

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 110/6 кВ
«Гидронамыв»

Студент	<u>Р.Э. Дружинин</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>к.т.н., А.Е. Бурмутаев</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	
Консультанты	<u>к.п.н., доцент А.В. Кириллова</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	

Тольятти 2020

Аннотация

В бакалаврской работе был рассмотрен план реконструкции электрической части подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ Самарской области. Основной задачей реконструкции служит модернизация подстанции с последующей возможностью подключения новых потребителей.

Содержанием данной работы является расчет необходимых параметров для выбора более современного и надежного оборудования удовлетворяющего требованиям электробезопасности.

В данной работе были произведены:

- расчет предполагаемой нагрузки подстанции;
- выбор силовых трансформаторов 110/6 кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка основного оборудования подстанции;
- расчет необходимого заземления;

Также данная работа включает в себя следующие чертежи:

1. Чертеж выключателя ВГТ-110Ш-40/2000У1.
2. Чертеж разъединителя РГП-СЭЩ-110/1250.
3. Чертеж трансформатора тока ТОГФ-110.
4. План подстанции.

Abstract

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the 110/6 kV «Gydranamiv» substation»

The senior paper consists of an introduction, eight parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is the analysis of the existing load and equipment of substations and the calculation of the necessary parameters for its modernization. We touch upon the problem of increasing the capacity of the substation, taking into account the prospects for the development of its work area.

The aim of aim work is the calculation of the prospective load parameter, the selection and verification of equipment taking into account the increased capacity and, the selection of equipment for the safe maintenance of the substation.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: current characteristics of the substation, determination of the expected electrical loads, selection of transformers, determination of the electrical circuit and design of the substation switchgear, calculation of the short circuit currents of the substation, selection of electrical equipment and live parts of the substation, calculation of the substation grounding and calculation of the substation lightning protection.

Finally, we present a range of works on the modernization of the substation, which allows us to save resources for the construction of a new substation.

In conclusion, we would like to emphasize that this work is relevant for solving the problem of overloading the Gydranamiv substation. Also, this solution may be relevant for substations of the same capacity located in the same climatic conditions.

Содержание

Введение.....	6
1 Текущая характеристика существующей ПС «Гидронамыв» 110/6 кВ	7
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок	9
3 Выбор трансформаторов необходимой мощностью для подстанции 110/6 «Гидронамыв»	11
3.1 Тип и мощность трансформаторов установленных на подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ.....	11
3.2 Выбор типа, количества и мощности новых трансформаторов на подстанции «Гидронамыв»	12
4 Определение электрической схемы и конструктивного исполнения распределительных устройств подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ	16
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции	18
5.1 Расчет токов к.з. в точке к1	19
5.2 Расчет токов к.з. в точке к2	20
5.3 Расчет токов к.з. в точке к3 (на сборных шинах РП РУ-6 кВ)	22
6 Выбор электрического оборудования и токоведущих частей подстанции 110/6 «Гидронамыв»	25
6.1 Выбор оборудования 110 кВ.....	27
6.1.1 Выбор выключателей.....	27
6.1.2 Выбор разъединителей	28
6.1.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ.....	30
6.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ	31
6.2.1 Выбор выключателей 6 кВ.....	31
6.2.2 Выбор трансформаторов тока.....	32
6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	34
6.2.4 Выбор высоковольтных предохранителей	35
6.3 Выбор ограничителей перенапряжения.....	36

7	Выбор и расчет нагрузки трансформаторов собственных нужд.....	38
8	Расчет заземление подстанции «гидронамыв» 110/6 кв	39
9	Расчет молниезащиты подстанции.....	41
	Заключение	42
	Список используемых источников.....	43

Введение

Понизительная подстанция «Гидронамыв» 110/6 кВ является частью энергосистемы Самарской области и служит для приема и трансформирования электроэнергии с последующей передачей её на потребителей. В состав подстанции входят устройства, позволяющие улучшить качество поступающей электроэнергии и обеспечивающие ей работу в нормальном режиме на протяжении всего периода работы. Производство многих подстанция выполнялось по проектам и стандартам своего времени, но теперь, по прошествии многих лет, были придуманы новые технологические решения. Таким образом, выбор современного оборудования, соответствующего текущим стандартам электроснабжения, является обязательной задачей при проектировании и реконструкции подстанций.

В наше время происходит постоянное строительство новых районов, предприятий и производств и все они нуждаются в электроэнергии. Для того, чтобы была возможность обеспечить их электроэнергией необходимо не только производить строительство новых подстанций, но реконструировать нынешние, что является более выгодным вложением средств.

Целью настоящей бакалаврской работы является разработать план мероприятий, которые позволят увеличить производительность подстанции и её надежность.

В настоящем проекте реконструкции подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ планируется:

- определить электрическую нагрузку на подстанции с учетом перспективы развития района;
- на основании определенной нагрузки выбрать силовые трансформаторы необходимой мощности;
- выбрать и проверить необходимое оборудование на сторонах 110 и 6 кВ соответствующее текущим нормам электроснабжения;
- рассчитать необходимое защитное заземление и молниезащиту.

1 Текущая характеристика существующей ПС «Гидронамыв» 110/6 кВ

Подстанция «Гидронамыв» является понижающей подстанцией и обслуживает потребителей на напряжении 6 кВ. Принадлежит и обслуживается ПАО «МРСК Волги», филиалом «Самарские распределительные сети», обслуживающей РЭС является Волжская РЭС. План расположения подстанции представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ

Площадь территории подстанции составляет 2000 м² с прилегающим строением для обслуживающего персонала.

Рабочее напряжение: 110/6 кВ. Количество силовых трансформаторов - 1. Мощность трансформатора, установленного на подстанции – 15МВА.

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1983 году. Основными её потребителями на данный момент являются частные дома микрорайон города Самара «Песчаная глина» и находящиеся неподалеку автосалоны принадлежащие III категории надежности электроснабжения.

В Самарской области преобладает умеренно-континентальный климат со средней температуры летом $20,7^{\circ}\text{C}$, а зимой $-13,8^{\circ}\text{C}$.

Согласно карте загрузки центров питания ПАО «МРСК Волги», в настоящее время подключение новых потребителей к подстанции приостановлено, в связи с загрузкой установленного силового оборудования и отсутствием свободной мощности трансформатора для технологического присоединения.

Вывод: электроснабжение подстанции происходит по воздушным линиям электропередачи 110 кВ. Схема открытого распределительного устройства выполнена по типу Блок(линия-трансформатор). В состав которой входят выключатель нагрузки с двумя заземляющими ножами и ограничитель перенапряжения.

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок

За все время эксплуатации подстанции не было произведено работ по замене и реконструкции оборудования. Срок эксплуатации оборудования данной подстанции составляет 25. В 2008 году на ТП «Гидронамыв» 110/6 кВ производился капитальный ремонт некоторого оборудования, который не повлиял на увеличение мощности подстанции, что не позволяет выполнять подключение новых потребителей.

В данный момент подстанция питает небольшой микрорайон состоящий преимущественно из частных домов и нескольких пунктов продаж автомобилей. В данный момент суммарная активная мощность потребителей составляет $(14,37\text{MBA})14,4$ МВт, коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{п}} = 0,9$. Коэффициент загрузки при этом составляет $k_3 = 0,96$. Такой коэффициент загрузки подстанции является допустимым, но не позволяет подключать новых потребителей.

С учетом развития данного микрорайона, нагрузка на подстанцию возрастет не менее чем на 50%, также необходимо учитывать расположенные рядом заправочные станции, которые имеют 1 категорию надежности электроснабжения и получают питание от данной подстанции. Согласно ПУЭ [7], ГПП осуществляющая электроснабжение потребителей 1й категории должна иметь 2 трансформатора, для обеспечения бесперебойности питания в случае выхода и строя одного из них.

Согласно предоставленным филиалом филиалом ПАО "МРСК Волги" филиал "Самарские распределительные сети» данных о потребителях электрической энергии на стороне 6 кВ подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ максимальная потребляемая мощность составляет 18,679 МВА (ПС S_{max}).

Исходя из данных условий, ожидаемый суточный график нагрузки будет выглядеть так:

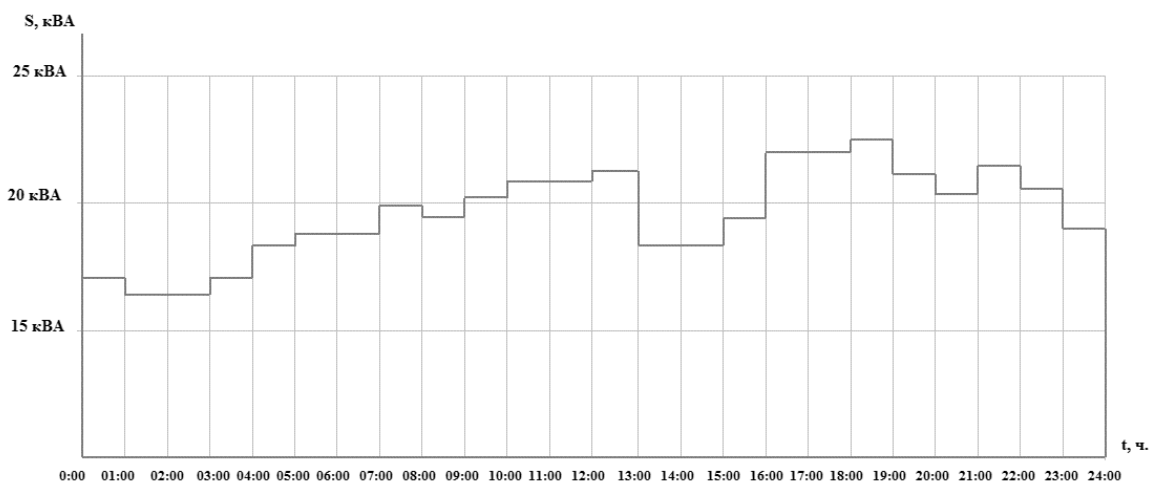


Рисунок 2 – Суточный график нагрузок подстанции «Гидронамыв»

Согласно предоставленным филиалом ПАО "МРСК Волги" филиал "Самарские распределительные сети" данных о потреблении электрической энергии, потребление подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ составляет 134338,62 МВт·ч ($W_{ПС} = 134338,62$ МВт·ч).

Максимальную продолжительность годовой нагрузки подстанции «Поддубная» 110/10 кВ можно определить по следующей формуле:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{S_{max}}, \quad (1)$$

$$T_M = \frac{134338,62}{18,679} = 7191,96.$$

Коэффициент заполнения рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2)$$

где 8760 – число часов в году.

$$K_{зап} = \frac{7191,96}{8760} = 0,821.$$

Вывод: определены ожидаемые электрические нагрузки по подстанции.

3 Выбор трансформаторов необходимой мощностью для подстанции 110/6 «Гидронамыв»

3.1 Тип и мощность трансформаторов установленных на подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ

На данной момент на подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ установлен и функционирует один трансформатор типа ТДН-16000/110-У1.

Согласно ГОСТ Р 52719-2007 [1], условное обозначение данного трансформатор имеет следующие значение:

-Т – означает, что трансформатор трехфазный;

-Д – означает тип системы охлаждения силового трансформатора с принудительно циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

-Н – означает, что в данном силовом трансформаторе присутствует устройства регулирования напряжение под нагрузкой, которое позволяет изменить коэффициент трансформации силового трансформатора не прерывая его работу, тем самым, позволяя поддерживать номинальный уровень напряжения на выводах его обмоток.

На данный момент на большинстве подстанций применяются трехфазные трансформаторы, т.к. такие трансформаторы имеют меньшую стоимость и занимают намного меньше места чем, например, группа из трех однофазных трансформаторов и имеют более высокий КПД [12].

Необходимость установки устройства регулирования под нагрузкой (РПН) на трансформаторах, обуславливается тем, что оно позволяет поддерживать постоянное напряжение на шинах трансформатора, при сезонных колебаниях нагрузки.

Существующая схема электроэнергетической системы для потребителей района обслуживаемого данной подстанцией полностью обеспечивает электрической энергией всех потребителей, но не имеет возможности для подключения к ней новых потребителей. То есть, одной из

главных проблем подстанции на данный момент является дефицит трансформаторной мощности.

3.2 Выбор типа, количества и мощности новых трансформаторов на подстанции «Гидронамыв»

Количество трансформаторов на подстанции «Гидронамыв» 110/6 будет меняться ввиду того, что планируется увеличения потребляемой мощности и появления потребителей 1 и 2, а также наличия рядом автозаправочных станций предполагает наличие нескольких источников питания.

При выборе типа и мощности трансформаторов необходимо учитывать возможность кратковременной перегрузки (до 40%) одного трансформатора в случае возникновения проблем в другом [6,7].

Для подстанции с двумя трансформаторами следует учитывать следующее выражение:

$$S_{\text{номТ}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}} \cdot \quad (3)$$

Учитывая предполагаемую нагрузку, мощность трансформатора будет определена как:

$$S_{\text{номТ}} = 0,7 \cdot S_{\text{maxПС}} = 0,7 \cdot 22,3 = 15,75 \text{ МВА.}$$

Исходя из выше приведенных расчетов, можно сделать вывод, что минимальная мощность каждого трансформатора должна быть не менее 15,75МВА.

Рассмотрим 2 варианта установки силовых трансформаторов:

- 1) Если подстанция будет укомплектована двумя трансформаторами ТДН-16000/110-У1. Технические данные представлены в таблице 3.1:

Таблица 1 – «Технические данные трансформатора ТДН-16000/110-У1»

ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт
12	0,3	10,5	83

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{ном.Т} , \quad (4)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ кВар.}$$

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип} \cdot Q_{xx} , \quad (5)$$

$$P'_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ кВт,}$$

для расчетов принимаем $K_{ип} = 0,05$ кВт/квар.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ (квар):

$$Q_{кз} = \frac{U_{кз}\%}{100} \cdot S_{номТ} , \quad (6)$$

$$Q_{кз} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки обмотки силового трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{S_{ном.Т}} , \quad (7)$$

$$K_3 = \frac{22,3}{16} = 1,39.$$

Потери активной мощности в режиме КЗ соответственных обмоток трансформатора при 100-ной нагрузке:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип} \cdot Q_{кз}, \quad (8)$$

$$P'_{кз} = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме КЗ

$$P'_T = P'_{xx} + K_3^2 \cdot P'_{кз} + K_{ип} \cdot Q_{кз}, \quad (9)$$

$$P'_T = 14,4 + 1,39^2 \cdot 167 + 0,05 \cdot 1680 = 422,8 \text{ кВт.}$$

Таблица 2 – «Технические данные трансформатора ТДН-25000/110-У1»

ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт
19	0,23	10,5	120

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме ХХ:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (9)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ кВар.}$$

Потери активной мощности трансформатора в режиме ХХ:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип} \cdot Q_{xx}, \quad (10)$$

$$P'_{xx} = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,88 \text{ кВт,}$$

для расчетов принимаем $K_{ип} = 0,05 \text{ кВт/кВар.}$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ (кВар):

$$Q_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{КЗ}\%}}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}} \quad (11)$$

$$Q_{\text{КЗ}} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ кВА}$$

Коэффициент загрузки обмотки силового трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (12)$$

$$K_3 = \frac{22,3}{25} = 0,89.$$

Потери активной мощности в режиме КЗ соответственных обмоток трансформатора при 100-ной нагрузке:

$$P'_{\text{КЗ}} = \Delta P_{\text{КЗ}} + K_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{КЗ}}, \quad (13)$$

$$P'_{\text{КЗ}} = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме КЗ

$$P'_{\text{T}} = P'_{\text{xx}} + K_3^2 \cdot P'_{\text{КЗ}} + K_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{КЗ}}, \quad (14)$$

$$P'_{\text{T}} = 21,88 + 0,89^2 \cdot 251,25 + 0,05 \cdot 2625 = 352,15 \text{ кВт.}$$

Вывод: на основании приведенных потерь мощности трансформатора выбираем два трансформатора ТДН-25000/110-У1.

4 Определение электрической схемы и конструктивного исполнения распределительных устройств подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ

В данный момент ОРУ 110 кВ подстанции «Гидронамыв» выполнена по схеме «блок линия-трансформатор» с одним трансформатором. Данная схема является устаревшей и не может быть применена в дальнейшем, так будет установлен второй трансформатор дополнительное оборудование на сторонах 110 и 6 кВ.

Так как планируется появление новых потребителей, в том числе потребителей 1 и 2й категории электроснабжения, будет примененная следующая схема ОРУ 110 кВ:

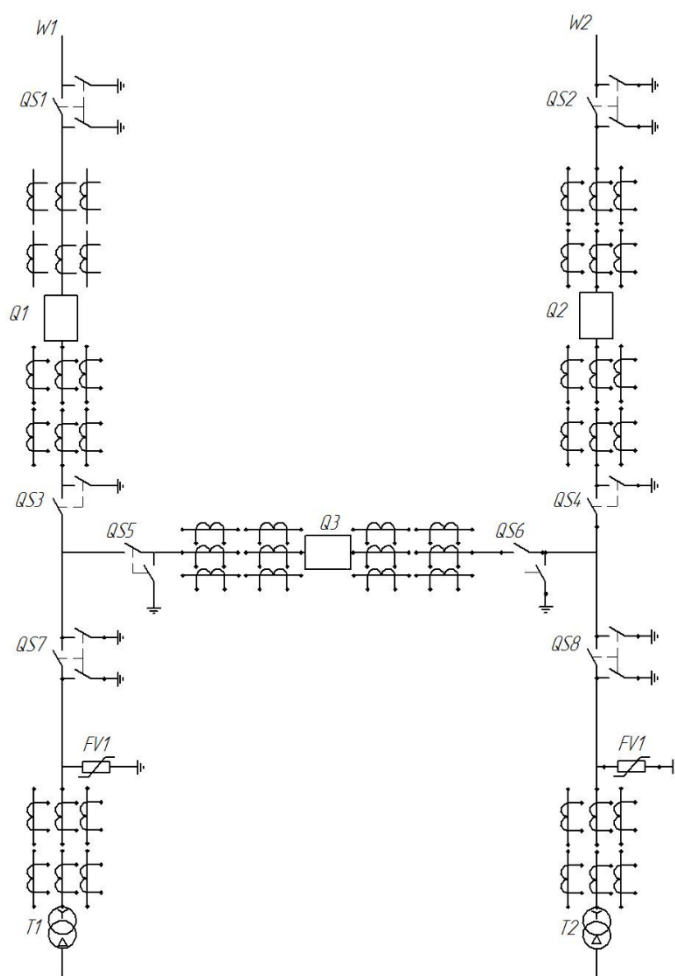


Рисунок 3 – Схема ОРУ подстанции

Данная схема обладает необходимой надежностью при её длительной эксплуатации. Расположение всех устройств ОРУ выполнено на расстоянии согласно условиям ПУЭ[7].

В режиме нормальной работы подстанции, когда включены обе линии и оба трансформатора, секционный выключатель находится в отключенном состоянии. Наличие данного выключателя дает возможность переводить всю нагрузку на второй трансформатор в случае повреждения одного из них, а также производить ремонт одного из трансформаторов без полной остановки работы подстанции. Также секционный выключатель допускает работу трансформаторов от выбранной нами линии.

Вывод: питание одного трансформатора от двух линий одновременно не допускается, при таком режиме работы резко снижается надежность питающей сети. Так, как при возникновении короткого замыкания в одной из линий будет необходимо отключить обе питающие линии.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции

Проведение расчетов токов короткого замыкания необходимо при проектировании, реконструкции, техническом перевооружении для осуществления выбора электрооборудования, токоведущих частей, заземлений, устройств защиты и т.д.

Расчет токов короткого замыкания с целью осуществления выбора кабельной продукции производится по техническим и электродинамическим критериям при возникновении КЗ для определения характеристик срабатывания, определения чувствительности выбранных уставок РЗА рассчитывается приближенным методом. [5,8]

При проведении расчетов не предусматривают следующие параметры:

- сдвиг по фазе электродвижущей силы и смена частоты;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем;
- емкостную проводимость ЛЭП;
- возможную не симметрию нагрузок;
- влияние резкопеременной нагрузки и т.д.

Схема для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.

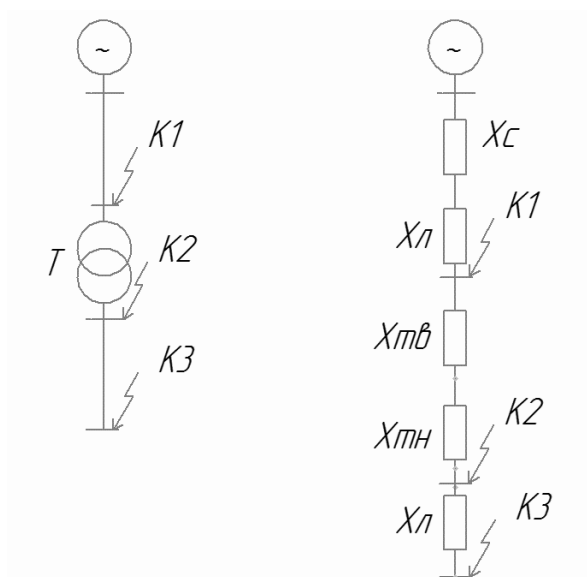


Рисунок 4 – Исходная схема для расчета токов К.З.

Исходные данные:

Система: $U_H = 115$ кВ $x_c = 3,6$ Ом

Воздушная линия: $x_0 = 0,4$ Ом/км; $l = 2,5$ км; $U_H = 115$ кВ

Кабельная линия: $x_0 = 0,071$ Ом/км; $r_0 = 0,13$; кВ; $l = 1,39$ км; $U_H = 6,3$ кВ.

Трансформатор: $S_H = 25,0$ МВА

Определение параметров схемы замещения: при $S_6 = 1000$ МВА.

5.1 Расчет токов К.З. в точке К1

Принимаем базисную мощность равную: $S_6 = 1000$ МВА [3].

Определим сопротивление системы [2,7]:

$$x_c = x_0 \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (15)$$

$$x_c = 3,60 \frac{1000}{115^2} = 0,27 \text{ О. е.}$$

Определим сопротивление по линии 110 кВ [2,7]:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (16)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,08 \text{ О. е.,}$$

где $X_0 = 0,4$ Ом/км – сопротивление 1 км воздушной линии [3].

Результирующее сопротивление для точки К1 [2,7]:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{ВЛ}, \quad (17)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,27 + 0,08 = 0,35 \text{ О. е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З. [2,7]:

$$I_{K1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 1}}, \quad (18)$$

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,35} = 14,34 \text{ кА.}$$

Определим мощность короткого замыкания [2,7]:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_H, \quad (18)$$

$$S_{K1} = 1,73 \cdot 14,34 \cdot 115 = 2852,94 \text{ МВА.}$$

Определим ударный ток короткого замыкания [2,7]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}, \quad (19)$$

$$i_{уд1} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 14,34 = 36,50 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,8$ – ударный коэффициент [3].

Определяем действующие значения полного тока К.З. [2,7]:

$$I_{y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y1} - 1)^2}, \quad (20)$$

$$I_{y1} = 14,34 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 18,36 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет токов К.З. в точке К2

Принимаем базисную мощность равную: $S_6=1000$ МВА [3].

Определяем сопротивление трансформатора [2,7]:

$$X_{*TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{TH}}, \quad (21)$$

$$X_{*TB} = \frac{0,78}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,31 \text{ O. e.}$$

$$X_{*TH} = \frac{U_{KHH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{TH}}, \quad (22)$$

$$X_{*TB} = \frac{11,03}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,89 \text{ O. e.},$$

где $U_{KB} = U_K \cdot 0,125 = 6,3 \cdot 0,125 = 0,78$; $U_{KHH} = U_K \cdot 1,75 = 6,3 \cdot 1,75 = 11,03$.

Определяем суммарное сопротивление для точки К2 [2,7]:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{TB} + X_{TH}, \quad (23)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,35 + 0,31 + 6,89 = 7,55 \text{ O. e.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.3. [2,7]:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}}, \quad (24)$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 7,55} = 12,14 \text{ кА.}$$

Определим мощность короткого замыкания [2,7]:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H, \quad (25)$$

$$S_{K2} = 1,73 \cdot 12,14 \cdot 6,3 = 132,31 \text{ МВА.}$$

Определим ударный ток короткого замыкания [2,7]:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К2} , \quad (26)$$

$$i_{уд2} = 1,41 \cdot 1,72 \cdot 12,14 = 29,44 \text{ кА},$$

где $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент [3].

Определяем действующие значения полного тока К.З. [2,7]:

$$I_{y2} = I_{К2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y1} - 1)^2} , \quad (27)$$

$$I_{y2} = 12,14 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 17,32 \text{ кА}.$$

5.3 Расчет токов К.З. в точке КЗ (на сборных шинах РП РУ-6 кВ)

Определяем сопротивление кабельной линии (2*240) [2,7]:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot I, \quad (28)$$

$$X_{КЛ} = \frac{0,071 \cdot 1,39}{2} = 0,05 \text{ Ом},$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot I, \quad (29)$$

$$R_{КЛ} = \frac{0,13 \cdot 1,39}{2} = 0,09 \text{ Ом},$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{X_{КЛ}^2 + R_{КЛ}^2} , \quad (30)$$

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{0,05^2 + 0,09^2} = 0,10 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{КЛ}} = Z_{\text{КЛ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{СН}}^2}, \quad (31)$$

$$Z_{\text{КЛ}} = 0,10 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 2,57 \text{ О. е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К.З. [2,7]:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}} + Z_{\text{КЛ}}, \quad (32)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,35 + 0,31 + 6,89 + 2,57 = 10,12 \text{ О. е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З. [2,7]:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot X_{\Sigma 2}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10,12} = 9,05 \text{ кА.}$$

Определим мощность токов короткого замыкания [2,7]:

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{Н}}, \quad (34)$$

$$S_{\text{КЗ}} = 1,73 \cdot 8,91 \cdot 6,3 = 97,11 \text{ МВА.}$$

Определим ударный ток К.З. [2,7]:

$$i_{\text{удЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{\text{КЗ}}, \quad (35)$$

$$i_{удз} = 1,41 \cdot 1,72 \cdot 8,91 = 21,61 \text{ кА},$$

где: $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З. [11]:

$$I_{уз} = I_{кз} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (36)$$

$$I_{уз} = 9,05 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 12,89 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов К.З. подстанции «Гидронамыв» 110/6 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов токов К.З. подстанции «Гидронамыв»

Точки К.З.	I_k , кА	$I_{уд}$, кА	I_y , кА	$S_{к.з.}$, МВА
К1	14,34	36,50	18,36	2852,94
К2	11,86	28,76	16,92	129,26
К3	8,91	21,61	12,89	97,11

Вывод: произведен расчет токов короткого замыкания, результаты расчетов приводятся в таблице 3.

6 Выбор электрического оборудования и токоведущих частей подстанции 110/6 «Гидронамыв»

При выборе и проверке оборудования следует руководствоваться РД 153-34.0-20.527-98 [15] в котором представлены условия выбора оборудования:

- 1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

- 2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$$

- 3) По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$$

- 4) По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

- 5) По току термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}$$

Каждый элемент электросистемы подстанции может имеет три режима функционирования: режим номинальной нагрузки (наиболее продолжительный режим, режим перегрузки (до 40%) и режим КЗ.

При эксплуатации оборудования в номинальном режиме, его износ будет минимальным, то есть, будет обеспечен оптимальный режим для надежного и длительного функционирования.

В случае работы оборудования в ненормальном режиме (режиме перегрузки), нагрузка на оборудование будет превышать допустимое (номинальное) значение. [4] В данном режиме оборудование может продолжать работать, но его ресурс (обусловленный длительными перегрузками) будет снижаться. Допустимое время работы в режиме перегрузки зависит исключительно от величины тока и напряжения, так, как для каждого оборудования электросистемы заводом-изготовителем предоставлен диапазон значения тока и напряжения, при котором гарантируется работа оборудования без нарушения его целостности.

Эксплуатация оборудования в аварийном режиме (режиме КЗ) характеризуется отклонением рабочих параметров от предельно-допустимых и надежное функционирование оборудование может быть обусловлено значениями допустимой термической и электродинамической стойкости.

Для коммутационных аппаратов, кроме аппаратов с ручным приводом, добавляются параметры характеризующие их отключающую способность, например: уставка по воздействующий величине, время отключения и тд.

При выборе оборудования и токоведущих частей необходимо учитывать условия в которых будет производиться установка оборудования так , как в зависимости от месте установки (внутри помещения или на открытом воздухе) оборудование должно иметь разную степень защиты.

Перед началом выбора оборудование производят расчет токов короткого замыкания, который был выполнен в пункте 6. Для это строится расчетная схема, на которой выбирают несколько точек короткого замыкания (условно), где протекает наибольший ток.

Согласно проведенным расчетам, в дальнейшем производится выбор оборудования, отвечающего технико-экономическим расчетам.

6.1 Выбор оборудования 110 кВ

6.1.1 Выбор выключателей

В качестве выключателя, согласно пункту 4.14 [13], на стороне 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110Ш – 40/2000У1 и проводим его проверку

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_T \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (37)$$

где S_T , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 25 МВА;
1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 190,53 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}}$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{по}} = 14,34 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл}} > I_{\text{по}}$$

4. По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = 36,50 \text{ кА}; i_{дин} = 102 \text{ кА};$$

$$i_{дин} > i_{уд}.$$

5. По току термической стойкости

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot t_{откл}, \quad (38)$$

где $t_{терм}, c$ – время отключения тока КЗ;

$$B_k = 14,34^2 \cdot 2 = 10,28 \text{ кА}^2 \cdot c,$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА},$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_k.$$

Рассматриваемый выключатель подходит по заданным параметрам.

6.1.2 Выбор разъединителей

Проведем проверку разъединителя РГП-СЭЩ-110/1250 :

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном} = U_{ном.сети}.$$

2. По номинальному току

$$I_{ном.расч} = \frac{S_T \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}, \quad (39)$$

где $S_T, \text{кВА}$ – мощность трансформатора, принимаем равным 25 МВА;

1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 190,53 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ A}; \quad I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}};$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}; \quad I_{\text{по}} = 14,34 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл}} > I_{\text{по}};$$

4. По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = 36,50 \text{ кА}; \quad i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}.$$

5. По току термической стойкости

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (40)$$

где $t_{\text{терм}}$, с – время отключения тока КЗ;

$$B_{\text{к}} = 14,34^2 \cdot 2 = 10,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_{\text{к}}.$$

По результатам расчетов был выбран разъединитель горизонтальный поворотный РГП-СЭЩ-110/1250

6.1.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Выбираем трансформатор тока типа ТОГФ-110 и проводим его проверку.

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_T \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (41)$$

где S_T , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 25 МВА;
1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 190,53 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}}.$$

3. По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = 36,50 \text{ кА}; i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}.$$

4. По току термической стойкости

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (42)$$

где $t_{\text{терм}}$, с – время отключения тока КЗ;

$$B_k = 14,34^2 \cdot 2 = 10,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА},$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k.$$

6.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ

6.2.1 Выбор выключателей 6 кВ

Выбираем выключатель типа ВБЭС-7-10 и проводим его проверку.

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}}.$$

2. По номинальному току

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_T \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (43)$$

где S_T , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 25 МВА;

1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1605,65 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}};$$

Рассматриваемый выключатель подходит по заданным параметрам.

6.2.2 Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-10 (6кВ) и проводим его проверку.

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_T \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (44)$$

где S_T , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 25 МВА;

1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1605,65 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}};$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = 14,7 \text{ кА}; i_{\text{дин}} = 254,6 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}};$$

Для расчета Z_2 выбираем приборы, устанавливаемые на подстанции на стороне 6 кВ, которые сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет общей нагрузки приборов

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр}$, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-42702	3	0,1	0,1	0,1
Ртутный 230 АР	1	0,1		
Итого:	4	0,4		

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке используя следующие формулы:

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2}, \text{ где } I_2 = 5 \text{ А,} \quad (45)$$

$$R_{\text{приб.}} = \frac{0.4}{5^2} = 0,016 \text{ Ом.}$$

Полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R'_{\text{конт}}, \quad (46)$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,016 - 0,1 = 1,084 \text{ Ом,}$$

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

Расчет сечения проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}; \quad (47)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,084} = 1,12 \text{ мм}^2.$$

По полученным расчет принимаем сечение медной жилы равным $S = 1.5 \text{ мм}^2$.

Рассмотренный трансформатор тока ТОЛ-10 (6кВ) подходит по заданным параметрам.

6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Список выбранных нами оборудования, подключенного к трансформатору напряжения представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Измерительное оборудование

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая мощность, ВА
Вольтметр	Э-42702	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,65	1	0,65
Итого:			5	$S_{\Sigma}=7,65$

Общая мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения $S_{\text{приб.}} = 7,65 \text{ ВА}$.

Проводим проверку трансформатора напряжения НАМИТ-10-2, с установленным классом точности 0,5, по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}.$$

2. По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} = 7,65 \text{ ВА}; S_{\text{ном}} = 120 \text{ ВА};$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

Рассмотренный трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 подходит по заданным параметрам.

6.2.4 Выбор высоковольтных предохранителей

Высоковольтные предохранители служат для отграничения токов короткого замыкания и токов перегрузки, тем самым защищая измерительный трансформатор напряжения от повреждений [10].

Проверим предохранитель ПН - 01-10 по следующим условиям:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}; U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$$

2. Номинальному току:

$$I_{\text{раб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{М}}}; \quad (48)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,0765}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,004 \text{ А};$$

$$0,004 < I_{\text{М}} = 3.2 \text{ А}.$$

Вывод: рассмотренный предохранитель ПН - 01-10 подходит по заданным параметрам.

6.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Основное назначение ОПН на подстанции – защитить оборудование от высоковольтных импульсов напряжения. Их принцип действия основан на прохождении тока высокого напряжения через варисторы, выполняющие роль переменного резистора, вследствие чего величина перенапряжения снижается [9].

В качестве ограничителя перенапряжений на стороне 110 кВ выбираем ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией, согласно «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» [20], технические характеристики которого приведены ниже в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики ОПН-110 (УХЛ1).

Наименование	Номинальный параметр
Класс напряжения сети, кВ действ.	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нр}$), кВ действ.	73
Номинальное напряжение (U_n), кВ действ.	91
Номинальный разрядный ток, кА	10
Напряжение на ограничителе допустимое в течение времени, кВ действ. 1200 с (20 мин,) 10с 1 с	93 107 112
Предельный ток короткого замыкания (взрывобезопасность), кА	40

На стороне 6 кВ выбираем ОПН-1-6/7,6 с полимерной внешней изоляцией, в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» [19] выполненный в виде последовательно соединенных оксидно-цинковых

варисторов. Технические характеристики выбранного ОПН представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики ОПН-1-6/7,6.

Наименование	Номинальный параметр
Класс напряжения сети, кВ действ.	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нр}$), кВ действ.	7,6
Номинальное напряжение (U_n), кВ действ.	9,5
Номинальный разрядный ток, кА	5
Напряжение на ограничителе допустимое в течение времени, кВ действ. 1200 с (20 мин,) 10с 1 с	9,0 10,2 11,0
Предельный ток короткого замыкания (взрывобезопасность) , кА	10

Вывод: на стороне 6 кВ выбираем ОПН-1-6/7,6 с полимерной внешней изоляцией, в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ».

7 Выбор и расчет нагрузки трансформаторов собственных нужд

Помимо силового оборудования, на подстанции присутствует множество единиц обслуживающего оборудования, обесточивание которых может привести к полному отключению подстанции. Для питания таких потребителей применяют трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Таблица 8 – Потребители подстанции

Наименования потребителя	Потребляемая мощность, кВт
Устройство охлаждения трансформаторов	16
Питание РПН трансформаторов	2,2
Питание и обогрев приводов выключателей	8,5
Питание и обогрев приводов разъединителей	5,9
Освещение и обогрев ЗРУ	11
Шкаф АВР	1,4
Освещение ОРУ	10,7
Сеть аварийного освещения	1,9
Подогрев релейного шкафа	0,8
Система охраны и сигнализации	0,5
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	35
Итоговая нагрузка:	93,9

Определим итоговую нагрузку с учетом коэффициента загрузки на один ТСН:

$$S_{Т.С.Н.} = 0,7 \cdot \sum P_{С.Н.},$$

$$S_{Т.С.Н.} = 0,7 \cdot 93,9 = 65,73 \text{ кВт.}$$

Вывод: на основании полученных данных выбираем два трансформатора типа ТМГ-100.

8 Расчет заземление подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ

Основываясь на требованиях ПУЭ [7] все металлические части электроустановок должны быть подключены к общему контуру заземления и связи с истекшим сроком эксплуатации, заземляющее устройство на подстанции «Гидронамыв» 110/6 подлежит замене.

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 «допустимое напряжение прикосновения на рабочих местах не должно превышать 65 В» [16].

Для того, чтобы произвести расчет заземления проектируемой подстанции была составлена таблица 8 с основными её характеристиками .

Таблица 9 - Данные подстанции для расчета заземления

Название	Значение
Площадь подстанции	1500м ² (30м x 50м)
Грунт однородный с $\rho_{в.с.}$, Ом·м	100
Длина стержней заземления, м	5
Диаметр стержней	0,95·0,05=0,475м
Глубина заложение полосы, м	0,5

Сперва определяем сопротивление вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right], \quad (49)$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,475} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 4 + 5}{4 \cdot 4 - 5} \right) \right] = 13,45 \text{ Ом},$$

где $t' = t + l/2 + 1 = 0,5 + 2,5 + 1 = 4\text{м}$.

$K_c = 1,25$ – коэффициент сезонности;

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

Количество вертикальных стержней заземления:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} = \frac{13,45}{0,5 \cdot 0,78} = 34,5 \approx 35 \text{ шт}, \quad (50)$$

где $n_c=0,78$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Рассчитываем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right) \quad (51)$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 450}{160} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 180^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 6,58 \text{ Ом},$$

где $L = (A + B) \cdot 2 = (30 + 50) \cdot 2 = 160$ м – периметр подстанции.

$\rho_{\text{расч.г}} = K'_c \cdot \rho_{\text{гр}} = 4,5 \cdot 100 = 450$ Ом·м, где K'_c – коэффициент сезонности.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_{\Pi}}{n_{\Pi}} = \frac{6,58}{0,27} = 24,37 \text{ Ом}. \quad (52)$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3} = \frac{24,37 \cdot 0,5}{24,37 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом}. \quad (53)$$

Определяем примерное количество стержней заземления:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c} = \frac{21,67}{0,49 \cdot 0,78} \approx 57. \quad (54)$$

Вывод: таким образом контур заземления должен быть выполнен стальными стержнями в количестве 57 шт., которые соединены между собой стальной лентой.

9 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты всего оборудования подстанции от прямых попаданий молний, подстанции укомплектовываются специальными устройствами – молниеотводами, которые бывают стержневые и тросовые [17].

Для защиты подстанции предусматриваем установку стержневых молниеотводов.

Высотку стержня молниеотвода принимаем равно $h = 20$ м.

Максимальную высоту объектов подстанции принимаем $h_x = 6$ м.

Высота «конуса» молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (55)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Радиус молниезащиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (56)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м.}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого сооружения:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (57)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot (17 - 6)}{17} = 15,5 \text{ м.}$$

Вывод: в качестве молниезащиты подстанции принимаем 4 стержневых молниеотвода высотой 20 м.

Заключение

Реконструкция подстанции «Гидронамыв» 110/6 кВ связано с развитием региона, увеличение уровня урбанизации и потребляемых мощностей. Вследствие этого, появилась необходимость в модернизации существующих подстанций которые бы соответствовали необходимой мощности. Были разработаны следующие технические решения, удовлетворяющие условиям надёжности и качества электроэнергии.

К установке были приняты два трансформатора типа ТДН-25000/110-У1, которые значительно увеличили пропускные возможности подстанции. Данное решение обосновано перегрузкой нынешнего трансформатора ТДН-16000/110-У1, появлением объектом первой и второй категории электроснабжения и увеличением нагрузок в долгосрочной перспективе.

При выборе оборудования и токоведущих частей учитывались условия, в которых будет производиться установка оборудования так, как в зависимости от места установки (внутри помещения или на открытом воздухе) оборудование должно иметь разную степень защиты.

Была выбрана схема ОРУ подстанции для установки двух трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано оборудование соответствующие новым значения мощностей подстанции, рассчитана необходимая защита: заземление и молниезащита.

На основании расчета системы собственных нужд и полученных данных выбрано два трансформатора типа ТМГ-100

Контур заземления подстанции согласно расчетам, должен быть выполнен стальными стержнями в количестве 57 шт., которые соединены между собой стальной лентой.

Для защиты всего оборудования подстанции от прямых попаданий молний, подстанция укомплектована специальными устройствами – молниеотводами.

Список используемых источников

1. Александров В.В., Малютин А.А. Расчет токов коротких замыканий в электроэнергетических системах. М. : Флинта, 2016. 133с.
2. Арсеньев Г.Н. Электропреобразовательные устройства РЭС. М. : ФОРУМ, 2019. 544с.
3. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений 60 прикосновения и токов [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 2987 от 30.06.1982. М. : Стандартиформ, 2001. 7 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 29.05.2020).
4. Гост Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Утв. и введ. Приказом № 60-ст от 09.04.2008. М. : Стандартиформ, 2007. 46 с. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293841/4293841665> (дата обращения 15.05.2020).
5. Ермуратский П.В., Лычкина Г.П., Минкин Ю.Б. Электротехника и электроник. М. : ДМК Пресс, 2011. 416с
6. Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. М. : Москва, 2002. 121 с.
7. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учеб. пособие. Оренбург : ОГУ, 2016. 111 с.
8. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]: утв. департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 30.09.99. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 25.05.2020).
9. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс]: утв. департаментов научно-техн. политики и развития РАО «ЕЭС

России» 27.04.01. URL: http://files.stroyinf.ru/data2/1/429_3850/4293850515.htm
(дата обращения: 25.05.2020).

10. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.

11. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М. : Норматика, 2018. 462 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 152с.

13. РФ. Росстандарт. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС); М. : Издательство стандартов, 2017. 96 с

14. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М. : Энергия, 1970. 519 с.

15. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 448 с.

16. Csanyi E. Testing Procedures for Power Transformer (MS Excel Spreadsheet) [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/power-transformer-maintenance> (дата обращения: 10.03.2019).

17. Giridharan M. K. Electrical Systems Design. М.: I. K. International Pvt Ltd, 2010. 388р.

18. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.

19. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 с.

20. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.