

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрической части подстанции «Суворовская»

Студент

_____ Д.Г. Чернецов _____

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

_____ О.В. Самолина _____

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Консультанты

_____ А.В. Кириллова _____

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____

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

_____ (личная подпись)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа является описанием процесса формирования проекта реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская».

В работе описан процесс разработки разделов, касающихся выбора элементов для замены устаревшего оборудования подстанции, компоновочные и организационные меры по повышению надежности и эффективности функционирования объекта. Проектом закладывается технологический запас, обеспечивающий возможность дальнейшего расширения подстанции.

Итогом написания выпускной квалификационной работы является формирование базового проекта реконструкции электрической части понижающей трансформаторной подстанции, разработанный на основе существующих технических норм и правил.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 60 страниц, содержит 17 таблиц, 7 рисунков, список используемых источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the senior paper is: «Reconstruction of the electrical part of the substation «Suvorovskaya»». This graduation work is about the process of forming a substation reconstruction project.

The subject of the graduation work is the substation 110/35/10 kV "Suvorovskaya", placed in western part of Suvorovskaya stanitsa and, particularly, its electrical part. The key issue of the graduation work is the development of solutions for renovation of the substation electrical part. It's necessary for enhancement of safety and power equipment efficiency. We touch upon the problem of rusty, outdated power transformer, ineffective system of relay protection and a number of other structures, which should conform to the existing norms and regulations.

We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

We study the role of system of control current in the functioning of the infrastructure facility as a single electrotechnical complex and analyze its technical condition. We also examine how voltage level affects work conditions of power transformers and circuit-breakers and develop solutions to improve current situation.

Taking into consideration the fact that the substation has not undergone major repairs since the construction, the graduation project will allow us to prepare for the upcoming reconstruction. The technique applied has confirmed that the state of the substation electrical part does not comply with the existing norms and rules, and it needs reconstruction.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Описание объекта проектирования.....	7
2 План реконструкции.....	12
3 Анализ нагрузки подстанции.....	15
4 Карточка технических решений.....	17
5 Выбор силового трансформатора подстанции.....	21
5.1 Техничко-экономический расчет для варианта №1.....	23
5.2 Техничко-экономический расчет для варианта №2.....	27
6 Расчет токов короткого замыкания в реконструированной схеме.....	31
7 Комплектация подстанции оборудованием.....	35
7.1 Расчет силового выключателя.....	35
7.2 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ.....	38
7.3 Выбор трансформаторов тока.....	39
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	42
7.5 Выбор проводников.....	43
8 Выбор оперативного тока.....	46
9 Определение конфигурации собственных нужд подстанции.....	47
10 Релейная защита подстанции.....	48
10.1 Определение уставок основной защиты трансформатора.....	51
11 Молниезащита.....	56
Заключение.....	57
Список используемых источников.....	59

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день система промышленного производства в Российской Федерации претерпевает значительные изменения, диктуемые как особенностями рыночной экономики, так и характерными чертами русского менталитета. Крупные предприятия, подобные Волжскому Автомобильному заводу, способные выполнять весь цикл технологических операций по производству продукции – начиная, в некоторых случаях, с переработки сырья и заканчивая выпуском готового товара, постепенно уходят в небытие, либо трансформируются. Им на смену приходят мелкие производственные площадки, находящиеся в руках индивидуальных предпринимателей, либо небольших товариществ, которые выполняют отдельные технологические операции.

Такая тенденция сказывается не только на бурном развитии логистических компаний, обеспечивающих связь между отдельными предприятиями, но и на всестороннем усложнении инфраструктуры. В особенности, следует выделить систему электроснабжения.

Увеличение количества потребителей электроэнергии как в техническом, так и в юридическом аспекте, накладывает определенные особенности на структуру распределительной сети, предъявляя особые требования к ее надежности и эксплуатационной пригодности в условиях непрерывно растущей разветвленности.

Одним из ключевых элементов распределительных сетей является трансформаторная подстанция, обеспечивающая понижение напряжения вышестоящих классов (35-110 кВ и выше) до среднего (6-10 кВ), который обеспечивает канализацию электрической энергии в рамках определенного района (4-8 км, в зависимости от передаваемой мощности).

Рассматривая ситуацию, которая сложилась на настоящий момент на рынке распределения электрической энергии и мощности, нельзя не заметить, что большая часть эксплуатируемых на настоящий момент понизитель-

ных трансформаторных подстанций была построена с 1960-х по 1980-е годы. Это привело к тому, что на настоящий момент данные элементы сетевой инфраструктуры устарели не только физически, но и морально. Под последним следует понимать, в первую очередь, несоответствие современным нормам и правилам, которые за прошедший промежуток времени успели претерпеть значительные изменения.

Необходимо отметить, что большая часть понизительных трансформаторных подстанций уже была реконструирована, однако остается большое количество объектов (в особенности, подведомственных региональным структурам), которые требуют срочного обновления электрической части.

Одной из таких подстанций является ПС 110/35/10 кВ «Суворовская», расположенная в Предгорном районе Ставропольского края. Введенная в эксплуатацию в 1966 году, данная подстанция за прошедший период ни разу не подвергалась реконструкции, в связи с чем не только приобрела значительный физический износ, но и перестала удовлетворять требованиям по пропускной способности.

Результатом этого стали частые отказы силовых трансформаторов, вызванные срабатыванием системы защиты от перегрузок в часы пиковой мощности. Кроме того, строительство небольших промышленных предприятий и расширение подсобных хозяйств в черте населенных пунктов, питание которых осуществляется от ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» приводит к росту числа заявок на подключение новых мощностей к шинам подстанции, которая с трудом справляется с существующей нагрузкой. Это вынуждает руководство сетевой компании назначать непомерно высокие тарифы на подключение, что влечет за собой рост коммерческих потерь, обусловленный хищением электрической энергии и дальнейшее усугубление ситуации.

В сложившихся обстоятельствах поставлена цель разработки проекта реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская» в рамках выпускной квалификационной работы.

1 Описание объекта проектирования

Объект проектирования расположен на западной окраине станицы Суворовская Предгорного района Волгоградской области. Он представляет собой понизительную трансформаторную подстанцию 110/35/10 кВ и находится в ведении МРСК Северного Кавказа. Непосредственная эксплуатация подстанции осуществляется ОАО «Ставропольэнерго». При изучении параметров объекта применялись положения, изложенные в [9].

Согласно [6], категории надежности электроснабжения потребителей, подключенных к шинам низкого и среднего напряжения ПС можно классифицировать как III-ю, II-ю, и I-ю. Потребители первой особой категории в районе отсутствуют. Питание подстанции выполнено по двум воздушным линиям. Класс напряжения высокой стороны трансформатора – 110 кВ. По общепринятой классификации подстанция является тупиковой.

Питание потребителей выполнено воздушными линиями (ВЛ), причем станица Суворовская, в межевой черте, или, иначе говоря, в границах которой находится объект ВКР, запитана напряжением 10 кВ, тогда как удаленные от подстанции на 10 км и более населенные пункты, такие, как поселки: Октябрьский, Новый, Сухоозерный, Фруктовый, села Гражданское и Сунжа питаются по линиям класса напряжения 35 кВ.

В коммунально-бытовом аспекте подстанция обеспечивает электроэнергией более чем 20000 человек. К ее шинам подключены общественные здания, два крупных учреждения здравоохранения, расположенные в станице. Одно из последних оборудовано реанимационным отделением.

В числе промышленных предприятий, подключенных к шинам СН и НН подстанции выступают завод пищевой промышленности, консервный завод, спиртзавод и большое количество частных предприятий, общее число которых составило, по состоянию на 2019-й год, более 70-ти и продолжает увеличиваться. Общая компоновка подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская» представлена следующими основными элементами:

– ОРУ -110 кВ.

Выполнено по упрощенному методу (типовая схема № 110-4) с использованием разделителей и короткозамыкателей. В цепи установлена неавтоматическая механизированная переключательная, предназначенная для вывода трансформатора в ремонт. Подстанция не оборудована коммутационным устройством для отключения короткого замыкания – силовым выключателем, что обуславливает необходимость отключения КЗ на вышестоящей подстанции питающего каскада при задействовании короткозамыкателей.

– ОРУ 35 кВ (СН)

Реализовано двумя секциями шин, между которыми имеется механическая переключательная (потребители I-й категории надежности подключены к стороне 10 кВ ПС).

– РУ 10 кВ (НН).

Соответствует типичной схеме использования двухсекционной шинной системы с секционным выключателем, который оснащен АВР. Данная система позволяет гарантировать непрерывность электроснабжения потребителей первой категории надежности. Каждая из секций РУ 10 кВ питается от одного из установленных на объекте ВКР силовых трансформаторов ТДТН-10000/35/10 кВ.

Фотография ОРУ 110 кВ с указанными трансформаторами - на рисунке 1.1.

В роли РУ 10 кВ выступает КРУ-10, выполненное в климатическом исполнении У1. КРУ является относительно новым – его реконструкция была проведена в 1994-м году, однако с тех пор техническое состояние ячеек значительно ухудшилось. Это привело к росту числа отказов, особенно, в период таяния снега, когда вода попадает внутрь ячеек через изношенные уплотнители. Ситуация усугубляется тем, что завод, ранее производивший данные ячейки, больше не существует, и подобрать запасные части (з/ч) практически невозможно. Фотография КРУ-10 ПС «Суворовская» представлена на рисунке 1.2



Рисунок 1.1 – ОРУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Суворовская»



Рисунок 1.2 – КРУ-10 ПС 110/35/10 кВ «Суворовская»

Существенным недостатком компоновки ОРУ 110 кВ подстанции является невозможность быстрого переключения ПС на питание по одной воздушной линии (ВЛ) 110 кВ, что в некоторых случаях может быть крайне неудобным.

Секционирование РУ 10 кВ, а также питание потребителей выполнено на базе выключателей марки ВМК-10. Помимо проблемы, обозначенной выше, и являющейся общей для всего КРУ-10 – отсутствия з/ч, а также, полного истощения прилагавшегося ЗИП, состояние выключателей приводит к тому, что они в силу физического износа «тянут дугу» - неспособны качественно отсечь заявленные в паспорте токи, в связи с чем увеличивается время отключения короткого замыкания, что имеет негативные последствия как для оборудования самой подстанции, так и для потребителя. Изображение вышеозначенного выключателя представлено на рисунке 1.3 (изображен один из выключателей, выведенных в ремонт и заброшенных по причине отсутствия запасных частей).

Оперативное обслуживание подстанции выполняется оперативно-выездной бригадой филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - ОАО «Ставропольэнерго». Состав бригады, регламентируемый инструкцией, включает в себя двух электромонтеров и инженера, осуществляющего контроль производимых переключений и общее руководство.

Помимо вышеозначенных проблем материально технической части ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» необходимо отметить следующие основные моменты:

– Установленные на подстанции по первоначальному проекту вентилярные разрядники, обеспечивающие защиту оборудования от перенапряжений изношены и в ряде случаев не обеспечивают «открытия» при номинальном напряжении, что может привести к критическим повреждениям электрической части.

– Схема на отделителях и короткозамыкателях (110-4), применяемая для ОРУ подстанции, не удовлетворяет современным требованиям [7].

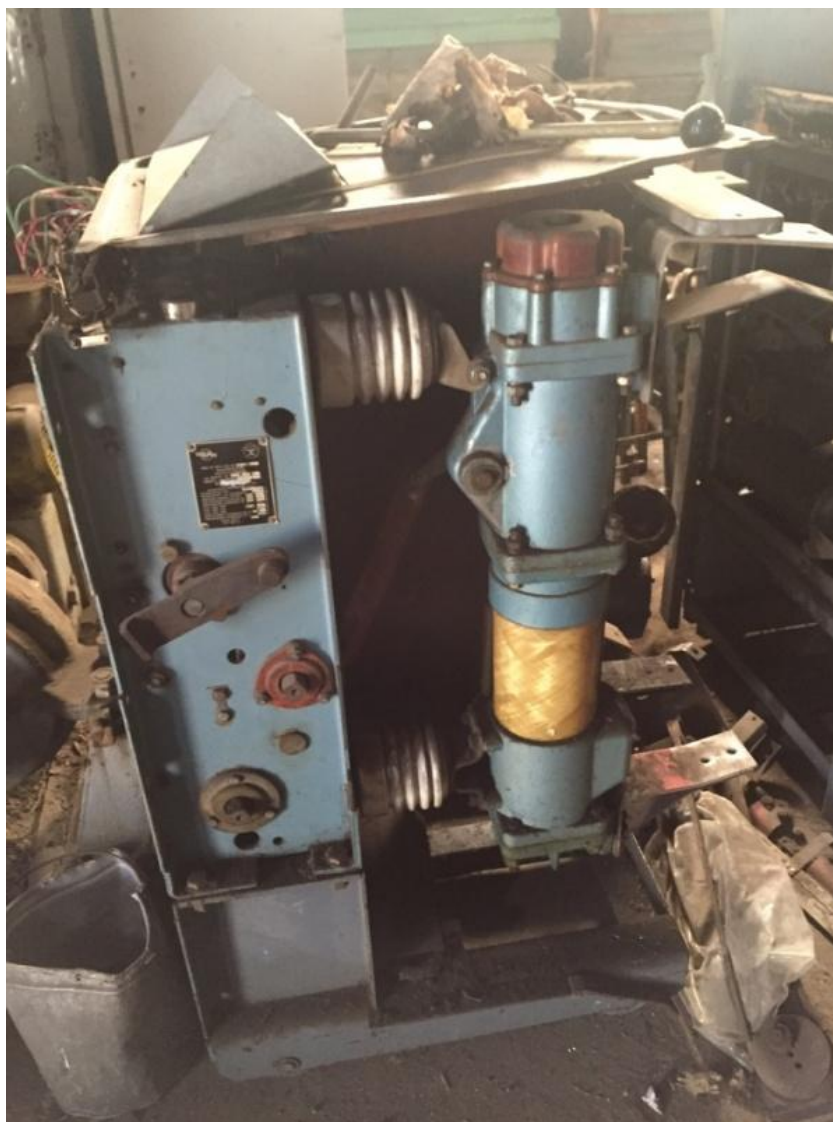


Рисунок 1.3 – Выведенный в ремонт выключатель ВМК-10

– Сильный износ всего высоковольтного оборудования, создает опасность для обслуживающего персонала, которая усугубляется практически полным отсутствием на объекте дистанционного управления – все переключения выполняются вручную.

Итак, можно резюмировать, что общее техническое состояние электрической части ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» не удовлетворяет современным техническим стандартам и требует реконструкции в целях повышения надежности, безопасности и эксплуатационной пригодности объекта.

2 План реконструкции

Важнейшим этапом при написании ВКР, определяющим всю ее будущую структуру, является формирования плана, по которому будут производиться работы.

Поскольку целью ВКР является реконструкция устаревшего оборудования понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская», в рамках данного пункта целесообразно рассмотреть общий процесс формирования проекта реконструкции трансформаторной подстанции. Его можно разделить на три основных этапа: сбор предварительной информации об объекте проектирования (описан в рамках пункта 1 данной ВКР), непосредственное формирование проекта и – экспертиза, а также согласование на различных уровнях. Поскольку в данном случае речь идет о написании выпускной квалификационной работы, последний пункт рационально заменить на утверждение и защиту ВКР, однако общая структура при этом сохраняется.

Более подробно остановимся на втором этапе – непосредственном формировании проекта реконструкции ПС. Данный процесс регламентирован [7] и подразделяется на следующие основные этапы:

- Определение ожидаемых электрических нагрузок.

В данном пункте необходимо проанализировать полученную на этапе сбора данных информацию и на ее основании определить, какая пропускная способность по мощности должна обеспечиваться силовым оборудованием подстанции. Причем необходимо учитывать не только нагрузку, приходящуюся на шины ПС на настоящий момент, но и мощность потребителей, которые могут быть подключены к подстанции в будущем. Это обеспечит перспективную «живучесть» проекта и позволит продлить срок эксплуатации установленного в результате реконструкции оборудования. Эффективная методика проведения анализа описана в [18]

– Выбор трансформаторов подстанции

В данном пункте на основании рассчитанной ранее мощности производится выбор силовых трансформаторов. Данный тип оборудования является «сердцем» подстанции, имея, к тому же, наибольшую сосредоточенную стоимость. Еще одним важным аспектом, который необходимо учитывать в данном пункте является тот факт, что на основе номинальной мощности трансформатора выполняется выбор прочего оборудования ПС.

Кроме того, в данном пункте рассчитываются потери в трансформаторе. Их величина может иметь важное значение при последующем обосновании целесообразности принятия к исполнению данных проектных решений.

– Выбор электрической схемы подстанции.

Электрическая схема подстанции определяет ее общую конфигурацию, давая представление о размещении, порядке соединения и количестве принимаемого в проекте оборудования. В данном случае, в первую очередь, необходимо учитывать тип подстанции. Выбор схемы производится на основании типовых альбомов [8].

– Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкания является наиболее частой причиной аварий электротехнического оборудования. Несмотря на постоянное совершенствование систем защиты от данного типа отклонений от нормального режима, сверхтоки короткого замыкания могут возникнуть на любом участке электрической сети и протекать достаточное время для того, чтобы вызвать необратимые разрушения, привести к пожарам и даже к человеческим жертвам.

В связи с этим, оборудование подстанции (в частности, силовые выключатели) должно быть рассчитано на отключение токов короткого замыкания. Термическая и электродинамическая стойкость устройств и проводников должна обеспечивать их нормальное функционирование под действием сверхтоков КЗ в течение времени, необходимого для отключения поврежденного участка. Один из перспективных методов расчета и классификации КЗ, помимо прочего, упомянут в [19]

– Выбор проводников и оборудования подстанции. К базовому оборудованию подстанции, помимо силовых трансформаторов, относятся также: силовые выключатели, которые позволяют производить коммутацию сети под нагрузкой, а также обеспечивают ее отключение при КЗ. Разъединитель служит для создания видимого разрыва между токопроводящими частями. Коммутацию под нагрузкой он не предусматривает, что обусловлено отсутствием дугогасящей камеры.

Трансформатор тока обеспечивает преобразование сигналов силовой части, слишком мощных для восприятия стандартным измерительным оборудованием, в приемлемые для измерения значения. К ним подключается как измерительное оборудование, так и релейная защита подстанции.

Кроме того, необходимо выбрать проводники, которые обеспечат электрическую связь между токопроводящими частями оборудования. К таким проводникам, как правило, относятся гибкие шины или жесткие шины на стороне высокого напряжения подстанции и шинный мост, либо токопровод на стороне низкого напряжения. Такая конфигурация позволяет обеспечить удобство монтажа и эксплуатации, а также выиграть в финансовом плане. Это подтверждается положениями [20].

– Следующим пунктом является расчет релейной защиты и автоматики подстанции. Он подразумевает определение параметров срабатывания релейной защиты в различных ситуациях.

– В качестве общего замечания необходимо подчеркнуть, что процесс формирования проекта должен соответствовать современным стандартам. Использование же современного оборудования является залогом быстрой окупаемости проекта.

Таким образом, общий план выполнения ВКР сформирован. Далее приступим к его последовательному выполнению.

3 Анализ нагрузки подстанции

В соответствии с планом перспективного развития ПАО МРСК «Северного Кавказа» и анализа статистики подачи заявок на технологическое подключение, считается целесообразным формирование графика годовых нагрузок подстанции, базирующегося на прогнозе подключаемой мощности ПС «Суворовская». Результаты прогнозирования, а также годовое распределение нагрузки были предоставлены ПАО МРСК «Северного Кавказа». Обобщенный прогноз в перспективе до 2021 года описан таблицей 3.1. Результат построения перспективного графика представлен на рисунке 3.4.

Таблица 3.1 – Прогноз перспективной нагрузки ПС

Зона ответственности ПС	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Станица Суворовская, прилегающие населенные пункты	16,2 МВА	16,2 МВА	16,6 МВА	18,8 МВА	19,39 МВА

Как видно из таблицы, максимальная мощность подстанции по состоянию на 2021 год будет составлять 19,39 МВА. Такой рост обусловлен активным увеличением количества индивидуальных предприятий, расположенных в зоне ответственности сетей ПС.

ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» оборудована двумя трансформаторами ТДТН-10000/35/10 кВ, следовательно, суммарная мощность трансформаторов подстанции составляет 20 МВА. В случае равномерного распределения нагрузки, трансформаторы в перспективе будут работать с коэффициентом загрузки (расчет проводится для пикового режима):

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПСmax}}}{S_{\text{ном.ТЭ}}} = \frac{19,39}{20} = 0,97 \quad (3.1)$$

В случае отказа одного из трансформаторов, нагрузка составит:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ПСmax}}}{S_{\text{ном.ТЭ}}} = \frac{19,39}{10} = 1,94$$

В соответствии с [2] коэффициент загрузки силового трансформатора типа ТДТН в режиме перегрузки (в случае отключения одного из трансформаторов ПС) не должен превышать значения в 1,4. Следовательно, в нормальном режиме при равномерной загрузке трансформаторы должны быть нагружены не более, чем на 70% ($K_3 = 0,7$).

Ни одно из данных условий на объекте ВКР не выполняется. Это позволяет сделать заключение о необходимости замены силовых трансформаторов подстанции.

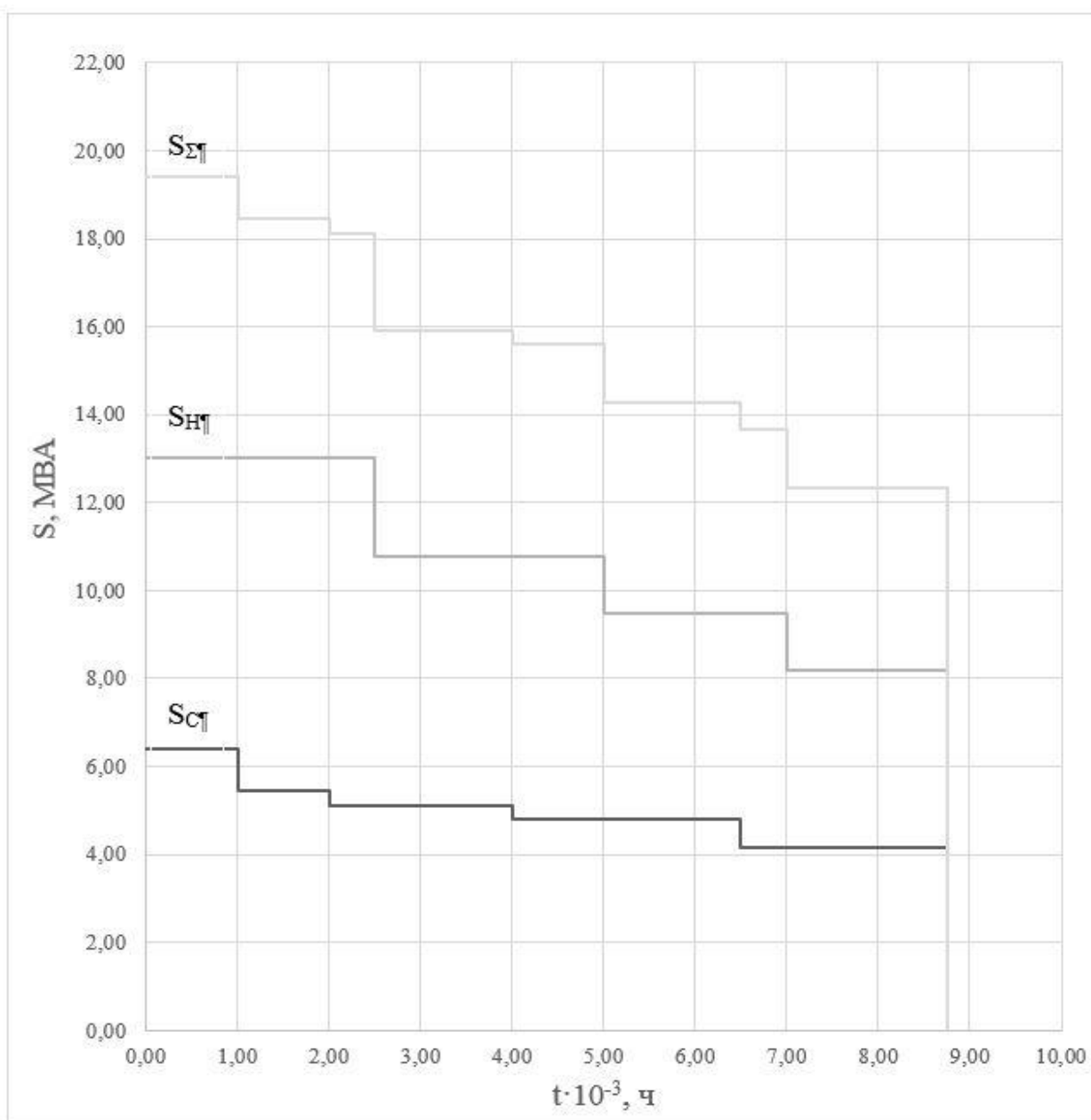


Рисунок 3.4 – Упорядоченный график нагрузки подстанции

4 Карточка технических решений

Карточка формируется перед началом выполнения основной части проекта и служит для согласования основных технических решений, а также, что является немаловажным фактором – утверждения производителей оборудования, применяемого в проекте. Данная процедура позволяет минимизировать разногласия на этапе согласования. Информация такого рода сведена в таблицу 4.2

Конечная схема, положенная в основу формирования проекта реконструкции понизительной трансформаторной подстанции «Суворовская» изображена на рисунке 4.5.

Схема сформирована на основании типовых решений, представленных в [8] и позволяет обеспечить передачу электрической энергии с минимальными затратами на монтаж и эксплуатацию. Такая конфигурация понизительной трансформаторной подстанции рекомендована к применению в [7]. В данном источнике для выбора схемы указан следующий критерий: «Для РУ 110-220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;

- с двойными секционированными системами шин. Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься только при специальном обосновании»

Таблица 4.2 – Карточка технических решений, принятых для ПС 110/35/10 кВ «Суворовская»

№	Виды и марка материалов, конструкций и оборудования	МКОТ используемые в проекте	ГОСТ, ТУ, Серия, Каталог и т.д.
1		<u>Общие электротехнические решения по подстанции</u>	
2	Распределительное устройство (РУ) высокого напряжения	Выполнить в форме ОРУ по типовой схеме 110-4Н	См. [8]
3	РУ среднего напряжения	Выполнить в форме КРУ. Использовать КРУН-СЭЩ-65	ЗАО «ГК «Электро-щит-Самара»: [15], [14].
4	РУ низкого напряжения	Выполнить в форме КРУ. Использовать КРУН-СЭЩ-59	
5		<u>Электротехнические решения по пункту 5 «Выбор силового трансформатора подстанции»</u>	
6	Силовой трансформатор	Произвести замену силового трансформатора. Использовать марку: ТДТН, классы напряжения 110/35/10 кВ	ООО «Тольяттинский трансформатор»
7		<u>Электротехнические решения по пункту 7 «Комплектация подстанции оборудованием»</u>	
8	Силовые выключатели ОРУ-110	Использовать выключатели с элегазовой изоляцией	ЗАО «ГК «Электро-щит-Самара»
9	Разъединители ОРУ-110	Применить разъединитель типа РГ	ЗАО «ЗЭТО»
10	Трансформаторы тока ОРУ-110	Использовать трансформатор тока типа ТОГФ	ЗАО «ЗЭТО»
11	Оборудование КРУН 35 кВ	Выбирается в соответствии с каталогом	См. [15]
12	Оборудование КРУН 10 кВ	Выбирается в соответствии с каталогом	См. [14]
13	Ошиновка ОРУ-110	Выполняется гибкими шинами марки АС	

Продолжение таблицы 4.1

14		<u>Электротехнические решения по пункту 9</u> <u>«Определение конфигурации собственных нужд»</u>	
15	Трансформаторы собственных нужд	Использовать два трансформатора с сухой изоляцией, классом напряжения 10/0,4 кВ	ООО «Тольяттинский трансформатор»
16		<u>Электротехнические решения по пункту 10</u> <u>«Релейная защита подстанции»</u>	
17	Элементная база релейной защиты	Выполнить на базе БМРЗ «Сириус-Т»	См. [12]
18		<u>Электротехнические решения по пункту 11</u> <u>«Молниезащита»</u>	
19	Молниеотводы	Использовать стержневые молниеотводы СМ-30	

В рамках следующего пункта определим параметры главного элемента подстанции – силового трансформатора.

- 6 Выбор производится в первой половине выпускной квалификационной работы, потому что мощность трансформатора является определяющей для параметров большей части оборудования и проводников подстанции. В особенности это касается силовых цепей. Выбор производится путем сравнения наиболее подходящих моделей, представленных на рынке, выполняемого в форме технико-экономического обоснования.

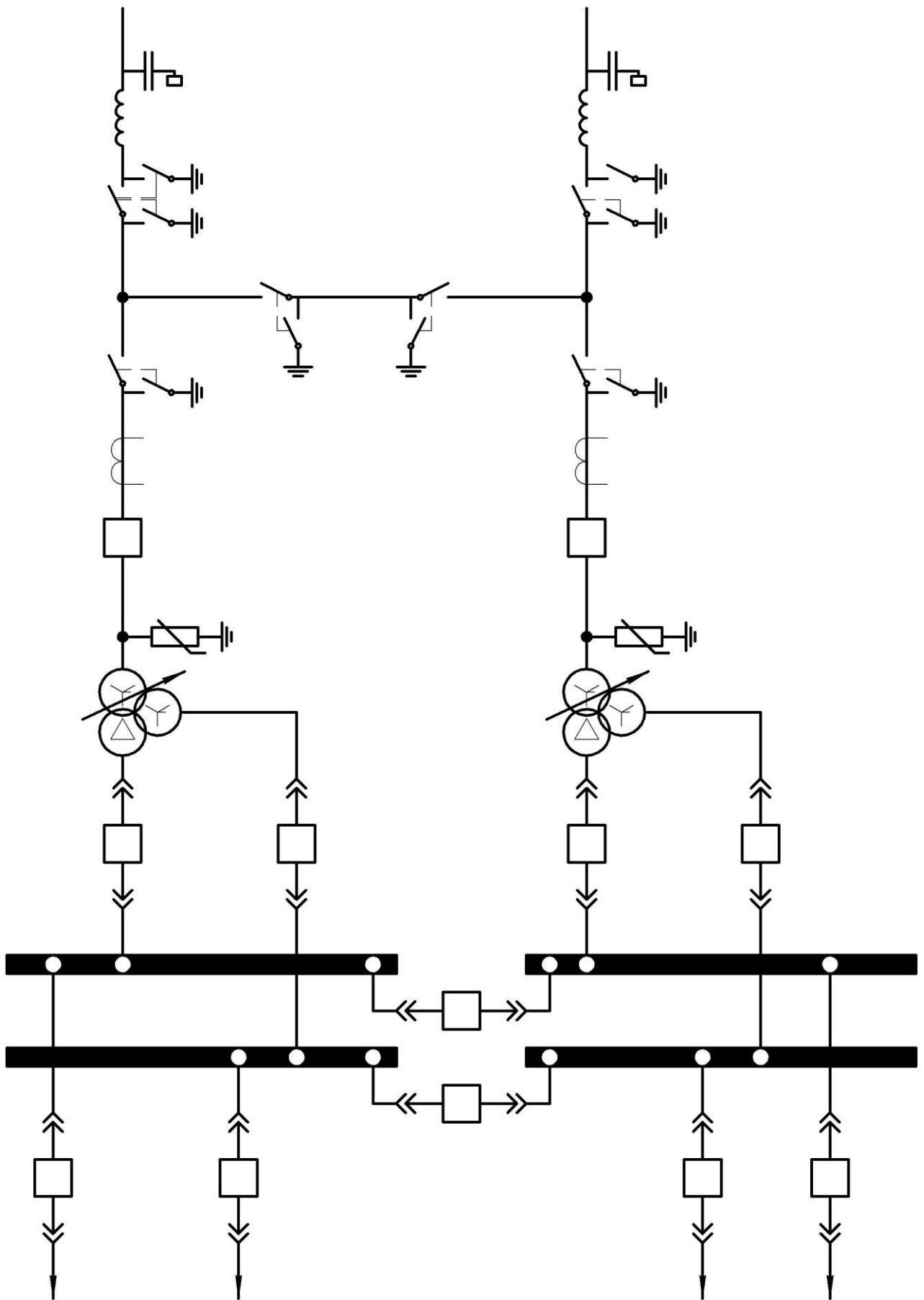


Рисунок 4.5 – Схема ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» после реконструкции

5 Выбор силового трансформатора подстанции

На основании пунктов 1 и 3 данной выпускной квалификационной работы сделан вывод о непригодности трансформаторов ТДТН-10000/110/35/10 к дальнейшей эксплуатации в рамках ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» как в силу их сильного физического износа, так и в силу недостаточности их мощности для обеспечения будущих подключений. Поскольку силовой трансформатор является базовым оборудованием ПС, выбор его является первым, что необходимо отразить во втором разделе ВКР (разделе, касающегося непосредственного составления проекта).

В соответствии с данными пункта 4 данной ВКР, максимальная перспективная (полная) мощность подстанции составляет:

$$S_{\max}^{\text{ПС}} = 19,39 \text{ МВА}$$

Обеспечение условленных категорий надежности электроснабжения требует при создании проекта обеспечить установку на подстанции не менее двух трансформаторов. Их мощность, в соответствии с [2] должна обеспечивать потребителей электрической энергией таким образом, чтобы в режиме пиковой нагрузки, при аварийном, либо плановом отключении одного из силовых трансформаторов, коэффициент загрузки электрической машины, оставшейся в работе не превышал 1,4 (иначе говоря, 140 %) от номинальной нагрузки. На основании этого определим необходимую мощность:

$$S_{\text{ном.Т}} > 0,7 S_{\max}^{\text{ПС}} \approx 0,7 \cdot 19,39 \approx 13,57 \text{ МВА}$$

Рассмотрим варианты трансформаторов, которые предлагаются к продаже каталогом [17]. Учитывая современные требования к качеству электрической энергии, отраженные в [5] (в данном случае, относительно отклонений напряжения), будем рассматривать трансформаторы с РПН. Ближайшими по мощности и подходящими по классу напряжения являются следующие модели (вариант №1 и вариант №2 – соответственно):

– ТДТН-16000/110/35/10-У1

– ТДТН-25000/110/35/10-У1

Оба трансформатора сертифицированы в соответствии с [1]. Категория климатического исполнения подразумевает эксплуатацию в условиях умеренного климата (+40..-45 °С). Характеристики трансформаторов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики силовых трансформаторов

Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		U _к , %			I _х , %	K _{ип}
ВН	СН	НН	ΔР _{хх}	ΔР _{кз}	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-16000/110/10/6 кВ									
115	38,5	10,5	15,8	90	10,5	17,5	6,5	0,50	0,05
ТДТН-25000/110/10/6 кВ									
115	38,5	10,5	21,0	130	10,5	17,5	6,5	0,30	0,05

Выполним расчет технико-экономических показателей для обеспечения должной доказательной базы экономической и технической целесообразности выбора того, или иного варианта.

5.1 Техничко-экономический расчет для варианта №1

Обсчитываются базовые показатели для ТДТН-16000/110/35/10 кВ. Первоначально выполним определение потерь реактивной мощности.

$$Q_X = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,5}{100} \cdot 16000 = 80,00 \text{кВАр}$$

Приведенные потери активной мощности для силового трансформатора (СТ). Определяются в режиме XX:

$$P'_x = P_{XX} + k_{\text{шт}} \cdot Q_X = 15,8 + 0,05 \cdot 80,0 = 19,80 \text{ кВт}$$

Коэффициенты загрузки, применительно к обмоткам НН, СН и ВН трансформатора (в соответствии с рисунком 3.1 мощности, приходящиеся на обмотки среднего и низкого напряжения равны: 6,39 МВА и 13,00 МВА, соответственно).

$$K_{3,В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{19,39}{16} = 0,40$$

$$K_{3,С} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{6,39}{16} = 0,40$$

$$K_{3,Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13,00}{16} = 0,81$$

Определяем мощность КЗ по обмоткам:

$$P_{к.В} = P_{к.С} = P_{к.Н} = 0,5 \cdot P_{КЗ} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт}$$

Вычислим напряжение, возникающее на обмотках СТ (В-ВН, С-СН, Н-НН) и реактивную мощность КЗ:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot \left(U_{кВ-Н, \%} + U_{кВ-С, \%} - U_{кС-Н, \%} \right) \quad (5.2)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (7,5 + 10,5 - 6,5) \approx 10,75\%$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720,00 \text{кВАр}$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С}, \% + U_{кС-Н}, \% - U_{кВ-Н}, \% \quad (5.3)$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (0,5 + 6,5 - 17,5) \approx 0\%$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{кВАр}$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (U_{кВ-Н}, \% + U_{кС-Н}, \% - U_{кВ-С}, \% \quad (5.4)$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (7,5 + 6,5 - 10,5) \approx 6,75\%$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080,00 \text{кВАр}$$

Выполним определение приведенных потерь активной мощности КЗ для обмоток СТ:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{\text{ин}} \cdot Q_{к.В} = 45 + 0,05 \cdot 1720,0 = 131,00 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + k_{\text{ин}} \cdot Q_{к.С} = 45 + 0,05 \cdot 0 = 45,00 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + k_{\text{ин}} \cdot Q_{к.Н} = 45 + 0,05 \cdot 1080,00 = 99,00 \text{ кВт}$$

Производим вычисление приведенных потерь активной составляющей мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + K_{3,В}^2 \cdot P'_{к.В} + K_{3,С}^2 \cdot P'_{к.С} + K_{3,Н}^2 \cdot P'_{к.Н}$$

$$P'_T = 19,80 + 1,21^2 \cdot 131,00 + 0,40^2 \cdot 43 + 0,81^2 \cdot 99,0 = 284,43 \text{ кВт}$$

Таблица 5.4 является сводной ведомостью определения суммарных потерь СТ.

Таблица 5.4 – Вычисление суммы годовых потерь СТ ТДТН-16000/110/35/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{сi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{xi}	Kз.вi	Kз.сi	Kз.нi	ΔW _{к.вi}	ΔW _{к.сi}	ΔW _{к.нi}
1	19,40	6,400	13,000	2	1000	140660	1,21	0,40	0,81	96295,23	3440,00	32677,73
2	18,44	5,440	13,000	2	1000	140660	0,29	0,09	0,21	5611,54	160,31	2107,71
3	18,12	5,120	13,000	2	500	70330	0,29	0,08	0,21	2709,23	71,00	1053,85
4	15,91	5,120	10,790	2	1500	210990	0,25	0,08	0,17	6266,02	213,00	2178,00
5	15,59	4,800	10,790	2	1000	140660	0,25	0,08	0,17	4011,00	124,81	1452,00
6	14,29	4,800	9,490	2	1500	210990	0,23	0,08	0,15	5054,94	187,21	1684,80
7	13,65	4,160	9,490	2	500	70330	0,22	0,07	0,15	1537,43	46,87	561,60
8	12,35	4,160	8,190	2	1760	247562	0,20	0,07	0,13	4430,03	164,99	1472,33
Σ						1232182				125915,43	4408,19	43188,03
						ΔW _{пс} = 1405693,25 кВт·ч						

Выполняем определение экономического фактора (в некоторых источниках – экономическая составляющая) для СТ ТДТН-16000/110/35/10 кВ. Тариф, по которому энергоснабжающая организация оплачивает электроэнергию, составляет (по данным ОАО «Ставропольэнерго»): C_э = 2 руб/(кВт·ч)

Рассчитаем сумму, которую энергоснабжающая организация выплачивает за потери в трансформаторах ПС:

$$I_{э} = W_{пс} \cdot C_{э} = 1405693,25 \cdot 2 = 2811386,50 \approx 2,81 \cdot 10^6 \text{ руб} \quad (5.5)$$

Определим единовременные капиталовложения в СТ (рыночная стоимость одного СТ умножается на их количество):

$$K = 2 \cdot 4,1 \cdot 10^6 = 8,2 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Приведем мощность трансформатора к долгосрочной перспективе. Определим величину отчислений, производимых ежегодно:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 8,2 \cdot 10^6 = 0,77 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Приведенные затраты на закупку, установку и эксплуатацию СТ ТДТН-16000/110/35/10 кВ рассчитаем следующим образом:

$$Z_{\text{пр1}} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 8,2 \cdot 10^6 + 0,77 \cdot 10^6 + 2,81 \cdot 10^6$$

$$Z_{\text{пр1}} = 4,81 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Таким образом, приведенные затраты по первому варианту составили 4,81 млн. рублей. Произведем аналогичный расчет для СТ ТДТН-25000/110/35/10 кВ. Как и в предыдущем случае, расчет выполняется по методике, описанной в [10].

5.2 Техничко-экономический расчет для варианта №2

Обсчитываются базовые показатели для ТДТН-25000/110/35/10 кВ. Первоначально выполним определение потерь реактивной мощности.

$$Q_X = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{0,30}{100} \cdot 25000 = 75,00 \text{кВАр}$$

Приведенные потери активной мощности, для силового трансформатора (СТ). Определяются в режиме XX:

$$P'_x = P_{XX} + k_{\text{ин}} \cdot Q_X = 15,8 + 0,05 \cdot 80,0 = 19,80 \text{ кВт}$$

Коэффициенты загрузки, применительно к обмоткам НН, СН и ВН трансформатора (в соответствии с рисунком 3.1 мощности, приходящиеся на обмотки среднего и низкого напряжения равны: 6,40 МВА и 13,00 МВА, соответственно.

$$K_{3,В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{19,39}{25} = 0,78$$

$$K_{3,С} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{6,40}{25} = 0,26$$

$$K_{3,Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13,00}{25} = 0,52$$

Определяем мощность КЗ по обмоткам:

$$P_{к.В} = P_{к.С} = P_{к.Н} = 0,5 \cdot P_{КЗ} = 0,5 \cdot 130 = 65,00 \text{ кВт}$$

Вычислим напряжение, возникающее на обмотках СТ (В-ВН, С-СН, Н-НН) и реактивную мощность КЗ:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кВ-Н, \%} + U_{кВ-С, \%} - U_{кС-Н, \%})$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (7,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,50 \text{кВАр}$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С}, \% + U_{кС-Н}, \% - U_{кВ-Н}, \%)$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (0,5 + 6,5 - 17,5) \approx 0\%$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{кВАр}$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (U_{кВ-Н}, \% + U_{кС-Н}, \% - U_{кВ-С}, \%)$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (7,5 + 6,5 - 10,5) \approx 6,75\%$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,50 \text{кВАр}$$

Выполним определение приведенных потерь активной мощности КЗ для обмоток СТ:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + k_{ин} \cdot Q_{к.В} = 65 + 0,05 \cdot 2687,50 = 199,38 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + k_{ин} \cdot Q_{к.С} = 65 + 0,05 \cdot 0 = 65,00 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + k_{ин} \cdot Q_{к.Н} = 65 + 0,05 \cdot 1687,50 = 149,38 \text{ кВт}$$

Производим вычисление приведенных потерь активной составляющей мощности трансформатора:

$$P'_Т = P'_x + K_{3,В}^2 \cdot P'_{к.В} + K_{3,С}^2 \cdot P'_{к.С} + K_{3,Н}^2 \cdot P'_{к.Н}$$

$$P'_Т = 24,75 + 0,77^2 \cdot 199,38 + 0,26^2 \cdot 65,00 + 0,52^2 \cdot 149,38 = 189,34 \text{ кВт}$$

Таблица 5.5 является сводной ведомостью определения суммарных потерь СТ.

Таблица 5.5 – Вычисление суммы годовых потерь СТ ТДТН-25000/110/35/10 кВ

i	S _{вi} , МВА	S _{сi} , МВА	S _{нi} , МВА	n _i	T _i , ч	ΔW _{xi}	Kз.вi	Kз.сi	Kз.нi	ΔW _{к.вi}	ΔW _{к.сi}	ΔW _{к.нi}
1	19,40	6,400	13,000	2	1000	168000	0,78	0,26	0,52	60030,93	2129,92	20196,18
2	18,44	5,440	13,000	2	1000	168000	0,74	0,22	0,52	54236,72	1538,87	20196,18
3	18,12	5,120	13,000	2	500	84000	0,72	0,20	0,52	26185,33	681,57	10098,09
4	15,91	5,120	10,790	2	1500	252000	0,64	0,20	0,43	60562,42	2044,72	20869,72
5	15,59	4,800	10,790	2	1000	168000	0,62	0,19	0,43	38767,14	1198,08	13913,15
6	14,29	4,800	9,490	2	1500	252000	0,57	0,19	0,38	48857,06	1797,12	16143,81
7	13,65	4,160	9,490	2	500	84000	0,55	0,17	0,38	14859,59	449,95	5381,27
8	12,35	4,160	8,190	2	1760	295680	0,49	0,17	0,33	42817,19	1583,81	14107,92
Σ						1471680				346316,37	11424,04	120906,31
						ΔW _{пс} = 1950326,71 кВт·ч						

Выполняем определение экономического фактора (в некоторых источниках – экономическая составляющая) для СТ ТДТН-25000/110/35/10 кВ. Тариф, по которому энергоснабжающая организация оплачивает электроэнергию, составляет (по данным ОАО «Ставропольэнерго»): C_э = 2 руб/(кВт·ч)

Рассчитаем сумму, которую энергоснабжающая организация выплачивает за потери в трансформаторах ПС:

$$И_{э} = W_{пс} \cdot C_{э} = 1950326,71 \cdot 2 = 3900653,42 \approx 3,90 \cdot 10^6 \text{ руб}$$

Определим единовременные капиталовложения в СТ (рыночная стоимость одного СТ умножается на их количество):

$$K = 2 \cdot 4,810^6 = 9,6010^6 \text{ руб.}$$

Приведем мощность трансформатора к долгосрочной перспективе. Определим величину отчислений, производимых ежегодно:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 9,6010^6 = 0,9010^6 \text{ руб}$$

Приведенные затраты на закупку, установку и эксплуатацию СТ ТДТН-25000/110/35/10 кВ рассчитаем следующим образом:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр2}} &= E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 9,6010^6 + 0,9010^6 + 3,9010^6 \\ Z_{\text{пр2}} &= 7,4910^6 \text{ руб} \end{aligned}$$

Таким образом, приведенные затраты по второму варианту составили 7,49 млн. рублей.

Произведем сравнение вычисленных приведенных затрат для первого и второго вариантов. В первом случае значение определено суммой 4,71 млн. рублей, а во втором – 7,49 млн. рублей. Это позволяет прийти к выводу о целесообразности применения для установки на подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская» двух СТ ТДТН-16000/110/35/10 кВ.

Далее необходимо произвести расчет токов, протекающих в линиях и проводящих частях оборудования ПС в случае возникновения короткого замыкания (КЗ). Знание данных параметров сети обеспечит последующий выбор оборудования подстанции, позволив проверить его на термическую и динамическую стойкость к протеканию сверхтоков.

6 Расчет токов короткого замыкания в реконструированной схеме

В силу широкого спектра причин, начиная от ошибок монтажа и заканчивая неблагоприятными погодными условиями, электрическая часть понижающей трансформаторной подстанции может быть подвергнута воздействию сверхтоков, возникающих при контакте токоведущих частей разноименных фаз между собой, либо с землей, нулевой жилой в месте, не предусмотренном схемой. Величины таких токов в некоторых случаях могут быть весьма значительными, что обуславливает необходимость предварить дальнейший выбор оборудования ПС их расчетом.

Составим расчетную схему (рисунок 6.1 а) и схему замещения для определения вышеозначенных токов. Она приведена на рисунке 6.6 б. Первоначально рассчитаем токи 3-х фазного КЗ.

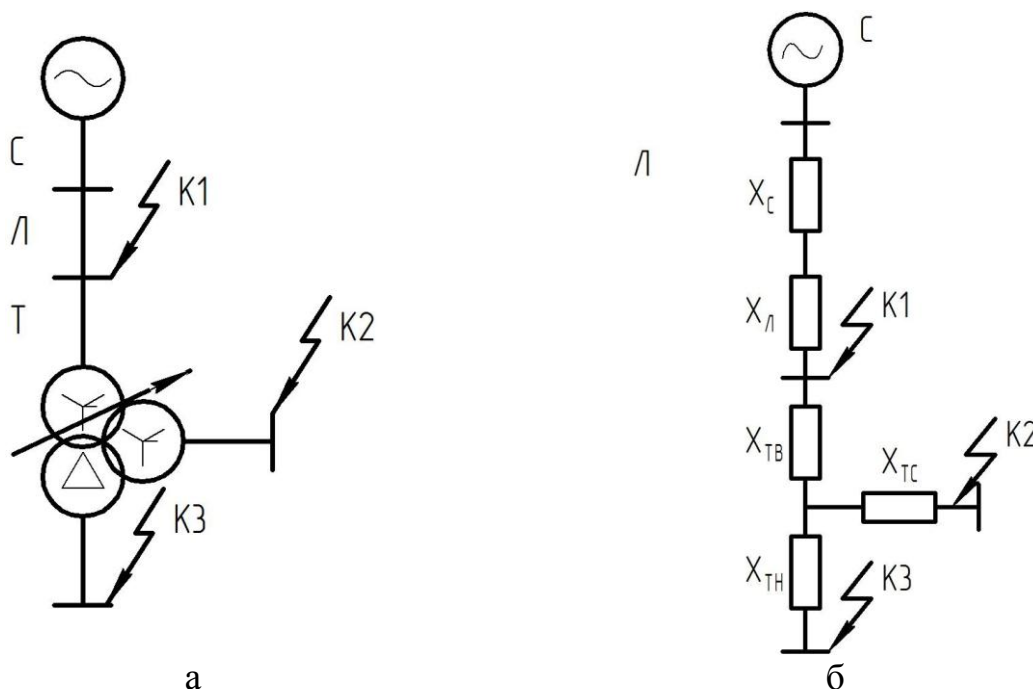


Рисунок 6.6 – Схема расчетной цепи (а) и схема замещения (б).

Организацией ОАО «Ставропольэнерго» предоставлены следующие данные:

- Мощность КЗ на шинах питающей ПС ($S_{кз}$): 3500 МВА
- Расстояние до питающей ПС ($l_{л}$): 12 км

Первоначально выполняется вычисление сопротивления схемы замещения:

– Сопротивление системы:

$$x_{\bar{6},c} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_k} = \frac{1000}{3500} = 0,29$$

где $S_{\bar{6}} = 1000$ МВА – базисная мощность.

– Сопротивление СТ (для обмоток ВН, СН и НН):

$$x_{\bar{6},TB} = \frac{U_{к.В} \% \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,72$$

$$x_{\bar{6},Tc} = \frac{U_{к.с} \% \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 0$$

$$x_{\bar{6},TH} = \frac{U_{к.Н} \% \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,22$$

– Сопротивление воздушной линии (по данным ОАО «Ставропольэнерго» - линия двухцепная)

$$x_{\bar{6},Л} = x_{уд} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{12 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,18$$

– Результирующий показатель сопротивления для точки К1 (см. рисунок 6.1 б)

$$x_{рез} = x_{\bar{6},c} + x_{\bar{6},Л} = 0,29 + 0,18 = 0,47$$

Определим базисный ток для ступени 110 кВ:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Производим вычисление величины первоначального значения тока КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^3 = \frac{E_6}{x_{рез \text{ К1}}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,47} \cdot 5,02 = 10,75 \text{кА}$$

Определим значение пикового (ударного) тока КЗ:

$$i_{удК1}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,75 \cdot 1,8 = 27,35 \text{кА}$$

Выполним аналогичный комплекс вычислений для точки К2 (сторона СН):

– Суммарное результирующее сопротивление:

$$x_{рез \text{ К2}} = x_{6,с} + x_{6,л} + x_{6,ТВ} + x_{6,Тс} = 0,28 + 0,18 + 6,72 + 0 = 7,19$$

– Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,50} = 14,99 \text{кА}$$

– Первоначальное значение в точке К2:

$$I_{K2}^3 = \frac{E_6}{x_{рез \text{ К2}}} \cdot I_6 = \frac{1}{7,19} \cdot 14,99 = 2,09 \text{кА}$$

– Ударный ток для точки К2:

$$i_{удК2}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{K2}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot 1,92 = 5,67 \text{кА}$$

Таким же образом рассчитываются токи в точке К3 (сторона НН)

– Суммарное результирующее сопротивление:

$$x_{рез \text{ К3}} = x_{6,с} + x_{6,л} + x_{6,ТВ} + x_{6,Тн} = 0,29 + 0,18 + 6,72 + 4,22 = 11,40$$

– Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}$$

– Первоначальное значение в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{E_6}{x_{\text{рез}} \text{ (к)}} \cdot I_6 = \frac{1}{11,40} \cdot 54,99 = 4,82 \text{ кА}$$

– Ударный ток для точки КЗ:

$$i_{\text{удКЗ}}^3 = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^3 \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,82 \cdot 1,92 = 13,09 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов симметричных КЗ сводятся в ведомость токов КЗ (таблица 6.6).

Таблица 6.6 – Ведомость токов КЗ

№ п/п	Сторона	Обозначение	Значение, кА
1	ВН (110 кВ)	$I_{\text{К1}}^3$	10,75
2	СН (35 кВ)	$I_{\text{К2}}^3$	2,09
3	НН (10 кВ)	$I_{\text{К3}}^3$	4,82
4	ВН (110 кВ)	$i_{\text{удК1}}^3$	27,35
5	СН (35 кВ)	$i_{\text{удК2}}^3$	5,67
6	НН (10 кВ)	$i_{\text{удК3}}^3$	13,09

Определенные в данном пункте значения лягут в основу последующего расчета, производимого при выборе оборудования и позволят обосновать с технической стороны целесообразность и допустимость его установки на ПС 110/35/10 кВ «Суворовская».

7 Комплектация подстанции оборудованием

Помимо силовых трансформаторов, выбор которых производился в пункте 5, существование подстанции невозможно себе представить без прочих основных компонентов (см. рисунок 4.1). Состав этих компонентов включает в себя: силовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока, и трансформаторы напряжения. Далее остановимся подробнее на каждом из данных типов оборудования, предварительно определив наибольшие длительно допустимые токи (режим отключения одного трансформатора) по каждой из сторон:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \cdot K_{\text{пер}} \quad (7.6)$$

$$I_{\max}^{110} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,40 = 112,46 \text{ А}$$

$$I_{\max}^{35} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} \cdot 1,40 = 335,91 \text{ А}$$

$$I_{\max}^{10} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,40 = 1231,68 \text{ А}$$

7.1 Расчет силового выключателя

Эти аппараты обеспечивают коммутацию сети под нагрузкой за счет наличия камеры для гашения дуги. Сейчас чаще всего применяются элегазовые выключатели, как наиболее экономичные, компактные и простые в использовании. Данное положение отражено в [11].

Определяем ток, который номинально должен выдерживать выключатель:

– Для стороны ВН (110 кВ)

$$B_k = \left(\frac{Q^2}{K_I} \right) \cdot \left(\frac{1}{U_{\text{п.в.}}} + T_a \right) = 10,75^2 \cdot \left(\frac{1}{0,06} + 0,05 \right) = 12,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В вышеозначенных формулах:

$t_{п.в}$ – время, требуемое выключателю на полное срабатывание, с

T_a – эквивалентное время, необходимое для затухания тока КЗ, с

B_k – величина нагрева выключателя при протекании тока КЗ (т.н. интеграл Джоуля)

Оптимальным вариантом, который предлагается отечественными компаниями на настоящий момент является силовой выключатель марки ВГТ-СЭЩ. В соответствии с рассчитанными данными и [13] выберем модель ВГТ-СЭЩ-110-25/1250. Номинальный ток 1250 А – минимальный для выключателей данного класса напряжения, представленных на рынке. Проверка агрегата сведена в таблицу 7.7

Таблица 7.7 – Оценка соответствия выключателя ВГТ-СЭЩ-110-25/1250 У1.

№ п/п	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{сет.ном} \leq U_{ном}, \text{кВ.}$	110	110
2	$\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \times U_{ср.н}} = I_{номдл.} \leq I_{ном}, \text{А}$	112,46	1250
3	$I_k \leq I_{откл.ном}, \text{кА};$ $i_{уд} \leq i_{дин}, \text{кА.}$	10,75 27,35	27,35 63
5	$B_k \leq I_T^2 x t_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	1875,00

Как можно увидеть из таблицы 5.1, выбранный выключатель соответствует условиям сети, в которую он устанавливается и обеспечивает нормальную коммутацию цепи в штатных и нештатных режимах. Примем его к установке на подстанцию.

Таким же образом выполняем проверку коммутационных аппаратов на сторонах 35 кВ (СН) и 10 кВ (НН). Поскольку для данных сторон в соответствии с пунктом 4 предусмотрена использование КРУН, к рассмотрению принимается оборудование, пригодное для применения в рамках комплектного устройства по [15] и [14], а именно, вакуумные выключатели:

– ВВУ-СЭЩ-35-20/1000 на стороне СН (35 кВ)

– ВВУ-СЭЩ-10-20/1600 на стороне НН (10 кВ)

Проверка данных выключателей на соответствие заданной сети приведена в таблицах 7.8 и 7.9, соответственно.

Таблица 7.8 – Оценка соответствия выключателя ВВУ-СЭЩ-35-20/1000.

№ п/п	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	35	35
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3}xU_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	335,91	1000
3	$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$	2,09	20
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	5,67	51
5	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 x t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	0,87	1200

Таблица 7.9 – Оценка соответствия выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20/1600.

№ п/п	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	10	10
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3}xU_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1231,68	1600
3	$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$	4,82	20
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	13,09	51
5	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 x t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	4,65	1200

На основании этих данных, а также таблиц 7.2 и 7.3 можно заключить, что выбранные коммутационные аппараты соответствуют заявленным параметрам. Далее выполняем выбор разъединителей.

7.2 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Не менее важным, хотя и менее дорогостоящим элементом электрической схемы подстанции является разъединитель – устройство, предназначенное для коммутации сети в бестоковую паузу, или, иначе говоря, без нагрузки. Разъединитель не оборудован дугогасящей камерой, поэтому отключение нагрузки с его помощью недопустимо. При этом, несомненным преимуществом этого типа оборудования является возможность формирования видимого разрыва цепи, что является обязательным условием для обеспечения работ на линии. Выполним расчет коммутационного аппарата для стороны ВН (110 кВ) ПС. Разъединители сторон НН и СН являются составными частями модулей КРУН и отдельному выбору не подлежат.

По данным, определенным ранее в пункте 7.1 выберем разъединитель:

- РГ-110/1000 У1

Выполним проверку этого устройства на соответствие сетевым условиям. Результат – в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Оценка соответствия РГ-110/1000 У1.

№ п/п	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{сет.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ.}$	110	110
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3}xU_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	112,46	1600
3	$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \text{кА};$	10,75	20
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА.}$	27,35	51
5	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 x t_{\text{Т}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$	12,13	4800

Из данных, внесенных в таблицу 7.4 можно увидеть, что описанный разъединитель вполне подходит к установке в разрабатываемую схему. Далее рассмотрим расчет трансформаторов тока.

7.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) – устройство, применение которого в силовой сети преследует сразу две цели: преобразуя мощный силовой сигнал пригодный к считыванию относительно недорогими приборами он, с одной стороны, обеспечивает измерения электрических (токовых) параметров сети, а с другой стороны обеспечивает устойчивым сигналом систему релейной защиты, что позволяет организовать защиту ПС с минимальными в данном случае затратами [20]. Проверка ТТ выполняется на основе формул, аналогичных применяемым для проверки разъединителя и производится на трех сторонах: ВН, СН и НН. Таким образом, по токам, рассчитанным в пункте 7.1 к расчету примем такие типы ТТ:

- ТОГФ-110-150/5 – для ВН (таблица 7.11)
- ТОЛ-СЭЩ-35-400/5 – для СН (таблица 7.12)
- ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 – для НН (таблица 7.13)

Осуществляем проверку соответствия ТТ требованиям сети.

Таблица 7.11 – Ведомость проверки ТТ ТОГФ-110-150/5.

№	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$, кВ.	110	110
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}$, А	112,46	150
3	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА.	27,35	64
4	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}$, кА ² ·с.	12,13	625

Таблица 7.12 – Ведомость проверки ТТТОЛ-СЭЩ-35-400/5.

№	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$, кВ.	35	35
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}$, А	335,91	400
3	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА.	5,67	100
4	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}$, кА ² ·с.	0,87	1600

Таблица 7.13 – Ведомость проверки ТТТОЛ-СЭЩ-10-1500/5.

№	Условие	Расчётные данные	Справочные данные
1	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$, кВ.	10	10
2	$\frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср.н}}} = I_{\text{номдл.}} \leq I_{\text{ном}}$, А	1231,68	1500
3	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА.	13,09	100
4	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}}$, кА ² ·с .	4,65	1600

Исходя из данных таблиц 7.5 – 7.7, ТТ, принятые первоначально, соответствуют возложенным на них нагрузкам первичной сети и пригодны к установке на ПС. Существует необходимость расчета вторичных нагрузок ТТ для последующего присоединения приборов измерения и защиты. Соединение обмоток в ТТ производится по схеме полная звезда, которая позволяет оценить токи в каждой из фаз.

Вычисляем сопротивление приборов вторичной цепи. Здесь:

$R_{\text{к}} = 0,1$ Ом – нормативное сопротивление контактов

$Z_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом – полное номинальное сопротивление, оказываемое вторичной нагрузкой (исключая приборы) прохождению электрического тока. Перечень присоединенных к обмотке НН приборов описан таблицей 7.14. Вычислим сопротивление, включаемое во вторичную цепь ($R_{\text{приб}}$ - приборов, R_{II} – общее)

Таблица 7.14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной электроэнергии (х 3)	СЕ303	3,6	3,6	3,6
ИТОГО		5,60	5,60	5,60

В рамках проекта к установке на ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» предлагается микропроцессорный счетчик активной и реактивной мощностей многотарифного типа.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,34 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Длина проводов с медной жилой, объединяющих приборы на стороне вторичных обмоток ТТ принимается равной 100 м (ОРУ 110 кВ).

Вычисляем минимальное сечение, необходимое для нормального функционирования сети:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,07} = 1,64 \text{ мм}^2$$

Произведем выбор провода ПРП (медные жилы, резиновая изоляция и металлическая оплетка). Сечение выбирается минимально допустимым по условию механической прочности в соответствии с [6] – 2,5 мм².

В рамках следующего пункта считается необходимым выполнить выбор трансформаторов напряжения для сторон СН и НН. Их установка не только обеспечивает функционирование счетчиков и приборов измерения, но и позволяет задействовать схемы релейной защиты, связанные с детекцией напряжения.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

В связи с низким уровнем подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская в структуре районной электрической сети, администрация ПАО «МСРК Северного Кавказа» считает нецелесообразным установку трансформатора напряжения (ТН) на высокой стороне ПС (110 кВ), однако применение данного оборудования на сторонах СН (35 кВ) и НН (10 кВ) необходимо. Такой подход обусловлен необходимостью контроля исходящего напряжения для обеспечения его соответствия нормам [5].

В соответствии с [14] и [15] к установке на ПС принимаются ТН:

- ЗНОЛ-СЭЩ-35-0,5/3-75/100 У2 на стороне СН (35 кВ)
- ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5/3-75/100 У2 на стороне НН (10 кВ)

Выбираемые трансформаторы положено проверить на допустимость вторичной нагрузки. Поскольку вторичная обмотка ТН и на СН, и на НН имеет номинальное напряжение 100 В, проверка выполняется единожды, а ее итоговые данные приведены в таблице 7.15

Таблица 7.15 – Ведомость вторичной нагрузки ТН

№ п/п	Тип прибора	Нагрузка на фазу, $S_{\text{приб.}}$ ВА			Количество приборов
		А	В	С	
1	Вольтметр СВ 3020-100	1	1	1	1
2	Ваттметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1
3	Варметр СР 3020	0,7	0,7	0,7	1
4	Счетчик активной и реактивной электроэнергии СЕ303	1,2	1,2	1,2	3
ИТОГО		6,00	6,00	6,00	-

Таким образом, суммарная нагрузка на каждую фазу составляет 6,00 ВА. Допустимой является нагрузка в 75 ВА (по [14] и [15]) для обмоток цепи измерения. Следовательно, трансформатор пригоден к применению в рассматриваемой схеме. В рамках следующего подпункта выполним определение оптимальной конфигурации проводников ПС.

7.5 Выбор проводников

Помимо выбора основного оборудования ПС нельзя также забывать о необходимости формирования электрической связи между его токоведущими частями. Для этих целей используются проводники: в нашем случае, гибкие шины и т.н. шинные мосты. Первые представляют собой неизолированные провода, а вторые – «пакеты» гибких шин, объединенные для большей токопроводящей способности и компактности. Токи сторон, рассчитанные в ходе выполнения пункта 7.1 приведены в таблице 7.16. Осуществим выбор проводников в соответствии с этими токами и [6].

Таблица 7.16 – Наибольшие расчетные токи сторон

Сторона	ВН (110 кВ)	СН (35 кВ)	НН (10 кВ)
Ток, А	112,46	335,91	1231,68

Самым практичным проводом для формирования ошиновки является проводник марки АС – неизолированный, со стальным сердечником, придающим общую механическую стойкость в алюминиевой оплетке. Сечение выбирается по длительно допустимым токам (см. пункт 7.1). Расчет по экономической плотности тока нецелесообразен в связи с малыми расстояниями.

– Для ВН примем провод АС-25/4,2 -

Длительно допустимый ток - 142 А в соответствии с [6]

– Для СН в целях унификации номенклатуры примем провод 3хАС-25/4,2.

Длительно допустимый ток - $3 \times 142 = 426$ А.

– Для НН примем провод 3хАС-150/24 -

Длительно допустимый ток - $3 \times 450 = 1350$ А.

Напряжение ВН 110 кВ обуславливает необходимость проверки провода АС-25/4,2 на коронирование.

Возникновение коронного разряда происходит при максимальном значении первоначальной критической напряженности, характерной для электрических полей вокруг провода. Рассчитаем данный параметр.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,38 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{125,00}} \right)$$

$$E_0 = 11,82 \text{ кВ / см}$$

Здесь r_0 – расстояние между жилами, см, а m – нормативный коэффициент, который для заданных условий равен 0,38 по [10].

Вычисляем фактическую напряженность электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{н}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{125,00 \cdot \lg \frac{6,9}{125,00}} = 0,28 \text{ кВ / см}$$

Осуществляем формирование условия отсутствия короны и выполняем надлежащий расчет:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (7.7)$$

$$1,07 \cdot 0,28 < 0,9 \cdot 11,82$$

$$0,30 < 11,82$$

– Сформулируем условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 25,72 < 0,9 \cdot 31,55$$

$$27,52 < 28,40$$

Таким образом, можно прийти к выводу, что выбранный провод подходит для ошиновки на стороне 110 кВ. Для сторон СН и НН подобное сравнение не производится в связи с недостаточно высоким номинальным напряжением.

– Проверка на термическую стойкость для проводов, прокладываемых на открытом воздухе, не производится. Проверка на электродинамическую стой-

кость проводится только при превышении периодической составляющей тока короткого замыкания значения 20 кА, что в данном случае не имеет места.

Провод АС-300/48 удовлетворяет условиям, по которым проводилась проверка и потому принимается к применению в ОРУ 110 кВ.

Результаты вышеописанного расчета свидетельствуют, что провода, выбранные выше, отвечают требованиям, которые возлагаются на них схемой электроснабжения и пригодны к установке на рассматриваемую подстанцию.

На рисунке 7.7 изображены примеры, иллюстрирующие применение гибких шин (а) и собираемого из них шинного моста (б).

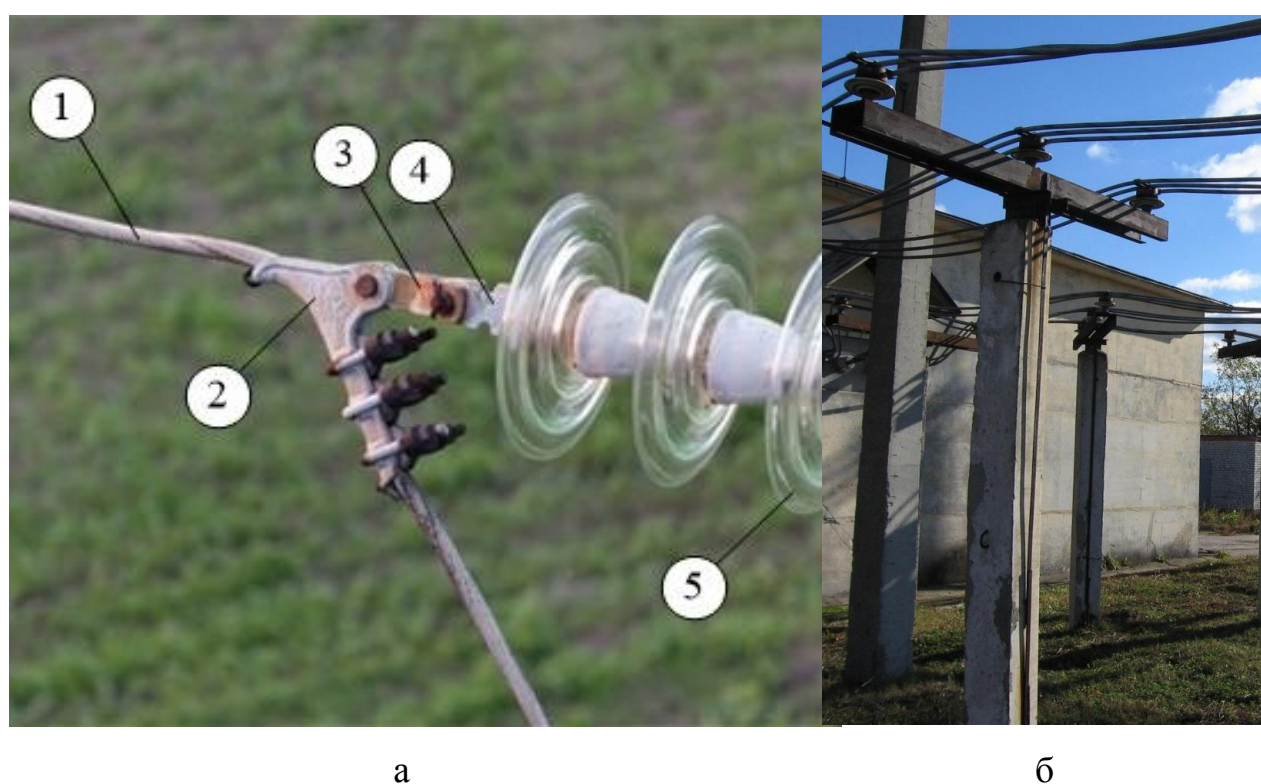


Рисунок 7.7 – Применение гибких шин по отдельности (а) и в форме шинного моста (б)

На рисунке 7.1 а пронумерованы: 1 - Магистральный провод; 2 - Зажим болтовой натяжной; 3 - Промежуточное звено; 4 – Ушко; 5 – Изолятор.

Таким образом, произведен выбор основного оборудования подстанции и ее ошиновки. Далее выберем оперативный ток.

8 Выбор оперативного тока

Если силовое оборудование подстанции можно сравнить с ее «мускулами», то система оперативного тока – нервная система, которая опутывает силовое оборудование и приборы контроля, обеспечивая контроль систем подстанции и позволяя управлять силовыми агрегатами. Более подробно данный вопрос рассматривается в [21]

На старых подстанциях (какой, в частности, является ПС 110/35/10 кВ Суворовская) система оперативного тока, как правило, организована достаточно примитивно. Это обусловлено, в первую очередь, низкой степенью автоматизации узлов и агрегатов ПС, что приводит к необходимости выполнения ручных переключений, значительно повышающих влияние человеческого фактора и, как следствие – вероятность ошибок и несчастных случаев.

Современные подстанции, которые оборудуются комплексом полной или частичной автоматизации имеют значительно более сложную структуру организации системы оперативного тока и обеспечивают возможность выполнения большей части переключений непосредственно из диспетчерского пункта.

С ростом и усложнением оперативных цепей возрастают и требования к их надежности. Результатом этого процесса стало внедрение на подстанциях системы постоянного оперативного тока. Несмотря на очевидный недостаток – необходимость использования аккумуляторов и приобретения системы их подзаряда, безусловным преимуществом такой системы будет являться возможность выполнения переключений даже в случае полного выхода из строя цепей собственных нужд ПС.

На основании этого принимается решение о применении на подстанции системы постоянного оперативного тока.

Далее выполним расчет мощности, расходуемой ПС на собственные нужды.

9 Определение конфигурации собственных нужд подстанции

Собственные нужды подстанции (СНП) – совокупность систем, приборов и оборудования, функционирование которого обеспечивает нормальные условия работы для персонала и силовых агрегатов, а также является силовым звеном, питающим цепи оперативного тока. Питание системы СНП выполняется от трансформаторов собственных нужд, маломощные модели которых, как правило, устанавливаются в специально предназначенные для этого ячейки КРУН (модульное размещение).

В данном случае необходимо отметить, что поскольку маломощные трансформаторы собственных нужд модульного размещения с высшим напряжением 35 кВ в наше время практически не производятся, ТСН будут установлены на стороне НН (10 кВ). Процесс расчета нагрузки ТСН приведен в таблице 9.17

Таблица 9.17 – СНП ПС 110/35/10 кВ «Суворовская»

№ п/п	Наименование потребителей	Потребляемая мощность	
		S, кВА	S _Σ , кВА
1	Устройства охлаждения трансформаторов	3 x 2	6
2	КРУН 35 кВ (свет + тепло)	7 x 1	7
3	КРУН 10 кВ (свет + тепло)	5 x 1	5
4	Блок подогрева выключателей	2x2	4
5	Блок подогрева разъединителей	0,7 x 6	4,2
7	Освещение ОРУ 110 кВ	-	5
8	ЗУ АКБ системы оперативного тока	10x2	20
Итого:			51,2

Для обеспечения должной надежности, учитывается работа одного ТСН в режиме двойной нагрузки. Руководствуясь требованиями [2] примем коэффициент перегрузки равным 1,4. Тогда:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 51,2 \cdot 0,7 = 35,84 \text{ кВА} \quad (9.8)$$

Выберем конфигурацию с двумя ТСН-63/10/0,4. Изоляция ТСН – сухая. Далее производим расчет релейной защиты ПС 110/35/10 кВ «Суворовская».

10 Релейная защита подстанции

Режим работы понизительной трансформаторной подстанции считается нормальным в том случае, когда параметры работы ее электрической части находятся в пределах, определяемых паспортами оборудования, либо действующими нормативно-техническими актами. Однако, нередки случаи, когда штатная работа прерывается различными нештатными ситуациями, причин которых может быть масса – от некорректных действий эксплуатирующего персонала и неблагоприятных атмосферных явлений до брака оборудования или попыток его намеренного вывода из строя (например, с целью хищения дорогостоящих агрегатов).

В связи с огромными скоростями протекания электрических процессов, при которых протекание явления происходит в считанные доли секунды, человек не способен своевременно пресечь развитие аварийной ситуации, что может повлечь значительные повреждения материальной части, а в некоторых случаях – и травмы персонала.

В целях предотвращения описанных выше нежелательных последствий, на понизительных трансформаторных подстанциях монтируется так называемая система релейной защиты. Она, работая в связке с силовым оборудованием ПС и считывая параметры работы сети через выбранные в пунктах 7.3 и 7.4 трансформаторы тока и напряжения обеспечивает контроль параметров электрической схемы ПС и, когда путем индикации на центральном пульте, а когда и путем непосредственного отключения оборудования от сети (воздействуя на приводы силовых выключателей) предотвращает аварию.

Необходимо отметить, что в связи с особенностями схемы №110-4, применявшейся на ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» ранее, большая часть систем, смонтированных в 1960-е годы работало на индикацию. Непосредственное отключение КЗ или перегрузки выполнялось на вышестоящей подстанции, либо, в крайнем случае, газовым реле при перегреве СТ.

На ПС использовались электромеханические реле, которые за время эксплуатации утратили первоначальные характеристики, что несколько раз уже приводило к серьезному повреждению оборудования.

На основании этого было принято решение о замене системы релейной защиты подстанции «Суворовская».

Наиболее современной базой для реализации систем релейной защиты и автоматики технологических объектов на настоящий момент являются микропроцессорные блоки – устройства, отличающиеся высокой универсальностью и сочетающие в себе множество характеристик, которые потенциально расширяются за счет наличия возможности программирования прибора.

В структуру базового комплекса микропроцессорной РЗА входят следующие компоненты:

1 Основная защита СТ, реализуемая на комплектующих, указанных в таблице 4.1 (терминал «Сириус-УВ» в составе БПВА.468263.022-01) и осуществляющая контроль за осуществлением работы следующих модулей РЗА:

- ДТО – дифференциальная защита
- МТЗ со стороны ВН
- Токовая защита (ТО) СТ
- Модуль защиты от перегрузки (ЗП) на ВН – осуществляет запуск системы принудительного охлаждения СТ
- Модуль блокировки переключателя РПН.
- Прием и интерпретация сигналов от встроенной газовой защиты СТ (ГЗТ) - выполняется двухступенчатой. Первая ступень индикационная, вторая – отключающая, прочих датчиков, устанавливаемых на СТ – уровня масла, его температуры, индикаторов исправности охлаждающих цепей.
- Блок осуществления контроля изоляции цепей ГЗТ

2 Резервная система защиты СТ (материальная часть также реализована на базе вышеозначенного модуля благодаря его высокой унификации). Выполняет следующие базовые функции:

- Дублирующий модуль МТЗ ВН СТ
- Автоматика управления выключателями (АУВ) – отвечает за целый ряд функций, начиная от контроля положения вала выключателя до предотвращения повторного включения.

- Устройство для резервирования отказа выключателей (УРОВ) – реализуется на базе концевого выключателя (реле положения) и обеспечивает подачу сигнала на терминал вышестоящего фидера в случае несоответствия действительного положения подвижных частей силового выключателя положенному.

3 Модуль защиты отходящих линий, обеспечивающий непрерывный автоматический контроль состояния фидеров, а также, в ряде случаев, самой отходящей линии. Выполняет (содержит) следующие базовые функции:

- МТЗ с тремя степенями реагирования и комбинированным пуском от модуля измерения напряжения

- Система защиты минимального напряжения (ранее реализовывалась на базе реле минимального напряжения, функции которого сейчас исполняет микропроцессорный блок).

- Защита шин логическая (ЛЗШ) – сложный защитный модуль, главная задача которого - отключить КЗ в наиболее короткий срок. Входит в состав блоков микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ). Принцип действия основан на анализе срабатывания «традиционных» средств РЗА, либо их бездействия при КЗ и определяет базовую цель защиты, как покрытие «мертвой зоны», возникающей в районе шин с точки зрения РЗА.

4 Блок регулирования напряжения, включающий следующие основные модули:

- Автоматическое осуществление стабилизации напряжения в заданных с пульта пределах (определяется [5]).

- Секция ручного регулирования напряжения

- Управление РПН, в частности, его блокировка при возникновении неисправности привода, перегрузке трансформатора и т.п.

10.1 Определение уставок основной защиты трансформатора

Реле Сириус-Т является основным модулем, на базе которого будет осуществляться программирование системы защиты ПС 110/35/10 кВ «Суворовская». Основные возможности подобных модулей описаны выше. Обзор БМРЗ упомянут, также, в [22]

Выполним расчет уставок РЗА для БМРЗ Сириус-ТЗ. Расчет выполнен по методике, предложенной заводом-изготовителем БМРЗ [16]:

– Сначала рассчитаем токи в плечах защиты, которые соответствуют номинальной мощности защищаемого трансформатора: [с.10, 16]

Первоначально выполняется расчет первичного тока на сторонах защищаемого трансформатора, который обусловлен его номинальной мощностью:

$$I_{\text{НОМ I}} = \frac{S_{\text{НОМ T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (10.9)$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{СН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 240,22 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ I}}^{\text{НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,81 \text{ A}$$

Коэффициенты трансформации ТТ на основании пункта 7.3

- ТТ ВН – 150/5 (соединение «треугольник»), $k_{\text{сх}} - \sqrt{3}$
- ТТ СН – 400/5 (соединение «треугольник»), $k_{\text{сх}} - \sqrt{3}$
- ТТ НН – 1500/5 (соединение «звезда»), $k_{\text{сх}} - 1$

Выполняется определение вторичного тока плеч защиты.

$$I_{\text{НОМ II}} = \frac{I_{\text{НОМ I}}}{K_{\text{I}}} \cdot k_{\text{сх}} \quad (10.10)$$

$$I_{\text{НОМ II}}^{\text{ВН}} = \frac{80,42}{150/5} \cdot \sqrt{3} = 4,64 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ II}}^{\text{СН}} = \frac{240,22}{400/5} \cdot \sqrt{3} = 5,19 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ II}}^{\text{НН}} = \frac{880,81}{1500/5} \cdot 1 = 2,94 \text{ А}$$

Таким образом, примем значения уставок (диапазон уставок по [16]: 0,15-15,00 А):

- Для ВН (110 кВ) – 4,64 А
- Для СН (35 кВ) – 5,19 А
- Для НН (10 кВ) – 2,94 А

Необходимо выполнить проверку попадания рассчитанных базисных токов сторон в диапазон выравнивания (для номинальных токов в 5А он составляет: (1,01 - 10,00 А). Таким образом, вышеозначенные токи в диапазон попадают.

– Теперь выполним расчет коэффициента торможения для дифференциальной защиты ДЗТ-2 [с.11, 16]. Размах РПН ($\Delta U_{\text{РПН}}$) принят равным 13% в соответствии с опытом эксплуатации.

Определяется расчетный ток небаланса, которые имеет место при протекании тока, равного базисному [16]:

$$I_{\text{НБ.расч.*}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} \quad (10.11)$$

$$I_{\text{НБ.расч.*}} = 2,01 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$$

Выполняем выбор уставок срабатывания. Он производится в соответствии с условием:

$$\frac{I_{\text{д1груб}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.расч.*}} \quad (10.12)$$

$$\frac{I_{\text{д1груб}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,2 \cdot 0,37 = 0,44$$

Базовую уставку срабатывания примем равной 0,5

Определяем коэффициент, вводящий зависимость для снижения тормозного тока:

$$K_{\text{СН.Т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч.*}}} = \sqrt{1 - 0,37} = 0,79$$

Вычислим коэффициент торможения:

$$K_{\text{ТОРМ}} = 100\% \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot \frac{I_{\text{НБ.РАСЧ}}}{K_{\text{СН.Т}}} = 100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,37}{0,79} = 56,00\%$$

Значит, примем уставку коэффициента торможения равной 56 % (диапазон настройки: 0 – 100%).

– Выполним расчет дифференциальной отсечки (ДЗТ-1 в соответствии с [16]). Рекомендации предписывают произвести отстройку от КЗ на сторонах СН и НН.

Наибольший ток внешнего КЗ (рассчитан в пункте 6):

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС (СН)}} = 2090,00 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС (НН)}} = 4820,00 \text{ кА}$$

Проведем приведение расчетного тока максимального для внешнего КЗ к току трансформатора номинальному:

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС}}^{\text{СН}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС}}^{\text{СН}}}{I_{\text{БАЗ.ВН}}} = \frac{2090,00}{80,42} = 25,99$$

$$I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС}}^{\text{НН}}}{I_{\text{БАЗ.ВН}}} = \frac{4820,00}{80,42} = 59,94$$

Определим расчетный ток небаланса, возникающий при внешнем КЗ:

$$I_{\text{НБ.расч.}} = \left[K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}} \right] I_{\text{КЗ.ВНЕШН.МАКС}} \quad (10.13)$$

$$I_{\text{НБ,расч.*СН}} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 25,99 = 18,32 \text{ А}$$

$$I_{\text{НБ,расч.*СН}} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 59,94 = 42,26 \text{ А}$$

Уставка срабатывания, учитывающая отстройку от БНТ и небаланс при внешнем КЗ определяется на основании условий:

$$\begin{cases} \frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{БАЗ}}} \geq I_{\text{НБ}} \\ \frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{БАЗ}}} \geq 6 \end{cases} \quad (10.14)$$

Итоговое значение уставки принимается путем округления до одного знака после запятой в диапазоне: 4,0 – 50,0.

Примем значение уставки: 42,3.

– Определим коэффициент чувствительности рассчитанной защиты:

Ток срабатывания защиты в условиях отсутствия торможения (первичный):

$$I_{\text{С.З.}} = I_{\text{НОМ}} \frac{I_{\text{д1груб}}}{I_{\text{баз}}} = 80,42 \cdot 0,5 = 40,21 \text{ А}$$

Благодаря тому, что торможение является направленным, при внутренних КЗ ток торможения не течет.

Определяем токи 2-х фазных КЗ для сторон НН и СН:

$$I_{\text{К2}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К2}}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,09 \cdot 1000 = 1807,85 \text{ А}$$

$$I_{\text{К3}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К3}}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,82 \cdot 1000 = 4169,30 \text{ А}$$

Определяем чувствительность для СН:

$$K_{\text{ч}}^{\text{СН}} = \frac{I_{\text{К2}}^2}{I_{\text{С.З.}}} = \frac{1807,85}{40,21} = 44,96 > 2$$

Значит, данная защита пригодна к использованию в рассчитываемой сети.

Определяем чувствительность для НН:

$$K_{\text{ч}}^{\text{СН}} = \frac{I_{\text{К2}}^2}{I_{\text{С.З.}}} = \frac{4169,30}{40,21} = 103,69 > 2$$

Значит, данная защита пригодна к использованию в рассчитываемой сети.

Таким образом, произведен расчет релейной защиты подстанции, реализуемой на базе микропроцессорных терминалов типа Сириус – ТЗ. Данная защита, как следует из расчета, обладает исключительно высокой точностью и – позволяет произвести значительную унификацию оборудования и защиты, благодаря широким возможностям программирования.

В свою очередь, грамотное сопровождение процесса проектирования со стороны отдела технической поддержки АО «РАДИУС Автоматика» обеспечивает качественный расчет уставок, монтаж и настройку оборудования, что является немаловажным фактором.

Финальным разделом выпускной квалификационной работы станет расчет молниезащиты подстанции. В связи с изменением конфигурации ОРУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Суворовская» молниеприемники, ранее смонтированные по периметру подстанции, решено было заменить на более практичные стержневые молниеотводы. Процесс их выбора более подробно описан далее.

11 Молниезащита

Молниезащита является неотъемлемой частью понизительной трансформаторной подстанции, главным «рубежом обороны» силового оборудования, а также – высоких строительных конструкций (например, трансформаторных порталов) от ударов молний. Наиболее практичным вариантом выполнения молниезащиты подстанции является использование для нее стержневых молниеотводов типа СМ-30 (высота – 30 м). Расчет зоны защиты данных конструкций производится в соответствии с методикой, описанной в [10].

Выполняется расчет по такой формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (11.15)$$

Дело в том, что форма зоны защиты представляет из себя конус с вершиной в наиболее высокой точке молниеотвода. Если принять надежность защиты 0,99 (максимально возможная), то расчетные параметры следующие:

$$h_0 = 0,8 \cdot h; \quad r_0 = 0,8 \cdot h$$

Тогда:

$$r_x = \frac{30 \cdot 0,8 \cdot (30 - 6,5)}{30 \cdot 0,8} = 17,5 \text{ м}$$

Таким образом, радиус зоны защиты СМ-30 составил 17,5 м. Размещение молниеотводов в графической части ВКР. Каждый из молниеотводов следует электрически связать с контуром заземления ПС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы произведен сбор информации и технический расчет, касающийся формирования проекта реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Суворовская».

Произведен сбор и анализ информации, непосредственно относящейся к объекту проектирования. Намечены основные пути решения технических задач и определены базовые параметры, которые будут положены в основу дальнейших изысканий. Зафиксированы основные аспекты, которые необходимо учитывать в ходе проведения реконструкции объекта.

С опорой на результаты анализа реальной обстановки сформулирован план реконструкции, подразумевающий капитальную замену значительной части оборудования и обновление ее электрической части в целом. План позволит избежать ненужных проволочек при непосредственном формировании проекта.

Определена нагрузка подстанции, а также выявлено ее распределение по средней и низкой сторонам. Согласно прогнозам, нагрузка составила 19,39 МВА в перспективе до 2021 года. На базе результатов проведенных изысканий сформирован прогнозный годовой график нагрузки.

Сформирована карточка технических решений, в которой отражены базовые аспекты проектирования. Принято решение использовать на подстанции популярную типовую схему 110-4Н с применением на сторонах среднего и низкого напряжения комплектных распределительных устройств (КРУН).

Выполнен технико-экономический расчет, на основе которого выбран силовой трансформатор, отвечающий перспективным планам нагрузки, а также обеспечивающий задел мощности на будущее. К установке предложен СТ ТДТН-16000/110/35/10 кВ.

Определены токи короткого замыкания, протекающие в токоведущих частях ПС при аварийных режимах. Помимо значений тока в начальный момент времени, определены наибольшие (ударные) токи, знание которых поз-

воляет проводить проверку оборудования на электродинамическую стойкость. Наибольший ударный ток зафиксирован для стороны НН. Он составил: 27,35 кА.

Определена конфигурация подстанции с точки зрения оборудования. В частности, выбраны выключатели, разъединители и трансформаторы тока ОРУ, а также наполнение КРУН 35 и 10 кВ. В случае с ОРУ-110 предпочтение (за исключением, разъединителей) было отдано элегазовому оборудованию, как наиболее надежному и простому в монтаже и обслуживании. Выбраны: выключатель ВГТ-СЭЩ-110-25/1250 У1, разъединитель РГ-110/1000 У1 и трансформатор тока ТОГФ-110-150/5 У1.

В случае с КРУН были использованы трансформаторы тока с литой изоляцией, вакуумные силовые выключатели. Данное оборудование монтируется в модули КРУН непосредственно на заводе, а потом в готовом виде поставляется на подстанцию. В частности, выбраны: выключатель ВВУ-СЭЩ-35-20/1000 и трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-400/5 для стороны СН, а также выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/1600 и ТТ ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 для стороны НН.

Произведен выбор оперативного тока подстанции (принят постоянный оперативный ток) и расчет релейной защиты, в ходе которого определены уставки срабатывания БМРЗ «Сириус-Т». В финальной части ВКР было решено заменить существующие молниеотводы на более практичные – марки СМ-30 и рассчитана их зона защиты.

Таким образом, разработан проект реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ «Суворовская», который ляжет в основу будущего проекта капитального ремонта ПС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. М. : Стандартинформ, 1985. 60 с.
- 2 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. : Стандартинформ, 1985. 20 с.
- 5 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2008. 20 с.
- 6 ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок М. : Стандартинформ, 2001. 330 с.
- 7 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
- 8 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Москва : Издательство стандартов, 2009. 96 с.
- 9 СТО МГАТ 02.01.010 – 2013. Требования к составу, содержанию и правилам оформления результатов предпроектного обследования. М. : ГКУ «МОСГОРТЕЛЕКОМ», 2013. 12 с.
- 10 Салтыков В.М., Стёпкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти : ТГУ, 2007. 125 с.
- 11 Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учеб. пособие. М. : ИНФРА-М, 2016. 136 с.
- 12 АО «РАДИУС Автоматика» // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru> (дата обращения: 20.04.2019).
- 13 ВГТ-СЭЩ 110кВ // Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрощит-Самара» URL: <https://electroshield.ru/catalog/elegazovye-vyklyuchateli/vgt-seshch-110kv/> (дата обращения: 20.04.2019).

14 КРУ-СЭЩ-59 (КРУН) 6, 10 кВ // Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрошит-Самара» URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv> (дата обращения: 14.04.2019).

15 КРУ-СЭЩ-65 (КРУН) 35 кВ // Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрошит-Самара» URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-65-35-kv> (дата обращения: 20.04.2019).

16 Методики выбора уставок // Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru/support/metodiki-vybora-ustavok/> (дата обращения: 20.04.2019).

17 Номенклатурный каталог ОАО «Тольяттинский трансформатор» // Официальный сайт ООО «Тольяттинский трансформатор» URL: http://transformator.com.ru/docs/Номенклатурный%20каталог%20продукции%20ООО%20%20_Тольяттинский%20Трансформатор_%20%28995514%20v3%29.pdf (дата обращения: 14.04.2019).

18 Gercek C., Reinders A. Smart Appliances for Efficient Integration of Solar Energy: A Dutch Case Study of a Residential Smart Grid Pilot // Applied sciences, 2019. Vol. 9. Issue 3 Num. 581.

19 Lazowski B., Parker P., Rowlands I.H. Towards a smart and sustainable residential energy culture: assessing participant feedback from a long-term smart grid pilot project // Energy, Sustainability and society, 2019. Vol. 8. Num. 27.

20 Parejo A., Personal E., Larios D. F., Guerrero J.I., García A., León C. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines // Sensors, 2019. Vol. 19. Issue 3 Num. 576.

21 Pramangioulis D., Atsonios K., Nikolopoulos N., Rakopoulos D., Grammelis P., Kakaras E. A Methodology for Determination and Definition of Key Performance Indicators for Smart Grids Development in Island Energy Systems // Energies, 2019. Vol. 12. Issue 2 Num. 242.

22 Santos G., Pinto T., Praça I., Vale Z. Iberian electricity market ontology to enable smart grid market simulation // Energy Informatics, 2018. Vol. 1. Num. 13.