшей передачи электроэнергии на дальние расстояния с минимальными потерями. Понижающие подстанции располагаются вблизи электропотребителей. Данные электрические подстанции предназначены для преобразования получаемой электроэнергии высокого класса напряжения в энергию более низкого класса напряжения и дальнейшего ее распределения между потребителями.

Электрические подстанции должны обеспечивать надежное электроснабжение [23]. Нарушение их работы может привести к значительному ущербу из-за остановки технологического процесса или невыработки продукции предприятием. Поэтому важно правильно рассчитывать и проектировать используемое оборудование электрической подстанции.

Задачей данной выпускной квалификационной работы является проведение расчетов для реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Ташеба-Сельская». Реконструкция в рамках данной работы включает в себя замену силовых трансформаторов и установку нелинейных ограничителей перенапряжения вместо вентильных разрядников.

## 1 Обобщенное описание реконструируемой подстанции

Электрическая подстанция №27 «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ расположена в Усть-Абаканском районе республики Хакасия, в 2,5 км к Юго-Западу от поселка Ташеба. На рисунке 1 представлен спутниковый снимок электрической подстанции с близлежащей территорией. На рисунке 2 представлена фотография реконструируемой подстанции.



Рисунок 1 – Спутниковый снимок подстанции с близлежащей территорией



Рисунок 2 – Фотография подстанции №27 «Ташеба-Сельская»

Данная понизительная подстанция была введена в эксплуатацию в 1980 году. Подстанция принадлежит распределительной сетевой компании республики, филиалу ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго». Электроэнергия подается по линиям воздушных электропередач 110 кВ от подстанций «Абакан-Районная» и «Южная». Подстанция «Ташеба-Сельская» снабжает электроэнергией потребителей сельской местности и промышленной зоны, такие как поселок Сахарный (в настоящее время заброшен), деревня Чапаево, село Сапогово, пивоваренный завод «Альпина», муниципальное предприятие «Абаканские электрические сети», база (председатель Зубарев). Категории надежности электроснабжения данных электропотребителей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Категории надежности электроснабжения потребителей

| № | Электропотребитель           | Категория |
|---|------------------------------|-----------|
| 1 | Пивоваренный завод «Альпина» | II        |
| 2 | п. Сахарный                  | III       |
| 3 | д. Чапаево                   | III       |
| 4 | МП АЭС                       | II        |
| 5 | База (председатель Зубарев)  | III       |
| 6 | с. Сапогово                  | III       |

Существуют 3 категории надежности электроснабжения: первая, вторая, третья. Также существует особая категория [10].

К потребителям первой категории относятся такие электропотребители, прерывание электроснабжения которых может повлечь за собой серьезные последствия, такие как несчастные случаи, крупные аварии, повреждение оборудования, большой материальный ущерб. К таким потребителям относятся:

- Горнодобывающая, химическая промышленность и другие опасные производства;
- Важные объекты здравоохранения (реанимационные отделения, крупные диспансеры, родильные отделения и пр.) и других государственных учреждений;
- Котельные, насосные станции, перерыв в электроснабжении которых приводит к выходу из строя городских систем жизнеобеспечения;
- Тяговые подстанции городского электрифицированного транспорта;
- Установки связи, диспетчерские пункты городских систем, серверные помещения;
- Лифты, устройства пожарной сигнализации, противопожарные устройства, охранная сигнализация крупных зданий с большим количеством находящихся в них людей.

Такие потребители снабжаются электроэнергией от двух независимых друг от друга источников питания. Допустимое время прерывания

электроснабжения составляет время срабатывания устройства автоматического ввода резерва (АВР).

К потребителям второй категории надежности электроснабжения относятся потребители, перерыв питания которых может привести к нарушению работы городских систем, массовым простоям промышленных предприятий, а также может привести к выпуску массового брака продукции. Кроме промышленных предприятий, к электропотребителям второй категории надежности электроснабжения относятся:

- Детские заведения;
- Медицинские учреждения и аптечные пункты;
- Городские учреждения, учебные заведения, крупные торговые центры, спортивные сооружения.

Такие потребители подключены к двум независимым источникам, а перерыв в электроснабжении составляет время работы обслуживающего персонала подстанции или выездной бригады.

К третьей категории надежности относятся все потребители, не вошедшие в первую и вторую категории. Обычно, это небольшие населенные пункты, многоквартирные дома, дома частного сектора. Перерыв в электроснабжении должен составлять менее суток, то есть время на проведение ремонтно-восстановительных работ. Питание осуществляется от одного источника.

Особая категория электроснабжения выделяется из состава электроприемников первой категории, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных

электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и др.

Рассматриваемая электрическая подстанция «Ташеба-Сельская» снабжает электроэнергией потребителей второй и третьей категорий, в связи с чем на подстанции не установлено устройство автоматического ввода резерва (АВР).

Электрическая подстанция «Ташеба-Сельская» 110/10 кВ является понизительной подстанцией с односторонним питанием. На стороне 110 кВ предусмотрена схема «Два блока 110 кВ с отделителями короткозамыкателями в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями» (рисунок 3).

В цепи воздушных линий (ВЛ) – 110 кВ установлено электротехническое оборудование, необходимое для осуществления коммутаций, для отключений при возникновении аварийных режимов работы, а также для отсоединения коммутационных аппаратов ВЛ – 110 кВ от сборных шин [24].

Разъединители применяются для коммутации цепей под напряжением, но без нагрузки, а также для создания видимого разрыва электрической сети, что обеспечивает безопасность оперативно-ремонтного персонала при ремонтных работах и оперативных переключениях.

Система отделитель-короткозамыкатель предназначена для отключения электрической подстанции от сети при аварийных ситуациях. При срабатывании релейной защиты, на короткозамыкатель подается сигнал, который приводит в действие привод короткозамыкателя. Короткозамыкатель срабатывает, создавая искусственное короткое замыкание между фазами (в сетях напряжением до 35 кВ) или короткое замыкание одной из фаз на землю (в сетях напряжением от 110 кВ). Под действием КЗ срабатывает релейная защита предшествующей подстанции,

которая отключает высоковольтные выключатели. В это время (во время бестоковой паузы) срабатывает отделитель, который и отключает подстанцию от сети. Через несколько секунд на питающей подстанции срабатывает устройство АПВ, которое включает силовые выключатели и, вследствие чего, напряжение вновь подается на линию между подстанциями, однако до силового оборудования подстанции оно не доходит, поскольку отделители разомкнуты.

Для защиты изоляции силового электрооборудования подстанции от внешних грозовых перенапряжений в сети на стороне высшего напряжения установлены вентильные разрядники типа РВС–110М. В нейтралях силовых трансформаторов используются разрядники типа РВС–35 + РВС-15. Вентильные разрядники типа РВС содержат блок многократных искровых промежутков, которые расположены в герметично закрытой армированной фарфоровой крышке. В нормальных условиях вентильный разрядник не пропускает токи, так как при нормальных условиях не происходит пробоя искрового промежутка. При воздействии на разрядник импульса грозового перенапряжения, происходит пробой его искрового промежутка. Происходит это в моменты, когда напряжение на защищаемом участке превышает предельно допустимое значение. После того, как произошел пробой искрового промежутка, напряжение на разряднике, и напряжение на защищаемой изоляции снижается. В этом и заключается защитное действие вентильного разрядника [16].

На реконструируемой электрической подстанции в настоящее время функционируют два силовых трансформатора типа ТМН–6300/110. Данные трансформаторы имеют систему охлаждения М, которая представляет собой естественную циркуляцию трансформаторного масла в баке силового трансформатора. Тепло масла передается баку трансформатора, который охлаждается естественными потоками окружающего воздуха. Такая система охлаждения не предусматривает принудительной циркуляции воздуха. Регулирование коэффициента трансформации силового трансформатора

осуществляется с помощью устройства РПН (регулирование напряжения под нагрузкой) регулятором РС–4 с моторным приводом МЗ–4. Переключающие устройства РС–4 приводятся в действие моторным проводом, который дает возможность использовать местное, дистанционное и автоматическое управление. Регулировка напряжения выполняется путем изменения количества витков обмоток силового трансформатора. Данная регулировка может применяться как на высокой, так и на низкой стороне силового трансформатора.

В качестве источников оперативного тока на подстанции применяются трансформаторы собственных нужд (ТСН), трансформаторы напряжения, трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы в конденсаторных устройствах.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока предназначены для понижения высоких значений величин напряжения и тока, подаваемых в установках переменного тока на измерительные приборы и устройства релейной защиты [22], [25]. Применение измерительных трансформаторов дает возможность использовать для измерения стандартные измерительные приборы. Обмотки реле также могут иметь стандартные исполнения.

Трансформаторы собственных нужд, трансформаторы напряжения и трансформаторы тока не могут создать независимое питание устройств релейной защиты и автоматики, в связи с чем, данные устройства не смогут нормально работать, так как необходимость в релейной защите и автоматике возникает в большей степени при внутренних повреждениях силового трансформатора или при повреждениях в непосредственной близости от него. При таких повреждениях, как правило, напряжение либо исчезает совсем, либо значительно снижается, что и приводит к неправильной работе релейной защиты. Исходя из этого, было предложено использовать предварительно заряженные конденсаторные устройства в цепях оперативного тока в качестве источника питания. Конденсаторные устройства имеют недостатки, основными из которых являются их быстрая

разрядка и необходимость в систематическом контроле состояния выпрямителей и конденсаторов. В связи с непродолжительным зарядом конденсаторов, предъявляются дополнительные требования к состоянию реле и других устройств, питающихся от конденсаторных установок. Такие аппараты должны работать свободно, без заеданий, затирааний и усилий, так как в противном случае возможны отказы в работе релейной защиты и автоматики.

В таблице 2 представлен перечень установленного силового электрооборудования.

Таблица 2 – Перечень силового электрооборудования высокой стороны ПС

| № | Наименование          | Марка               | Количество |
|---|-----------------------|---------------------|------------|
| 1 | Разъединитель         | РНДЗ-2-110/1000 У1  | 2          |
| 2 | Разъединитель         | РНДЗ-16-110/1000 У1 | 4          |
| 3 | Отделитель            | ОД-110М/630         | 2          |
| 4 | Короткозамыкатель     | КЗ-110М             | 2          |
| 5 | Разрядник             | РВС-110М            | 6          |
| 6 | Силовой трансформатор | ТМН-6300/110/10     | 2          |
| 7 | Трансформатор тока    | ТВТ-110М            | 2          |
| 8 | Разрядник             | РВС-35 + РВС-15а    | 2          |
| 9 | Заземлитель           | ЗОН-110М            | 2          |

### **Вывод**

Составлена характеристика подстанции «Ташеба-Сельская», в которой рассмотрены типы установленного силового электрооборудования и их предназначения.

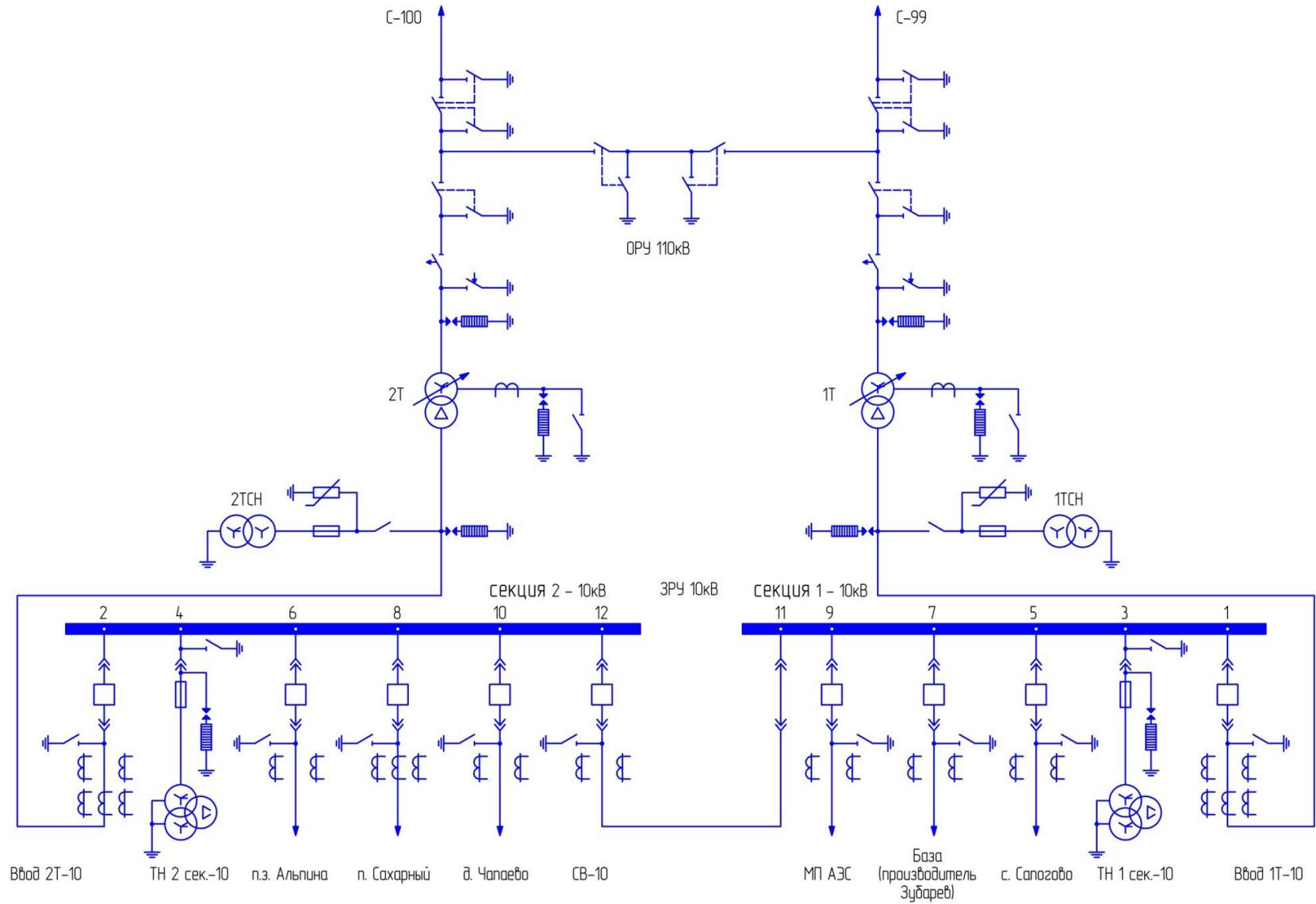


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС «Ташеба-Сельская»

## **2 Обоснование реконструкции подстанции**

Реконструкция электрической подстанции является сложным процессом разработки и принятия решений по основной электрической схеме, составу электрооборудования и его размещения.

С увеличением потребления электроэнергии возникает проблема её передачи и распределения, что напрямую связано с проблемой старения электрооборудования.

Старение оборудования приводит к увеличению затрат на его ремонт и обслуживание, а также к ухудшению технических и экономических показателей энергетических предприятий. Замена старого оборудования на новое может снизить себестоимость энергии на 12-15%.

Выделим планируемые этапы реконструкции. Согласно перечню силового оборудования (таблица 2), планируется произвести следующее:

- 1) замена силовых трансформаторов;
- 2) замена разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения;
- 3) проверка существующего оборудования.

Замена силовых трансформаторов необходима, поскольку силовые трансформаторы ТМН-6300/110/10 на подстанции были установлены в 1982 году, а срок их эксплуатации 25 лет. Также, в будущем планируется увеличение потребляемой электроэнергии в связи со строительством новых предприятий и жилых домов.

Установка устройств ограничения перенапряжений типа ОПН вместо вентильных разрядников также необходима, так как разрядники являются устаревшей защитой от перенапряжений, и при реконструкции подстанций должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН. Перед вентильными разрядниками, ограничители перенапряжений имеют ряд преимуществ. Например, отсутствие характерного для разрядников искрового промежутка. Разрядники в основном состоят из искровых промежутков, помещенных в герметичную фарфоровую крышку, а

ограничители перенапряжений состоят из нескольких герметичных модулей, представляющие собой нелинейные резисторы (варисторы), которые изготовлены из окиси цинка [26], [24]. «Так как в ограничителях перенапряжений нет искрового промежутка, то при их срабатывании износа контактов не происходит. Варисторы, применяемые в ограничителях перенапряжений, имеют устойчивую вольтамперную характеристику, которая не изменяется в процессе эксплуатации. Поэтому, в отличие от вентильных разрядников, ограничители перенапряжений не требуют обслуживания и контроля параметров в течение всего срока службы» [8]. Еще одним важнейшим преимуществом ограничителей перенапряжений перед вентильными разрядниками является способность защищать электрооборудование не только от грозových, но и от коммутационных перенапряжений, в то время как разрядники защищают только от атмосферных (грозových) перенапряжений [17].

После замены силовых трансформаторов и вентильных разрядников на ОПН необходимо проверить остальное силовое электрооборудование подстанции, так как новые трансформаторы имеют другие технические параметры, отличные от параметров предыдущего типа трансформатора. Это может сказаться на значениях токов короткого замыкания и, вследствие, на пригодность уже установленного оборудования.

### **Вывод**

Составлен план реконструкции электрической части подстанции, а также представлены обоснования для замены устаревшего силового электрооборудования.

### 3 Расчет электрических нагрузок подстанции

На рисунке 4 представлен годовой упорядоченный график электрических нагрузок подстанции.

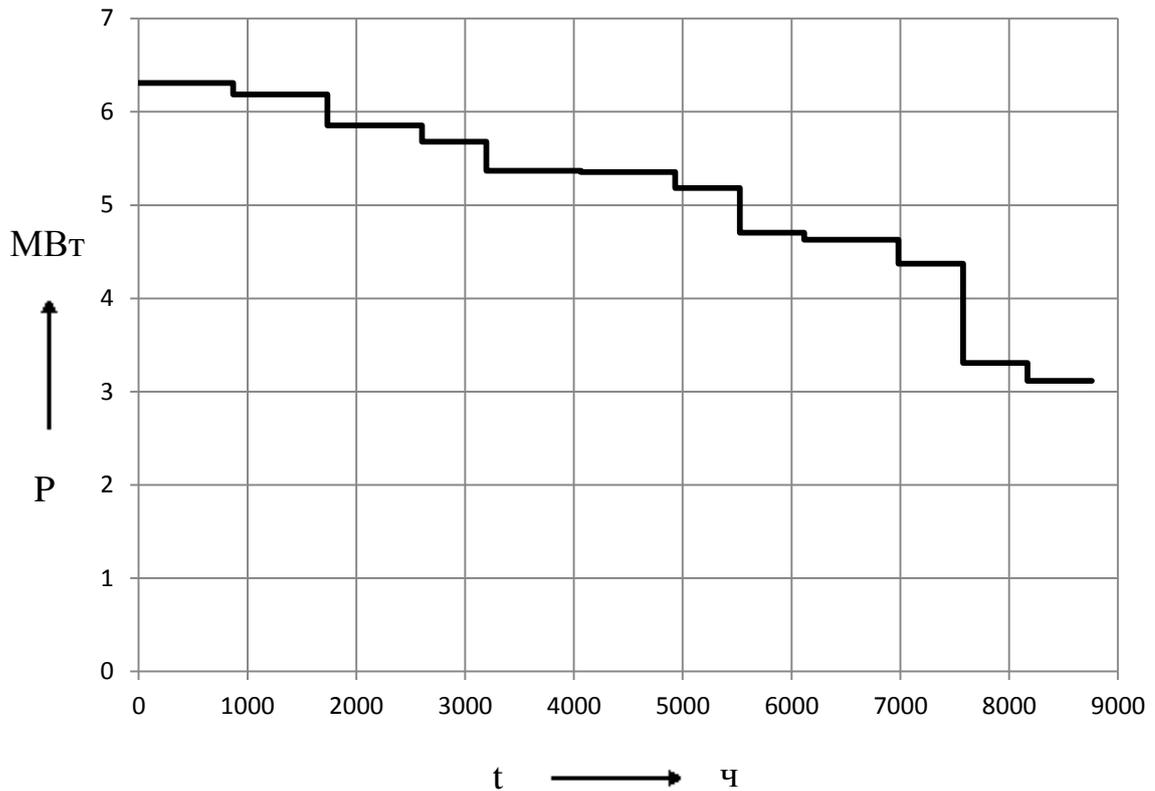


Рисунок 4 – Годовой график нагрузки

По годовому упорядоченному графику нагрузки определим начальную максимальную активную мощность ( $P_{max} = 6,31$  МВт). Начальная максимальная полная мощность потребителей подстанции рассчитана по формуле (1).

$$S_{max.нач.} = \frac{P_{max.нач.}}{\cos\varphi} \quad (1)$$

где  $P_{max.нач.}$  – начальная максимальная активная мощность потребителей, МВт;

$\cos\varphi = 0,917$  – коэффициент активной мощности потребителей.

$$S_{max.нач.} = \frac{6,31}{0,917} = 6,881 \text{ МВА}$$

В будущем планируется строительство новых домов и предприятий, что приведет к увеличению мощности. Вследствие этого, необходимо учитывать дополнительную нагрузку ( $S_{доп} = 2,3$  МВА). Максимальная полная мощность с учетом дополнительной нагрузки определяется по формуле (2).

$$S_{max} = S_{max.нач.} + S_{доп} \quad (2)$$

где  $S_{max.нач.}$  – начальная максимальная полная мощность, МВА;

$S_{доп}$  – дополнительная мощность, МВА.

$$S_{max} = 6,881 + 2,3 = 9,181 \text{ МВА}$$

Количество электроэнергии, расходуемой электропотребителями, рассчитано по формуле (3).

$$W = \sum_{i=1}^k P_i \cdot t \quad (3)$$

где  $P_i$  – активная мощность каждой ступени годового графика, МВт;

$t$  – время каждой ступени, ч.

$$\begin{aligned} W = & 6,31 \cdot 868 + 6,185 \cdot 868 + 5,854 \cdot 868 + 5,681 \cdot 592 + \\ & + 5,368 \cdot 868 + 5,354 \cdot 868 + 5,184 \cdot 592 + 4,703 \cdot 592 + 4,63 \cdot 868 + \\ & + 4,371 \cdot 592 + 3,308 \cdot 592 + 3,115 \cdot 592 = 44858,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки рассчитана по формуле (4).

$$T_M = \frac{W}{P_{max}} \quad (4)$$

где  $W$  – энергия, расходуемая на электропотребителей, МВт·ч;

$P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

$$T_M = \frac{44858,75}{6,31} = 7109,15 \text{ ч}$$

Расчет коэффициента заполнения графика произведен по формуле (5).

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} \quad (5)$$

где  $T_M$  – продолжительность максимальной нагрузки, ч.

$$K_{зап} = \frac{7109,15}{8760} = 0,812$$

На рисунке 5 изображен годовой упорядоченный график полной мощности подстанции. На рисунке 6 представлен годовой упорядоченный график полной мощности с учетом дополнительной нагрузки.

Ожидаемый коэффициент активной мощности равен  $\cos\varphi = 0,896$ . Произведу перерасчет годового графика ожидаемой полной мощности (рисунок 6) в ожидаемый годовой график активной мощности, используя коэффициент активной мощности.

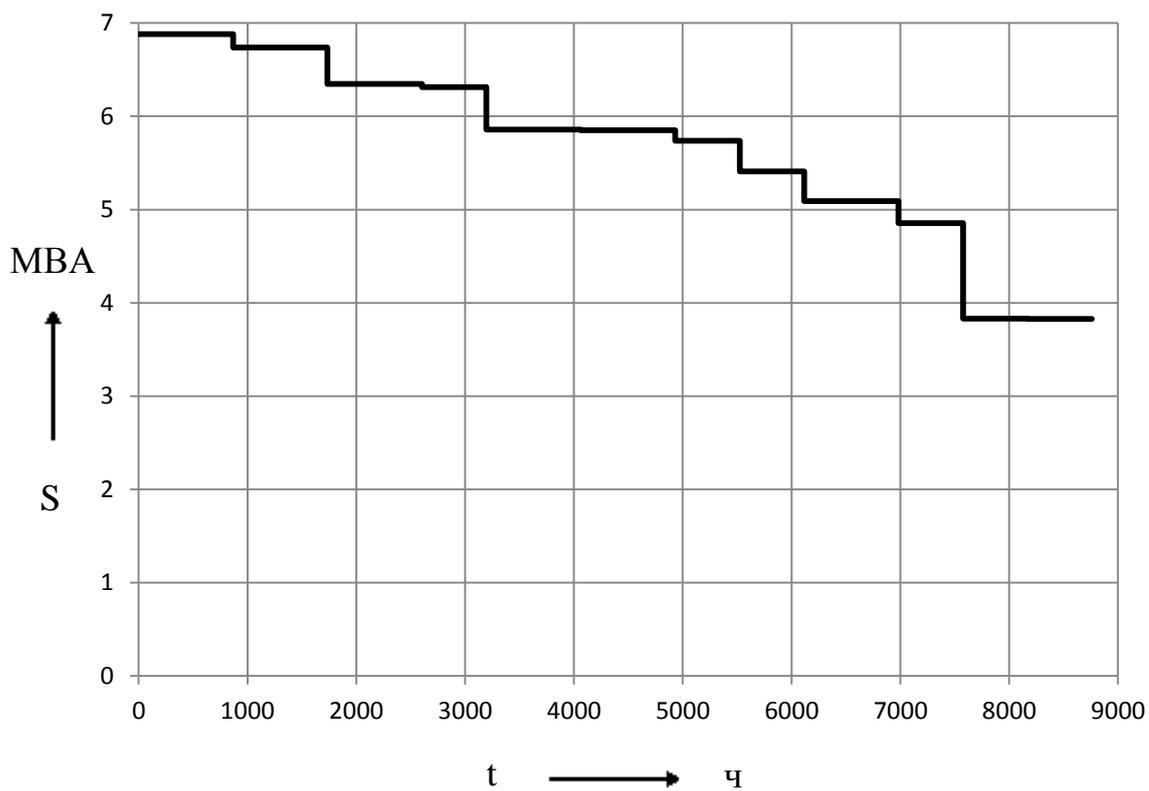


Рисунок 5 – Годовой упорядоченный график полной мощности

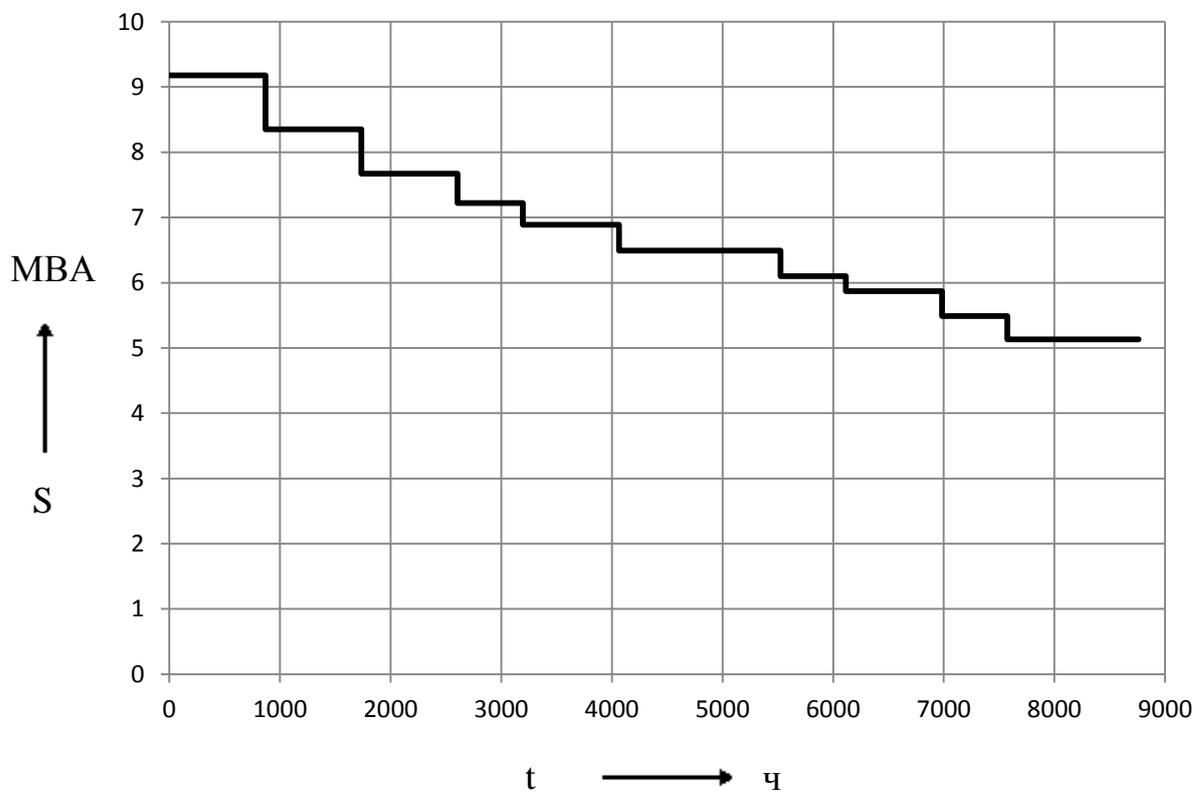


Рисунок 6 – Ожидаемый годовой упорядоченный график полной мощности

Полученный график изображен на рисунке 7.

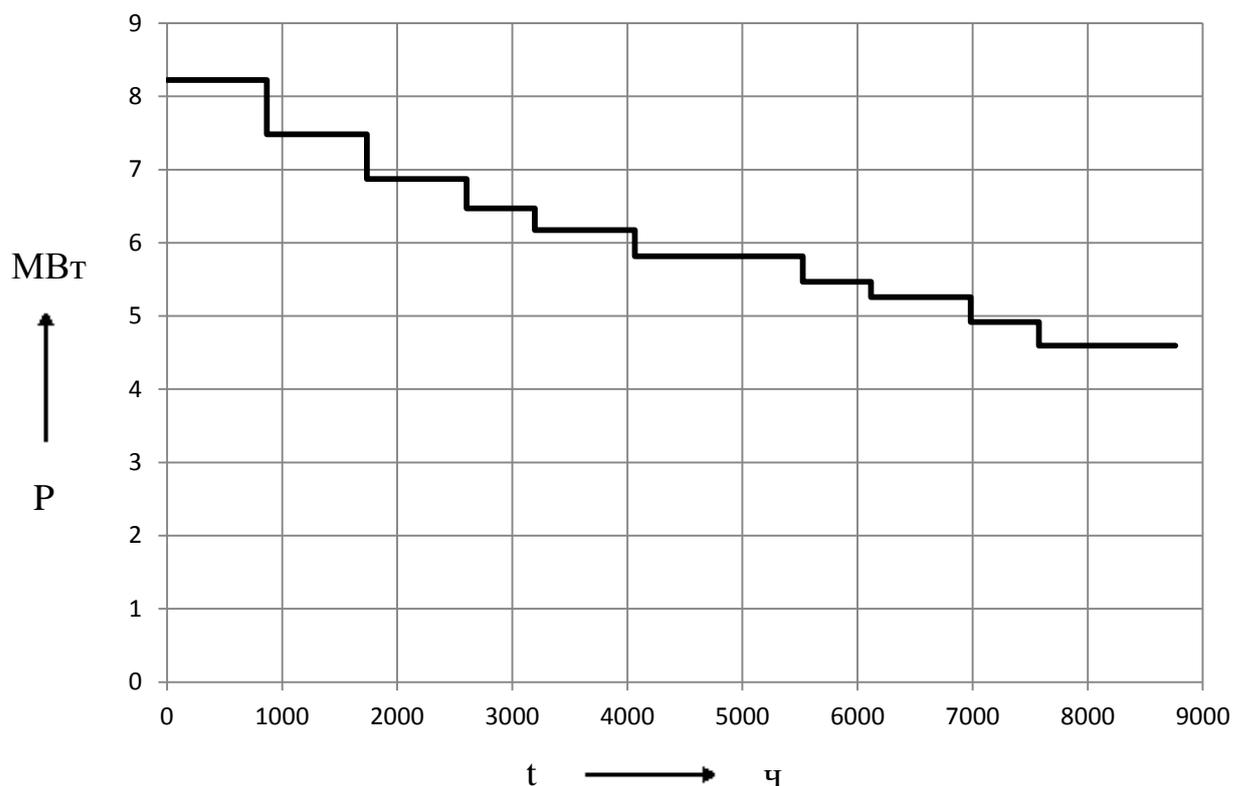


Рисунок 7 – Ожидаемый годовой график активной мощности

### Вывод

Проведены расчеты электрических нагрузок подстанции, а также с учетом планируемой дополнительной нагрузки построены годовые упорядоченные графики полной и активной мощностей для дальнейшего выбора мощностей трансформаторов и технико-экономического расчета.

## 4 Расчет силовых трансформаторов

### 4.1 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Номинальная мощность силового трансформатора рассчитана по формуле (6).

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

где  $S_{\text{max}}$  – максимальная полная мощность с учетом дополнительной нагрузки, МВА.

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot 9,181 = 6,427 \text{ МВА}$$

Из расчета видно, что установленные на подстанции трансформаторы ТМН-6300/110/10 с номинальной мощностью 6,3 МВА нуждаются в замене, так как номинальная мощность трансформатора с учетом дополнительной нагрузки должна превышать значение 6,427 МВА. При выходе из строя одного из трансформаторов, другой будет работать с недопустимой перегрузкой. Следовательно, необходима замена на трансформаторы с более высокой номинальной мощностью. К рассмотрению принимается трансформатор типа ТДН-10000/110/10. Его номинальная мощность равна 10 МВА, что превышает расчетное значение. Данный трансформатор является трехфазным, с наличием устройства РПН (регулирование под нагрузкой). Системой охлаждения является естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха (дутье).

В таблице 3 представлены технические параметры трансформатора.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформатора ТДН-10000/110/10

| Тип                | S <sub>ном.Т</sub> , МВА | U <sub>ном</sub> , кВ |    | U <sub>к</sub> , % | ΔP <sub>к</sub> , кВт | ΔP <sub>х</sub> , кВт | I <sub>х</sub> , % |
|--------------------|--------------------------|-----------------------|----|--------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
|                    |                          | ВН                    | НН |                    |                       |                       |                    |
| ТДН – 10000/110/10 | 10                       | 115                   | 11 | 10,5               | 58                    | 10                    | 0,55               |

#### 4.2 Технико-экономический расчет трансформаторов типа ТДН-10000/110/10

Рассчитаю потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода по формуле (7), подставив значения из таблицы 3.

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (7)$$

где I<sub>х</sub> – ток холостого хода в процентах от номинального, %;

S<sub>ном.Т</sub> – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$Q_x = \frac{0,55}{100} \cdot 10000 = 55 \text{ квар}$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания рассчитаны по формуле (8). Значения взяты из таблицы 3.

$$Q_k = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} \quad (8)$$

где U<sub>к</sub> % – напряжение короткого замыкания, %;

S<sub>ном.Т</sub> – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар}$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода рассчитаны по формуле (9).

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + k_{\text{и.п.}} \cdot Q_x \quad (9)$$

где  $\Delta P_x$  – потери холостого хода, кВт;

$k_{\text{и.п.}}$  – коэффициент изменения потерь, кВт/квар [18, таблица 12.3];

$Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар.

$$\Delta P'_x = 10 + 0,08 \cdot 55 = 14,4 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания рассчитаны по формуле (10).

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + k_{\text{и.п.}} \cdot Q_k \quad (10)$$

где  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;

$k_{\text{и.п.}}$  – коэффициент изменения потерь, кВт/квар [18, таблица 12.3];

$Q_k$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания, квар.

$$\Delta P'_k = 58 + 0,08 \cdot 1050 = 142 \text{ кВт}$$

Рассчитаю коэффициент загрузки трансформаторов по формуле (11), подставив значения из формулы (2) и таблицы 3.

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot S_{\text{ном.Т}}} \quad (11)$$

где  $S_{\text{max}}$  – максимальная полная мощность с учетом дополнительной нагрузки, кВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.;

$S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$k_3 = \frac{9181}{2 \cdot 1000} = 0,46$$

Расчет приведенных потерь мощности в трансформаторе произведен по формуле (12).

$$\Delta P'_T = \Delta P'_x + k_3^2 \cdot \Delta P'_k \quad (12)$$

где  $\Delta P'_x$  – приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода, кВт;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.;

$\Delta P'_k$  – приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P'_T = 14,4 + 0,54^2 \cdot 142 = 55,81 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии на подстанции определяются по формуле (13).

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{x,i} + \sum \Delta W_{k,i} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot \Delta P'_k \cdot k_{3.в.i}^2 \cdot T_i \quad (13)$$

где  $i$  – номер ступени годового графика (рисунок 5);

$\Delta W_{x,i}$  – потери электроэнергии в режиме холостого хода, кВт·ч;

$\Delta W_{k,i}$  – потери электроэнергии в режиме короткого замыкания, кВт·ч.

Потери электроэнергии на подстанции в режиме холостого хода рассчитаны по формуле (14) на примере первой ступени годового графика нагрузки.

$$\Delta W_{x.1} = n \cdot \Delta P'_x \cdot T_1 \quad (14)$$

где  $n$  – количество трансформаторов на подстанции, шт;

$\Delta P'_x$  – приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт;

$T_1$  – продолжительность нагрузки первой ступени годового графика, ч.

$$\Delta W_{x.1} = 2 \cdot 14,4 \cdot 868 = 24998,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаю потери электроэнергии на подстанции в режиме короткого замыкания по формуле (15) на примере первой ступени годового графика нагрузки.

$$\Delta W_{к.1} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P'_к \cdot k_{з.в.1}^2 \cdot T_1 \quad (15)$$

где  $n$  – количество трансформаторов на подстанции, шт;

$\Delta P'_к$  – приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания, кВт;

$k_{з.в.1}$  – коэффициент загрузки обмоток высокой стороны силового трансформатора, о.е.;

$T_1$  – продолжительность нагрузки первой ступени годового графика, ч.

$$\Delta W_{к.1} = \frac{1}{2} \cdot 142 \cdot 0,46^2 \cdot 868 = 29171,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Для остальных ступеней годового упорядоченного графика расчет ведется аналогичным образом. Полученные результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Время максимума нагрузки рассчитано с помощью ожидаемого годового графика активной мощности, изображенного на рисунке 7 по формуле (16).

Таблица 4 – Результаты расчета потерь электроэнергии на подстанции

| i  | S, МВА | n | T <sub>i</sub> , ч | ΔW <sub>x,i</sub> , кВт·ч   | k <sub>з.в.i</sub> | ΔW <sub>к,i</sub> , кВт·ч  |
|----|--------|---|--------------------|-----------------------------|--------------------|----------------------------|
| 1  | 9,18   | 2 | 868                | 24998,4                     | 0,46               | 12983,8                    |
| 2  | 8,35   | 2 | 868                | 24998,4                     | 0,42               | 10742,1                    |
| 3  | 7,67   | 2 | 868                | 24998,4                     | 0,38               | 9063,8                     |
| 4  | 7,22   | 2 | 592                | 17049,6                     | 0,36               | 5477,7                     |
| 5  | 6,89   | 2 | 868                | 24998,4                     | 0,34               | 7314,0                     |
| 6  | 6,49   | 2 | 1460               | 42048,0                     | 0,32               | 10915,4                    |
| 7  | 6,1    | 2 | 592                | 17049,6                     | 0,31               | 3910,0                     |
| 8  | 5,87   | 2 | 868                | 24998,40                    | 0,29               | 5308,8                     |
| 9  | 5,49   | 2 | 592                | 17049,60                    | 0,27               | 3167,1                     |
| 10 | 5,13   | 2 | 1184               | 34099,20                    | 0,26               | 5530,8                     |
|    |        |   |                    | ΣΔW <sub>x</sub> = 252288,0 |                    | ΣΔW <sub>к</sub> = 74413,5 |
|    |        |   |                    | ΔW <sub>ПС</sub> = 326701,5 |                    |                            |

$$T_{max} = \frac{W_{\Pi}}{P_{max}} \quad (16)$$

где W<sub>Π</sub> – количество электроэнергии подстанции, МВт·ч;

P<sub>max</sub> – максимальная активная мощность, МВт

$$T_{max} = \frac{53432,17}{8,23} = 6492 \text{ ч}$$

Для определения расходов подстанции на годовые потери электроэнергии в трансформаторе, необходимо рассчитать стоимость электроэнергии по формуле (17).

$$C_э = \frac{\alpha}{T_{max}} + \beta \quad (17)$$

где  $\alpha$  – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$T_{max}$  – время использования максимума нагрузки, ч;

$\beta$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком.

$$C_э = \frac{13200}{6492} + 0,15 = 2,18 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Зная стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч, можно определить расходы на потери электроэнергии по формуле (18).

$$И_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э \quad (18)$$

где  $\Delta W_{ПС}$  – годовые потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_э$  – стоимость электроэнергии,  $\frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ .

$$И_э = 326701,5 \cdot 2,1 = 712209,27 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления рассчитаны по формуле (19).

$$И_0 = p_{сум} \cdot K \quad (19)$$

где  $p_{сум}$  – суммарный коэффициент отчислений, учитывающий отчисления на амортизацию (для силового электрооборудования 35-110 кВ равен 0,094), о.е.;

$K$  – капитальные затраты на трансформаторы, учитывающие стоимость оборудования, руб.

$$И_0 = 0,094 \cdot 2 \cdot 12000000 = 2256000 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на покупку и эксплуатацию трансформаторов подстанции рассчитаны по формуле (20).

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (20)$$

где  $E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,16 о.е.;

$K$  – капитальные затраты на трансформаторы, учитывающие стоимость оборудования, руб.;

$I_0$  – годовые отчисления, руб.;

$I_{\text{э}}$  – расходы на потери электроэнергии в год, руб.

$$Z_{\text{пр}} = 0,16 \cdot 2 \cdot 12000000 + 2256000 + 712209,27 = 6808209 \text{ руб.}$$

### **Вывод**

Выбран тип силовых трансформаторов, которые будут установлены на подстанции взамен старых. Рассчитаны потери электроэнергии трансформатора типа ТДН-10000/110/10 в год, которые составили 326701,5 кВт·ч. Рассчитаны приведенные затраты на покупку и эксплуатацию выбранного типа трансформаторов.

## 5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ

### 5.1 Расчет токов симметричных коротких замыканий

Проведение расчета токов короткого замыкания (КЗ) необходимо для проведения проверки электрических аппаратов, установленных на подстанции на пригодность эксплуатации. Для проверок и выбора силового электрооборудования необходимо проведение расчета трехфазного тока КЗ.

В таблице 5 представлены данные, необходимые для расчетов токов короткого замыкания.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета токов КЗ

|               | Параметр   | Значение |
|---------------|--|----------|
| Система       | Мощность КЗ $S_k$ , МВА  | 700      |
|               | Базисная мощность $S_b$ , МВА                                    | 100      |
|               | Среднее номинальное напряжение, $U_{ср.ном}$ , кВ                | 115      |
| Воздушная ЛЭП | Удельное сопротивление $X_{уд}$ , Ом/км                          | 0,4      |
|               | Длина линии $l$ , км   | 1,15     |
|               | Среднее номинальное напряжение, $U_{ср.ном}$ , кВ                | 115      |
| Трансформатор | Номинальная мощность $S_{ном.Т}$ , МВА                           | 10       |
|               | Напряжение КЗ, $U_k$ , %   | 10,5     |
|               | Среднее номинальное напряжение низкой стороны, $U_{ср.ном}$ , кВ | 10,5     |

На рисунке 8 изображена расчетная электрическая схема сети, а на рисунке 9 представлена схема замещения.

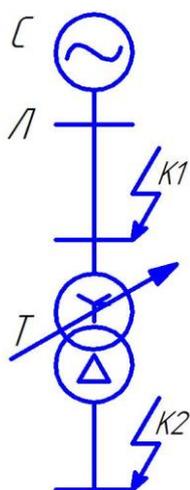


Рисунок 8 – Расчетная схема сети

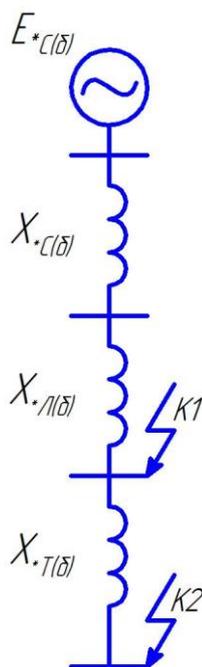


Рисунок 9 – Эквивалентная схема замещения сети

Расчеты проведены на основании данных, представленных в таблицы 5. Расчет сопротивления системы проведен с помощью формулы (21).

$$X_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} \quad (21)$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВА;

$S_к$  – мощность короткого замыкания системы, МВА.

$$X_{*б,с} = \frac{100}{700} = 0,143 \text{ о. е.}$$

Сопротивление воздушной линии электропередачи рассчитано по формуле (22).

$$X_{*б,л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср.ном}^2} \quad (22)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$S_б$  – базисная мощность, МВА;

$U_{ср.ном}$  – среднее номинальное напряжение, кВ.

$$X_{*б,л} = 0,4 \cdot 1,15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,00348 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора рассчитано по формуле (23).

$$X_{*б,т} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}} \quad (23)$$

где  $U_{к, \%}$  – напряжение короткого замыкания, %;

$S_б$  – базисная мощность, МВА;

$S_{ном.т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{*б,т} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ о. е.}$$

### 5.1.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 110 кВ (т. К1)

Суммарное результирующее сопротивление участка цепи до точки К1 включает в себя сопротивление системы и сопротивление воздушной линии электропередачи. Расчет данного сопротивления произведен по формуле (24).

$$X_{*б,рез} = X_{*б,с} + X_{*б,л} \quad (24)$$

где  $X_{*б,с}$  – сопротивление системы, о.е.;

$X_{*б,л}$  – сопротивление воздушной линии, о.е.

$$X_{*б,рез} = 0,143 + 0,00348 = 0,146 \text{ о. е}$$

Базисный ток определен по формуле (25).

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (25)$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВА;

$U_б$  – базисное напряжение (среднее номинальное напряжение), кВ.

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}$$

Рассчитано начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К1 с помощью формулы (26).

$$I_{п.0} = \frac{E_{*б}''}{X_{*б,рез}} \cdot I_б \quad (26)$$

где  $E_{*б}''$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{*б,рез}$  – суммарное результирующее сопротивление участка, о.е.;

$I_б$  – базисный ток в точке К1, кА.

$$I_{п.0} = \frac{1}{0,146} \cdot 0,503 = 3,45 \text{ кА}$$

«Если же источник (энергосистема) связан с точкой к.з. непосредственно, т.е. независимо от генераторов, расположенных вблизи места к.з., то действующее значение периодической составляющей тока к.з. от системы при трехфазном к.з. для любого момента времени можно считать равным  $I_{п.т} = I_{п.0} = \text{const}$ » [11].

Ударный ток в точке К1 рассчитан с помощью формулы (27).

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд} \quad (27)$$

где  $I_{п.0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ воздушными линиями, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,45 \cdot 1,608 = 7,84 \text{ кА}$$

### 5.1.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ (т. К2)

Суммарное результирующее сопротивление участка цепи до точки К2 включает в себя сопротивление системы, сопротивление воздушной линии электропередачи и сопротивление трансформатора. Расчет данного сопротивления произведен по формуле (28).

$$X_{*б,рез} = X_{*б,с} + X_{*б,л} + X_{*б,т} \quad (28)$$

где  $X_{*б,с}$  – сопротивление системы, о.е.;

$X_{*б,л}$  – сопротивление воздушной линии, о.е.;

$X_{*б,т}$  – сопротивление трансформатора, о.е.

$$X_{*б,рез} = 0,143 + 0,00348 + 1,05 = 1,2 \text{ о.е}$$

Базисный ток определен по формуле (29) [14].

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (29)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$U_6$  – базисное напряжение (среднее номинальное напряжение низкой стороны трансформатора), кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке К2 рассчитано с помощью формулы (30).

$$I_{п.0} = \frac{E''_{*6}}{X_{*6,рез}} \cdot I_6 \quad (30)$$

где  $E''_{*6}$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{*6,рез}$  – суммарное результирующее сопротивление участка, о.е.;

$I_6$  – базисный ток в точке К2, кА.

$$I_{п.0} = \frac{1}{1,2} \cdot 5,51 = 4,59 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К2 рассчитан с помощью формулы (31).

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд} \quad (31)$$

где  $I_{п.0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ через трансформаторы, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,59 \cdot 1,64 = 10,64 \text{ кА}$$

## 5.2 Расчет токов несимметричных коротких замыканий

Расчет токов несимметричных коротких замыканий необходим для дальнейшего сравнения полученных значений, с целью выбора наибольшего тока. Наибольшее значение тока КЗ необходимо знать для дальнейшего выбора нелинейного ограничителя перенапряжений по условию взрывобезопасности.

### 5.2.1 Расчет токов несимметричного короткого замыкания на стороне 110 кВ (т. К1)

Расчет суммарного сопротивления прямой и обратной последовательности произведен по формуле (32).

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{*6,C} + X_{*6,L} \quad (32)$$

где  $X_{*6,C}$  – сопротивление системы, о.е.;

$X_{*6,L}$  – сопротивление воздушной линии, о.е.;

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,143 + 0,00348 = 0,146 \text{ о.е.}$$

Расчет суммарного сопротивления нулевой последовательности выполнен с помощью формулы (33).

$$X_{0\Sigma} = \frac{(X_{*6,C} + X_{*6,L}) \cdot X_{*6,T}}{X_{*6,C} + X_{*6,L} + X_{*6,T}} \quad (33)$$

где  $X_{*6,C}$  – сопротивление системы, о.е.;

$X_{*6,Л}$  – сопротивление воздушной линии, о.е.;

$X_{*6,Т}$  – сопротивление трансформатора, о.е.

$$X_{0\Sigma} = \frac{(0,143 + 0,00348) \cdot 1,05}{0,143 + 0,00348 + 1,05} = 0,129 \text{ о.е.}$$

Ток однофазного короткого замыкания рассчитан по формуле (34).

$$I_{п.0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \cdot I_6 \quad (34)$$

где  $m^{(1)} = 3$  – коэффициент однофазного короткого замыкания, о.е.;

$E_{*6}''$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{1\Sigma}$  – суммарное сопротивление прямой последовательности, о.е.;

$X_{2\Sigma}$  – суммарное сопротивление обратной последовательности, о.е.;

$X_{0\Sigma}$  – суммарное сопротивление нулевой последовательности, о.е.;

$I_6$  – базисный ток в точке К1, кА.

$$I_{п.0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,146 + 0,146 + 0,129} \cdot 0,503 = 3,58 \text{ кА}$$

Ударный ток однофазного короткого замыкания определен по формуле (35).

$$i_{уд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(1)} \cdot k_{уд} \quad (35)$$

где  $I_{п.0}^{(1)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ воздушными линиями, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 3,58 \cdot 1,608 = 8,14 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания рассчитан по формуле (36).

$$I_{п.0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_6 \quad (36)$$

где  $m^{(2)} = \sqrt{3}$  – коэффициент двухфазного короткого замыкания, о.е.;

$E_{*6}''$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{1\Sigma}$  – суммарное сопротивление прямой последовательности, о.е.;

$X_{2\Sigma}$  – суммарное сопротивление обратной последовательности, о.е.;

$I_6$  – базисный ток в точке К1, кА.

$$I_{п.0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,146 + 0,146} \cdot 0,503 = 2,98 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания определен по формуле (37).

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(2)} \cdot k_{уд} \quad (37)$$

где  $I_{п.0}^{(2)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ воздушными линиями, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 2,98 \cdot 1,608 = 6,78 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания на землю рассчитан по формуле (38).

$$I_{п.0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} \cdot I_6 \quad (38)$$

где  $m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$  – коэффициент двухфазного короткого

замыкания на землю, о.е.;

$E_{*6}''$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{1\Sigma}$  – суммарное сопротивление прямой последовательности, о.е.;

$X_{2\Sigma}$  – суммарное сопротивление обратной последовательности, о.е.;

$X_{0\Sigma}$  – суммарное сопротивление нулевой последовательности, о.е.;

$I_6$  – базисный ток в точке К1, кА.

$$I_{п.0}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,146 \cdot 0,129}{(0,146 + 0,129)^2}} \cdot \frac{1}{0,146 + \frac{0,146 \cdot 0,129}{0,146 + 0,129}} \cdot 0,503 = 3,52 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания на землю определен по формуле (39).

$$i_{уд}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(1,1)} \cdot k_{уд} \quad (39)$$

где  $I_{п.0}^{(1,1)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания на землю, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ воздушными линиями, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 3,52 \cdot 1,608 = 8,00 \text{ кА}$$

## 5.2.2 Расчет токов несимметричного короткого замыкания на стороне 10 кВ (т. К2)

Обмотки вторичной цепи силового трансформатора подключены по схеме «треугольник», из чего следует, что токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Из этого следует, что для точки К2 необходимо провести расчет токов только двухфазного короткого замыкания.

Расчет суммарного сопротивления прямой и обратной последовательности произведен по формуле (40).

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{*6,C} + X_{*6,L} + X_{*6,T} \quad (40)$$

где  $X_{*6,C}$  – сопротивление системы, о.е.;

$X_{*6,L}$  – сопротивление воздушной линии, о.е.;

$X_{*6,T}$  – сопротивление трансформатора, о.е.

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,143 + 0,00348 + 1,05 = 1,2 \text{ о.е.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания рассчитан по формуле (41).

$$I_{п.0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_6 \quad (41)$$

где  $m^{(2)} = \sqrt{3}$  – коэффициент двухфазного короткого замыкания, о.е.;

$E_{*6}''$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.;

$X_{1\Sigma}$  – суммарное сопротивление прямой последовательности, о.е.;

$X_{2\Sigma}$  – суммарное сопротивление обратной последовательности, о.е.;

$I_6$  – базисный ток в точке К2, кА.

$$I_{п.0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,2 + 1,2} \cdot 5,51 = 3,98 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного короткого замыкания рассчитан по формуле (42).

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(2)} \cdot k_{уд} \quad (42)$$

где  $I_{п.0}^{(2)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ через трансформаторы, о.е. [13, таблица 3.8].

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 3,98 \cdot 1,64 = 9,23 \text{ кА}$$

Рассчитанные значения токов симметричных и несимметричных коротких замыканий для наглядности и удобства сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные значения токов КЗ

| Вид КЗ                                 | Сторона 110 кВ (точка К1) |               | Сторона 10 кВ (точка К2) |               |
|--|---------------------------|---------------|--------------------------|---------------|
|  | $I_{п.0}$ , кА            | $i_{уд}$ , кА | $I_{п.0}$ , кА           | $i_{уд}$ , кА |
| Однофазное К <sup>(1)</sup>            | 3,58                      | 8,14          | –                        | –             |
| Двухфазное К <sup>(2)</sup>            | 2,98                      | 6,78          | 3,98                     | 9,23          |
| Двухфазное на землю К <sup>(1,1)</sup> | 3,52                      | 8,00          | –                        | –             |
| Трехфазное К <sup>(3)</sup>            | 3,45                      | 7,84          | 4,59                     | 10,64         |

### Вывод

Рассчитаны значения токов различных видов коротких замыканий, с целью нахождения наибольшего значения тока для дальнейшего выбора нелинейных ограничителей перенапряжения. Наибольший ток на стороне 110 кВ подстанции возникает при однофазном коротком замыкании. На стороне 10 кВ наибольший ток возникает при трехфазном замыкании.

## 6 Проверка установленного на подстанции электрооборудования

Необходимость проверки установленного на подстанции «Ташеба-Сельская» электрооборудования объясняется тем, что после замены силовых трансформаторов изменились значения токов короткого замыкания. Связано это с тем, что у выбранного трансформатора типа ТДН-10000/110/10 технические параметры отличаются от параметров старого трансформатора типа ТМН-6300/110/10.

Проверке подлежит силовое электрооборудование как на высокой стороне (110 кВ), так и на низкой (10 кВ). Перечень проверяемого оборудования представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень проверяемого электрооборудования

| № | Наименование оборудования | Тип                      | Класс напряжения |       |
|---|---------------------------|--------------------------|------------------|-------|
| 1 | Разъединитель             | РНДЗ-2-110/1000 У1       | 110 кВ           |       |
|   |                           | РНДЗ-16-110/1000 У1      |                  |       |
| 2 | Отделитель                | ОД-110М/630              |                  |       |
| 3 | Короткозамыкатель         | КЗ-110М                  |                  |       |
| 4 | Трансформатор тока        | ТВТ-110М-300/5           |                  |       |
| 5 | Выключатель               | ВВУ-СЭЦ-10               |                  | 10 кВ |
| 6 | Трансформатор тока        | ТЛМ-10-2-0,5/10Р-400/5У3 |                  |       |
| 7 | Трансформатор тока        | ТЛК-10-5-0,5/10Р-400/5У3 |                  |       |
| 8 | Трансформатор тока        | ТПЛ-10-М-0,5/10Р-400/5У2 |                  |       |

### 6.1 Проверка оборудования на стороне 110 кВ

#### 6.1.1 Проверка разъединителя РНДЗ-2-110/1000У1

Разъединители типа РНДЗ-2-110/1000У1 и РНДЗ-16-110/1000У1 имеют одинаковые параметры. Отличие состоит лишь в количестве заземляющих ножей. В связи с этим, проверка будет проводиться только для одного типа (РНДЗ-2-110/1000У1). Технические параметры данного разъединителя представлены на сайте [6].

Проверка разъединителя проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (43)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (43)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение разъединителя, кВ.

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (44)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (44)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (45), А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток разъединителя, А.

$$52,55 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сет}}} \quad (45)$$

где  $S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,55 \text{ А}$$

3) Электродинамическая стойкость (формула (46)).

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \quad (46)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости разъединителя, кА.

$$7,84 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4) Термическая стойкость (формула (47)).

$$\begin{cases} B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \text{ при } t_{\text{откл}} > t_{\text{терм}} \\ B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{ при } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм}} \end{cases} \quad (47)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости разъединителя, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости разъединителя, с;

$t_{\text{откл}}$  – полное время отключения, определяемое по формуле (48), с.

Полное время отключения суммируется из времени срабатывания реле, времени срабатывания короткозамыкателя и времени срабатывания выключателя, установленного на питающей подстанции.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{кз}} + t_{\text{выкл}} \quad (48)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время срабатывания реле, с;

$t_{\text{кз}}$  – время срабатывания короткозамыкателя, с;

$t_{\text{выкл}}$  – время срабатывания выключателя, установленного на питающей подстанции, с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,35 + 0,055 = 0,415 \text{ с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (49).

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (49)$$

где  $I_{\text{п,0}}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$B_k = (3,45 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,415 + 0,02) = 5,18 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Исходя из того, что время отключения меньше времени протекания тока термической стойкости, условие термической стойкости определяется по формуле (50).

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \quad (50)$$

$$5,18 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,415 = 411,78 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Все критерии проверки разъединителя РНДЗ-2-110/1000У1 удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный разъединитель может использоваться.

### 6.1.2 Проверка отделителя ОД-110М/630

Проверка отделителя проводится по тем же условиям, что и разъединитель. Технические параметры установленного отделителя представлены на сайте [20].

1) Номинальное напряжение (формула (51)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (51)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение отделителя, кВ.

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (52)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (52)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (45), А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток отделителя, А.

$$52,55 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

3) Электродинамическая стойкость (формула (53)).

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \quad (53)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости отделителя, кА.

$$7,84 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4) Термическая стойкость (формула (54)).

$$\begin{cases} B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \text{ при } t_{\text{откл}} > t_{\text{терм}} \\ B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \text{ при } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм}} \end{cases} \quad (54)$$

где  $B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости отделителя, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости отделителя, с;

$t_{\text{откл}}$  – полное время отключения, определяемое по формуле (48), с.

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (55).

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (55)$$

где  $I_{\text{п},0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$B_k = (3,45 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,415 + 0,02) = 5,18 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Исходя из того, что время отключения меньше времени протекания тока термической стойкости, условие термической стойкости определяется по формуле (56).

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \quad (56)$$

$$5,18 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,415 = 166 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Все критерии проверки отделителя ОД-110М/630 удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный отделитель может использоваться.

### 6.1.3 Проверка короткозамыкателя КЗ-110М

Короткозамыкатели проверяются по тем же условиям, что разъединители и отделители, но без учета проверки по рабочему току. В сетях 110-220 кВ короткозамыкатели устанавливаются в одной фазе. Исходя из этого, проверка короткозамыкателя производится по однофазному току КЗ. Технические параметры установленного короткозамыкателя представлены на сайте [20].

1) Номинальное напряжение (формула (57)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (57)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение короткозамыкателя, кВ.

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) Электродинамическая стойкость (формула (58)).

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (58)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток однофазного КЗ, кА;

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости короткозамыкателя, кА.

$$8,14 \text{ кА} \leq 34 \text{ кА}$$

3) Термическая стойкость (формула (59)).

$$\begin{cases} B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ при } t_{откл} > t_{терм} \\ B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \text{ при } t_{откл} \leq t_{терм} \end{cases} \quad (59)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля,  $A^2 \cdot c$ ;

$I_{терм}$  – ток термической стойкости короткозамыкателя, кА;

$t_{терм}$  – время протекания тока термической стойкости короткозамыкателя, с;

$t_{откл}$  – полное время отключения, определяемое по формуле (48), с.

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (60).

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (60)$$

где  $I_{п,0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА;

$t_{откл}$  – время отключения, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$B_k = (3,58 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,415 + 0,02) = 5,58 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ c}$$

Исходя из того, что время отключения меньше времени протекания тока термической стойкости, условие термической стойкости определяется по формуле (61).

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \quad (61)$$

$$5,58 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq (13,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,415 = 73,41 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Все критерии проверки короткозамыкателя КЗ-110М удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный короткозамыкатель может использоваться.

#### **6.1.4 Проверка трансформатора тока ТВТ-110М-300/5**

Технические характеристики установленного трансформатора тока типа ТВТ-110М-300/5 представлены на сайте [5].

Проверка трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (62)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (62)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (63)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (63)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (45), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$52,55 \text{ A} \leq 300 \text{ A}$$

3) Электродинамическая стойкость (формула (64)).

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{э.д.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (64)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток однофазного КЗ, кА;

$K_{\text{э.д.}}$  – номинальная предельная кратность, о.е.;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$8,14 \text{ кА} \leq 20 \cdot \sqrt{2} \cdot 300 = 8,49 \text{ кА}$$

4) Термическая стойкость (формула (65)).

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{терм}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (65)$$

где  $B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{A}^2 \cdot \text{с}$ ;

$K_{\text{терм}}$  – кратность тока термической стойкости трансформатора тока, о.е.;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости, с.

$$5,58 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{с} \leq 25^2 \cdot 300^2 \cdot 3 = 168,75 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (66).

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (66)$$

где  $I_{\text{п,0}}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$B_k = (3,58 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,415 + 0,02) = 5,58 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Все критерии проверки трансформатора тока ТВТ-110М-300/5 удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный измерительный трансформатор может использоваться.

## **6.2 Проверка оборудования на стороне 10 кВ**

### **6.2.1 Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000**

Технические параметры вакуумного выключателя типа ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 представлены на сайте производителя [19].

Проверка выключателя проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (67)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (67)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение выключателя, кВ.

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (68)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (68)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток разъединителя, А.

$$577,35 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сет}}} \quad (69)$$

где  $S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ A}$$

3) Отключающая способность:

а) Симметричный ток (формула (70)).

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (70)$$

где  $I_{\text{п.0}}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$4,59 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

б) Отключение аperiodической составляющей тока КЗ (формула (71)).

$$i_{\text{а,τ}} \leq i_{\text{а.ном}} \quad (71)$$

где  $i_{\text{а,τ}}$  – значение аperiodической составляющей тока КЗ, определяемое по формуле (72), кА.

$i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ выключателя, определяемое по формуле (73), кА;

$$1,31 \text{ кА} \leq 11,31 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а,τ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (72)$$

где  $I_{п.о}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$\tau$  – время отключения тока КЗ, равное сумме времени срабатывания реле и времени срабатывания выключателя (0,04 с), с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,59 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,025}} = 1,31 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta}{100} \cdot I_{откл.ном} \quad (73)$$

где  $\beta$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %;

$I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}$$

4) Электродинамическая стойкость (формула (74)).

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (74)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

$$10,64 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}$$

5) Термическая стойкость (формула (75)).

$$\begin{cases} B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \text{ при } t_{\text{откл}} > t_{\text{терм}} \\ B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{ при } t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм}} \end{cases} \quad (75)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля,  $A^2 \cdot c$ ;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости выключателя,

с;

$t_{\text{откл}}$  – полное время отключения, определяемое по формуле (76), с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} \quad (76)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время срабатывания реле, с;

$t_{\text{с.в.}}$  – время срабатывания выключателя, с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (77).

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (77)$$

где  $I_{\text{п,0}}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [13, таблица 3.8], с.

$$B_k = (4,59 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,04 + 0,025) = 1,37 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ c}$$

Исходя из того, что время отключения меньше времени протекания тока термической стойкости, условие термической стойкости определяется по формуле (78).

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \quad (78)$$

$$1,37 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,04 = 16 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Все критерии проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный выключатель может использоваться.

### 6.2.2 Проверка трансформатора тока ТЛМ-10-2-0,5/10Р-400/5У3

Технические характеристики установленного трансформатора тока типа ТЛМ-10-2-0,5/10Р-400/5У3 представлены на сайте [21].

Проверка трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (79)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (79)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (80)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (80)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$$

Условие не выполняется, из чего следует, что данный трансформатор тока нельзя использовать и его необходимо заменить. Один из возможных

вариантов замены является аналогичный трансформатор тока типа ТЛМ-10-2-0,5/10Р-600/5УЗ [21].

Проверка выбранного трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальный ток (формула (81)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (81)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$$

2) Электродинамическая стойкость (формула (82)).

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{э.д.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (82)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$K_{\text{э.д.}}$  – номинальная предельная кратность, о.е.;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$10,64 \text{ кА} \leq 15 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 12,73 \text{ кА}$$

3) Термическая стойкость (формула (83)).

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (83)$$

где  $B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости трансформатора тока, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости, с.

$$1,37 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{с} \leq 23^2 \cdot 3 = 1587 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (77).

Все критерии проверки выбранного для замены трансформатора тока удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный измерительный трансформатор типа ТЛМ-10-2-0,5/10Р-600/5У3 может использоваться.

### **6.2.3 Проверка трансформатора тока ТЛК-10-5-0,5/10Р-400/5У3**

Технические характеристики установленного трансформатора тока типа ТЛК-10-5-0,5/10Р-400/5У3 представлены на сайте [7].

Проверка трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (84)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (84)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (85)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (85)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$$

Условие не выполняется, из чего следует, что данный трансформатор тока нельзя использовать и его необходимо заменить. Один из возможных вариантов замены является аналогичный трансформатор тока типа ТЛК-10-

5-0,5/10P-600/5УЗ [7]. Проверка выбранного трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальный ток (формула (86)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (86)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$$

2) Электродинамическая стойкость (формула (87)).

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{э.д.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (87)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$K_{\text{э.д.}}$  – номинальная предельная кратность, о.е;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$10,64 \text{ кА} \leq 14 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 11,88 \text{ кА}$$

3) Термическая стойкость (формула (88)).

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (88)$$

где  $B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости трансформатора тока, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости, с.

$$1,37 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (77).

Все критерии проверки выбранного для замены трансформатора тока удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный измерительный трансформатор типа ТЛК-10-5-0,5/10Р-600/5У3 может использоваться.

#### **6.2.4 Проверка трансформатора тока ТПЛ-10-М-0,5/10Р-400/5У2**

Технические характеристики установленного трансформатора тока типа ТПЛ-10-М-0,5/10Р-400/5У2 представлены на сайте [1]. Проверка трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение (формула (89)).

$$U_{\text{ном.сет}} \leq U_{\text{ном}} \quad (89)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2) Номинальный ток (формула (90)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (90)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$$

Условие не выполняется, из чего следует, что данный трансформатор тока нельзя использовать и его необходимо заменить. Один из возможных вариантов замены является аналогичный трансформатор тока типа ТПЛ-10-М-0,5/10Р-600/5У2 [11], [18]. Проверка выбранного трансформатора тока проводится по следующим условиям:

1) Номинальный ток (формула (91)).

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (91)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток, определяемый по формуле (69), А;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$577,35 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$$

2) Электродинамическая стойкость (формула (92)).

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{э.д.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (92)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$K_{\text{э.д.}}$  – номинальная предельная кратность, о.е.;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

$$10,64 \text{ кА} \leq 13 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 11,03 \text{ кА}$$

3) Термическая стойкость (формула (93)).

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{терм}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (93)$$

где  $B_{\text{к}}$  – интеграл Джоуля,  $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ ;

$K_{\text{терм}}$  – кратность тока термической стойкости трансформатора тока, о.е.;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А

$t_{\text{терм}}$  – время протекания тока термической стойкости, с.

$$1,37 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с} \leq 45^2 \cdot 600^2 \cdot 3 = 2187 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}$$

Интеграл Джоуля рассчитан по формуле (77).

Все критерии проверки выбранного для замены трансформатора тока удовлетворяют условиям, из чего следует, что данный измерительный трансформатор типа ТЛК-10-5-0,5/10Р-600/5УЗ может использоваться.

### **Вывод**

В ходе проведения проверки электрооборудования было выяснено, что замена силового трансформатора не повлияет на работоспособность оборудования, установленного на стороне 110 кВ. На стороне 10 кВ проверку не прошли измерительные трансформаторы тока, в связи с чем был рассмотрен вариант их замены.

## **7 Замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения**

Замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители перенапряжения, как писалось ранее, необходима при проведении реконструкции электрической части подстанции. Всего на подстанции «Ташеба-Сельская» в настоящее время установлено 14 вентильных разрядников. По одному комплекту, состоящему из трех разрядников РВС-110, установлено на высокой стороне рядом с силовыми трансформаторами. На низкой стороне также установлено по одному комплекту вентильных разрядников типа РВС-15 вблизи трансформаторов. На нейтралях трансформаторов разрядники РВС-35 + РВС-15 установлены на одной раме вместе с заземлителями ЗОН-110.

### **7.1 Замена вентильных разрядников РВС-110**

Наиболее важным параметром при выборе нелинейного ограничителя перенапряжения является длительно допустимое рабочее напряжение. В России для сетей напряжением 110-220 кВ допустимое рабочее напряжение ОПН определяет выражение (94).

$$U_{\text{нр}} \geq \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{ном.сет}} \quad (94)$$

где  $U_{\text{ном.сет}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot 110 = 73,03 \text{ кВ}$$

Поправка значения наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения на коэффициент 1,1 не ведется, поскольку в месте установки ОПН отсутствуют источники устойчивых высших гармоник.

Предварительно рассматривается для установки ограничитель напряжения типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1 [3]. Необходимые технические параметры данного ограничителя представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические параметры ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1

| № | Наименование параметра   | Значение |
|---|--|----------|
| 1 | Класс напряжения сети U, кВ  | 110      |
| 2 | Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр.опн}$ , кВ               | 77       |
| 3 | Номинальный разрядный ток $I_{ном}$ , А  | 10       |
| 4 | Остающееся напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА $U_{опн}$ , кВ | 289      |
| 5 | Предельный ток короткого замыкания (взрывобезопасность) $I_{вб}$ , кА              | 40       |
| 6 | Длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$ , см                                   | 315      |
| 7 | Напряжение на ограничителе, допустимое в течение времени, кВ                       |          |
|   | 1200 с   | 98       |
|   | 10 с   | 112      |

«Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя  $I_{вб}$  на 15-20% превышал наибольший из токов (однофазного, двухфазного или трехфазного) КЗ, определяемый для точки подключения ограничителя» [9]. Ток взрывобезопасности рассчитан по формуле (95).

$$I_{вб} \geq 1,2 \cdot I_{кз.нб} \quad (95)$$

где  $I_{кз.нб}$  – наибольший ток из различных видов КЗ (ток однофазного КЗ), кА.

$$I_{вб} \geq 1,2 \cdot 3,58 = 4,3 \text{ кА}$$

Таким образом, ток взрывобезопасности ограничителя перенапряжений должен быть больше 4,3 кА. Выбранный тип ОПН удовлетворяет данному условию.

Необходимо также учитывать значение номинального разрядного тока. «Производится в случае установки ОПН для защиты от грозových перенапряжений. При этом номинальный разрядный ток должен быть не менее 5 кА, а в перечисленных ниже случаях 10 кА и более:

- в районах с интенсивной грозовой деятельностью (более 50 грозových часов в году);

- в схемах грозозащиты двигателей и генераторов, присоединенных к ВЛ;

- в районах с высокой степенью промышленных загрязнений (IV степень загрязнения атмосферы);

- в схемах грозозащиты, к которым предъявляются повышенные требования к надежности и в сетях с ВЛ на деревянных опорах» [9]. Исходя из данных условий, для реконструируемой подстанции рассматривается только интенсивность грозовой деятельности, так как район расположения подстанции имеет среднюю степень загрязнения атмосферы.

Номинальный разрядный ток должен превышать значение 5 кА, а в районах с интенсивной грозовой активностью (более 50 грозových часов в году) разрядный ток должен быть равен 10 кА и более. На рисунке 10 представлена карта грозовой активности [2], [8].

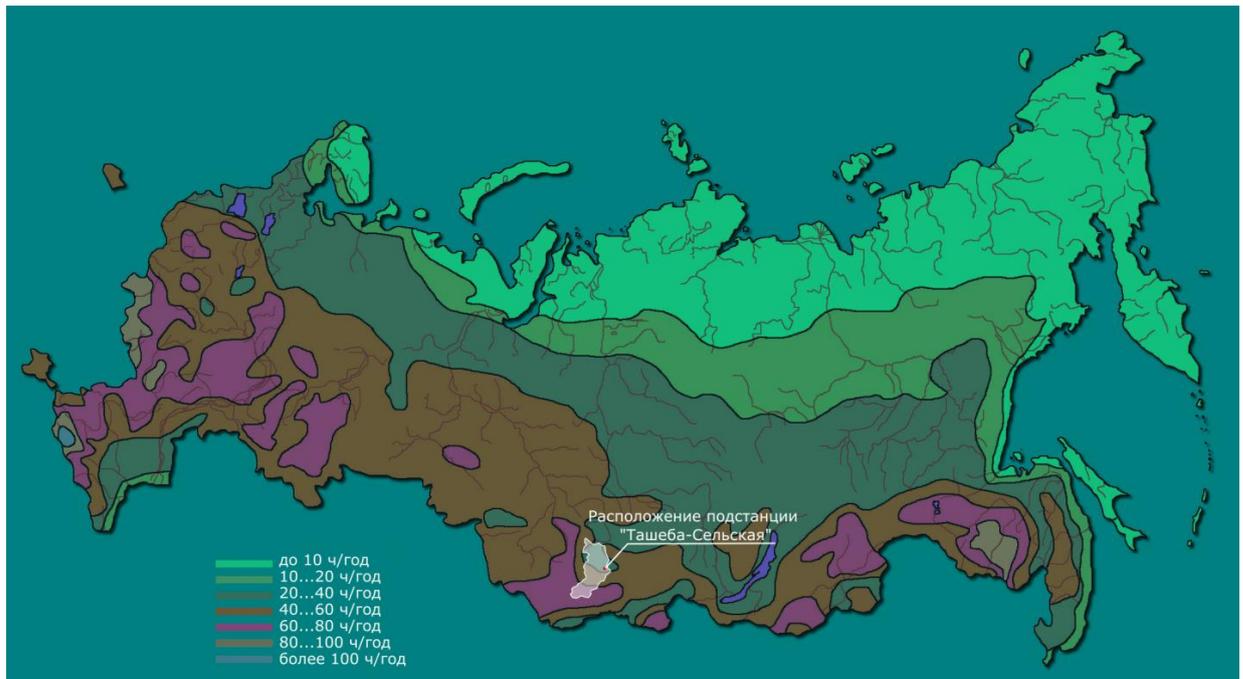


Рисунок 10 – Карта грозовой активности России

Видно, что месторасположение подстанции «Ташеба-Сельская» попадает в зону с грозовой активностью 20-40 часов в году. Из этого следует, что номинальный разрядный ток ограничителя перенапряжений должен быть более 5 кА. Номинальный разрядный ток выбранного типа ОПН превышает 5 кА, следовательно, условие выбора выполняется.

Еще одним критерием для выбора типа ограничителя перенапряжений является временно допустимое повышение напряжения на ограничителе. Рассчитано максимальное значение напряжения при однофазном КЗ по формуле (96).

$$U_{\text{доп}} = K_{\text{зам}} \cdot U_{\text{нр}} \quad (96)$$

где  $K_{\text{зам}}$  – коэффициент замыкания на землю, о.е.;

$U_{\text{нр}}$  – длительно допустимое рабочее напряжение, кВ.

$$U_{\text{доп}} = 1,4 \cdot 73,03 = 102,24 \text{ кВ}$$

Допустимое время приложения напряжения 102,24 кВ определено с помощью метода линейной интерполяции по формуле (97).

$$t = t_1 + \frac{t_2 - t_1}{U_2 - U_1} \cdot (U - U_1) \quad (97)$$

где  $t_1$  – допустимое время приложения напряжения 112 кВ, с;

$t_2$  – допустимое время приложения напряжения 98 кВ, с;

$U_1$  – напряжение, допустимое в течение 10 с, кВ;

$U_2$  – напряжение, допустимое в течение 1200 с, кВ;

$U$  – максимальное значение напряжения при однофазном КЗ, кВ.

$$t = 10 + \frac{1200 - 10}{98 - 112} \cdot (102,24 - 112) = 840 \text{ с}$$

Расчетное значение допустимого времени действия напряжения 102,24 кВ на ограничитель превышает значение времени действия тока КЗ, равное 3с. Из этого следует, что условие выбора ограничителя перенапряжений выполняется.

Следующим условием выбора типа ОПН является длина пути утечки внешней изоляции ограничителя. Согласно нормативному документу ГОСТ 9920-89 [15], для районов со степенью загрязнения II (средняя), удельная длина пути утечки должна быть не менее 2,0 см/кВ. Длина утечки рассчитана по формуле (98).

$$l_{\text{ут}} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{нр.сет}} \quad (98)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  – удельная длина утечки, см/кВ;

$U_{\text{нр.сет}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ.

$$l_{\text{ут}} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ см}$$

Длина утечки выбранного ОПН по паспортным данным (таблица 19) равна 315 см, что превышает расчетное значение. Из этого следует, что условие выполняется.

Последним условием выбора ограничителя перенапряжений на стороне 110 кВ является проверка по защитному уровню при грозовых перенапряжениях. «В настоящее время испытательные напряжения, а значит и уровни изоляции электрооборудования, скоординированы с остающимся напряжением вентильных разрядников, а расстояние между РВ и защищаемым оборудованием регламентированы ПУЭ. Отсюда следует, что остающееся напряжение ограничителей при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения РВ при тех же токах координации (5 или 10 кА)» [9]. Для заменяемого вентильного разрядника типа РВС-110 остающееся напряжение при воздействии грозовых импульсов равно 295 кВ [13, таблица 2]. Остающееся напряжение выбранного ограничителя перенапряжений равно 289 кВ, что меньше остающегося напряжения разрядника, следовательно, условие выполняется.

По результатам вышеизложенных проверок можно сделать вывод, что выбранный тип нелинейного ограничителя перенапряжений ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1 может использоваться на подстанции «Ташеба-Сельская» взамен устаревших вентильных разрядников.

## **7.2 Замена вентильных разрядников РВС-35 + РВС-15**

Установленный в нейтрали трансформатора вентильный разрядник предназначен для осуществления эффективно-заземленного режима нейтрали. Провести замену разрядника РВС-35+РВС-15 можно, воспользовавшись таблицей [12, таблица 3]. Исходя из данных таблицы, для замены вентильного разрядника РВС-35+РВС-15 подходит ограничитель перенапряжения типа ОПНН-110/56/10/550 УХЛ1. Аналогом данного

ограничителя является ОПН-П1-110/56/10/2 УХЛ1 [3]. Технические параметры представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические параметры ОПН-П1-110/56/10/2 УХЛ1

| № | Наименование параметра   | Значение |
|---|--|----------|
| 1 | Класс напряжения сети U, кВ  | 110      |
| 2 | Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр.опн}$ , кВ               | 56       |
| 3 | Номинальный разрядный ток $I_{ном}$ , А  | 10       |
| 4 | Остающееся напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА $U_{опн}$ , кВ | 210      |
| 5 | Предельный ток короткого замыкания (взрывобезопасность) $I_{вб}$ , кА              | 40       |
| 6 | Длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$ , см                                   | 315      |
| 7 | Напряжение на ограничителе, допустимое в течение времени, кВ                       |          |
|   | 1200 с   | 70       |
|   | 10 с   | 82       |

### 7.3 Замена вентильных разрядников РВС-15

Замена разрядников на стороне 10 кВ выполняется по тем же критериям, что и замена вентильных разрядников на стороне 110 кВ.

1) Длительно допустимое рабочее напряжение (формула (99)).

$$U_{нр} \geq 1,15 \cdot U_{ном} \quad (99)$$

где  $U_{ном.сет}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$U_{нр} = 1,15 \cdot 10 = 11,5 \text{ кВ}$$

Предварительно рассматривается для установки ограничитель напряжения типа ОПН-П1-10/12,0/10/2 УХЛ1 [4]. Необходимые технические параметры данного ограничителя представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические параметры ОПН-П1-10/12,0/10/2 УХЛ1

| № | Наименование параметра   | Значение |
|---|--|----------|
| 1 | Класс напряжения сети U, кВ  | 10       |
| 2 | Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр.опн}$ , кВ               | 12       |
| 3 | Номинальный разрядный ток $I_{ном}$ , А  | 10       |
| 4 | Остающееся напряжение при импульсе тока 1/10 мкс с амплитудой 10 кА $U_{опн}$ , кВ | 44       |
| 5 | Предельный ток короткого замыкания (взрывобезопасность) $I_{вб}$ , кА              | 10       |
| 6 | Длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$ , см                                   | 39       |
| 7 | Напряжение на ограничителе, допустимое в течение времени, кВ                       |          |
|   | 1200 с   | 15       |
|   | 10 с   | 17,2     |

2) Обеспечение взрывобезопасности. Ток взрывобезопасности рассчитан по формуле (100).

$$I_{вб} \geq 1,2 \cdot I_{кз.нб} \quad (100)$$

где  $I_{кз.нб}$  – наибольший ток из различных видов КЗ (ток трехфазного КЗ), кА.

$$I_{вб} \geq 1,2 \cdot 4,59 = 5,51 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности ограничителя перенапряжений превышает 5,51 кА. Выбранный тип ОПН удовлетворяет данному условию.

3) Номинальный разрядный ток. Номинальный разрядный ток ограничителя, как было выяснено ранее, должен быть более 5 кА. Номинальный разрядный ток выбранного типа ОПН превышает 5 кА, следовательно, условие выбора выполняется.

4) Временно допустимое повышение напряжения на ограничителе. Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ рассчитано по формуле (101).

$$U_{доп} = K_{зам} \cdot U_{нр} \quad (101)$$

где  $K_{\text{зам}}$  – коэффициент замыкания на землю, о.е.;

$U_{\text{нр}}$  – длительно допустимое рабочее напряжение, кВ.

$$U_{\text{доп}} = 1,4 \cdot 11,5 = 16,1 \text{ кВ}$$

Допустимое время приложения напряжения 16,1 кВ определено с помощью метода линейной интерполяции по формуле (102).

$$t = t_1 + \frac{t_2 - t_1}{U_2 - U_1} \cdot (U - U_1) \quad (102)$$

где  $t_1$  – допустимое время приложения напряжения 17,2 кВ, с;

$t_2$  – допустимое время приложения напряжения 15 кВ, с;

$U_1$  – напряжение, допустимое в течение 10 с, кВ;

$U_2$  – напряжение, допустимое в течение 1200 с, кВ;

$U$  – максимальное значение напряжения при однофазном КЗ, кВ.

$$t = 10 + \frac{1200 - 10}{15 - 17,2} \cdot (16,1 - 17,2) = 605 \text{ с}$$

Расчетное значение допустимого времени действия напряжения 16,1 кВ на ограничитель превышает значение времени действия тока КЗ, равное 3с. Из этого следует, что условие выбора ограничителя перенапряжений выполняется.

5) Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя. Как говорилось ранее, для районов со степенью загрязнения II (средняя), удельная длина пути утечки должна быть не менее 2,0 см/кВ. Длина утечки рассчитана по формуле (103).

$$l_{\text{ут}} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{\text{нр.сет}} \quad (103)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  – удельная длина утечки, см/кВ;

$U_{\text{нр.сет}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ.

$$l_{\text{ут}} = 2 \cdot 12 = 24 \text{ см}$$

Длина утечки выбранного ОПН по паспортным данным (таблица 21) равна не менее 39 см, что превышает расчетное значение. Из этого следует, что условие выполняется.

б) Проверка по защитному уровню при грозовых перенапряжениях.

Напряжение ограничителей при грозовых перенапряжениях не должно превышать значение остающегося напряжения вентильного разрядника. Для заменяемого вентильного разрядника типа РВС-15 остающееся напряжение при воздействии грозовых импульсов равно 61 кВ [13, таблица 2]. Остающееся напряжение выбранного типа ограничителя перенапряжений равно 44 кВ, что меньше остающегося напряжения разрядника, следовательно, условие выполняется.

По результатам проверок можно сделать вывод, что выбранный тип ограничителя перенапряжений ОПН-П1-10/12,0/10/2 УХЛ1 может использоваться на подстанции «Ташеба-Сельская».

### **Вывод**

Были выбраны типы нелинейных ограничителей перенапряжений на сторонах 110 и 10 кВ, а также для нейтрали трансформатора, взамен устаревших вентильных разрядников.

## Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы была составлена описательная характеристика объекта реконструкции – понизительной подстанции 110/10 кВ «Ташеба-Сельская», на основании которой было сформулировано обоснование реконструкции, и выделено нуждающееся в замене электрооборудование: силовые трансформаторы и вентильные разрядники.

Для проведения выбора типа силовых трансформаторов были рассчитаны нагрузки подстанции с помощью исходных годовых упорядоченных графиков нагрузок подстанции, по которым была определена необходимая номинальная мощность трансформаторов. Для установки на подстанции были выбраны два трансформатора типа ТДН-10000/110/10, после чего были рассчитаны приведенные затраты на их установку. Таким образом, после замены силовых трансформаторов, подстанция «Ташеба-Сельская» сможет обеспечивать электроэнергией большее количество электропотребителей.

После выбора типа силовых трансформаторов были проведены расчеты токов различных видов коротких замыканий. Полученные расчетные значения токов необходимы для проведения проверки установленного ранее электрооборудования подстанции на возможность эксплуатации в дальнейшем, а также для выбора типа нелинейных ограничителей перенапряжений, устанавливаемых взамен устаревших вентильных разрядников.

В ходе проведения проверки установленного электрооборудования было выяснено, что на работоспособность оборудования класса напряжения 110 кВ замена силового трансформатора не повлияла, и оно может использоваться в дальнейшем. Оборудование на стороне 10 кВ подстанции также нуждалось в проведении проверки, исходя из результатов которой, было выяснено, что все типы установленных трансформаторов тока не

рассчитаны на номинальный ток, значение которого возросло после замены трансформаторов. Исходя из этого, были предложены варианты замены данных измерительных трансформаторов.

После проведения проверки электрооборудования, был произведен выбор типов нелинейных ограничителей перенапряжений взамен уже установленных вентильных разрядников для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений вводов 110 и 10 кВ силового трансформатора, а также для установки в нейтралях. На основании расчетов, на стороне 110 кВ выбраны ограничители перенапряжений типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1, на стороне 10 кВ – ОПН-П1-10/12,0/10/2. Для установки в нейтрали трансформаторов выбраны ограничители типа ОПНН-П1-110/56/10/2 УХЛ1.

## Список используемых источников

1. Дом. Обустройство. Безопасность: Трансформаторы тока ТПЛ-10 и ТПЛ-10-М [электронный ресурс] URL: <https://www.dob.com.ua/high-voltage/transformatory-toka-tpl> (дата обращения 03.05.2021).
2. ЕЗЕТЭК: Карта грозовой активности [электронный ресурс] URL: <https://ezetek.ru/poleznye-stati/karta-grozovoj-aktivnosti> (дата обращения 06.05.2021).
3. ЗЭТО: ОПН-110, 150, 220 (УХЛ1) с полимерной внешней изоляцией [электронный ресурс] URL: [https://www.zeto.ru/products and services/high voltage equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-110-220-kv](https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-110-220-kv) (дата обращения 06.05.2021).
4. ЗЭТО: ОПН от 3 до 35 (УХЛ1) с полимерной изоляцией [электронный ресурс] URL: [https://zeto.ru/products and services/high voltage equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-ot-3-do-35-kv](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoy-vneshney-izolyatsiey-ot-3-do-35-kv) (дата обращения 13.05.2021).
5. Комплектация подстанций: Трансформаторы серии ТВТ [электронный ресурс] URL: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tvt.html> (дата обращения 04.04.2021).
6. МашИнформ: Разъединители РДЗ на напряжение 110-150 кВ с приводом ПР(3) [электронный ресурс] URL: <https://electro.mashinform.ru/razediniteli-naruzhnoj-ustanovki/razediniteli-rdz-na-napryazhenie-110-150-kv-s-privodom-pr-3-obj76.html> (дата обращения 16.03.2021).
7. НВА ГРУПП: ТЛК-10 [электронный ресурс] URL: <http://nvagrupp.ru/tlk-10> (дата обращения 29.04.2021).

8. ООО «Промсервис»: Ограничители перенапряжения ОПН–10 и ОПН–6 – общие сведения [электронный ресурс] URL: [https://kt6023.ucoz.ru/index/ogranichiteli\\_perenapryazhenija\\_opn/0-8](https://kt6023.ucoz.ru/index/ogranichiteli_perenapryazhenija_opn/0-8) (дата обращения 03.02.2021).

9. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: методические указания по курсовому и дипломному проектированию / С. А. Тимофеев – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 50 с. (дата обращения 08.05.2021).

10. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 – Новосибирск: Норматика, 2019 – 462 с. (дата обращения 10.04.2021).

11. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с. (дата обращения 17.02.2021).

12. Разряд: Замена разрядников на ОПН – таблица соответствия [электронный ресурс] URL: <http://www.razrad.ru/zamena-razryadnikov-na-opn-tablica/> (дата обращения 08.05.2021).

13. Расчет ударного тока КЗ в сети свыше 1 кВ [электронный ресурс] URL: <https://raschet.info/raschet-udarnogo-toka-kz-v-seti-svyshe-1-kv/> (дата обращения 05.03.2021).

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева – Москва: НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с. (дата обращения 15.03.2021).

15. Электронный фонд: ГОСТ 9920-89 [электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006927> (дата обращения 07.05.2021).

16. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: ГОСТ 16357-83 Межгосударственный стандарт. Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ

[электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-16357-83> (дата обращения 06.05.2021).

17. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: ГОСТ Р 52725-2007 Национальный стандарт Российской Федерации. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ [электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051508> (дата обращения 07.05.2021).

18. Электроснабжение: Электроснабжение и рационально использование электроэнергии [электронный ресурс] URL: <http://www.kgau.ru/distance/2013/et2/007/g112.htm> (дата обращения 12.02.2021).

19.. Электрощит Самара: ВВУ-СЭЩ 10 кВ [электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения 10.04.2021).

20 Энергетика: Ремонт ОД-110М, ОДЗ-110, КЗ-110М – Технические данные [электронный ресурс] URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/remont-od-110m-odz-110-kz-110m-7.html> (дата обращения 17.03.2021).

21. Энергосфера: Трансформатор ТЛМ-10-2 старый тип [электронный ресурс] URL: <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-toka/litye-izmeritelnye-transformatory-toka-10kv/transformatortlm-10-2-staryj-tip.html> (дата обращения 23.04.2021).

22. Springer Link: Basic design and analysis of air-insulated substations [electronic resource] URL: [https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/978-3-319-49574-3\\_11](https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/978-3-319-49574-3_11) (date of the application 25.04.2021).

23. Springer Link: Electricity Supply [electronic resource] URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-349-03263-1\\_10](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-349-03263-1_10) (date of the application 29.04.2021).

24. Springer Link: High voltage equipment [electronic resource] URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-32-9938-2\\_8](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-32-9938-2_8) (date of the application 03.05.2021).

25. Springer Link: Substations [electronic resource] URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-32-9938-2\\_11](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-32-9938-2_11) (date of the application 17.04.2021).

26. Springer Link: Surge Arresters [electronic resource] URL: [https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/978-3-319-72538-3\\_15](https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/978-3-319-72538-3_15) (date of the application 10.05.2021).