

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 подстанции 6/35 кВ «Турбинная» АО «Салехардэнерго»

Студент

Д. Ю. Ширинских

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

Работа посвящена актуальной теме: Реконструкция подстанции 6/35 кВ «Турбинная» АО «Салехардэнерго».

Актуальность темы обосновывается физически устаревшим оборудованием, которое эксплуатируется на подстанции. В основном это масляные выключатели, установлены на напряжение 6 кВ и 35 кВ, а также прочее вспомогательное оборудование нуждающиеся в замене.

Для решения задач реконструкции был выполнен расчет электрических нагрузок, были проверены существующие трансформаторы по мощности как блочные для электростанции, а также при возможности передачи мощности на низкую сторону.

Для трансформаторов предполагается выведение в капитальный ремонт, полная замена может быть произведена лишь при подробном осмотре на основании экспертизы соответствующей комиссии.

Был выполнен анализ опасных факторов на подстанции, и разработан краткий перечень мероприятий, позволяющий их снизить. Основным вредным и опасным фактором на подстанции является повышенное напряжение.

Работа выполнена на 67 страницах формата А4, шесть чертежей формата А1.

Annotation

The work is devoted to the current topic: Reconstruction of the 6/35 kV "Turbinnaya" substation of JSC "Salekhardenergo".

The relevance of the topic is justified by the physically outdated equipment that is operated at the substation. Basically, these are oil switches, installed at a voltage of 6 kV and 35 kV, as well as other auxiliary equipment that need to be replaced.

To solve the problems of reconstruction, the electrical loads were calculated, the existing power transformers were tested as block transformers for the power plant, as well as if it was possible to transfer power to the low side.

For transformers, it is assumed that they will be taken out for major repairs, and a complete replacement can be made only with a detailed inspection based on the expertise of the relevant commission.

An analysis of the hazards at the substation was carried out, and a short list of measures was developed to reduce them. The main harmful and dangerous factor at the substation is the increased voltage.

The work is made on 67 pages of A4 format, six drawings of A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ исходных данных.....	6
1.1 Климатические особенности района расположения подстанции	6
1.2 Техническая характеристика системы электроснабжения, генераторов и потребителей ПС-6/35 кВ «Турбинная»	6
1.3 Техническая характеристика системы электроснабжения, генераторов и потребителей ПС-6/35 кВ «Турбинная»	10
2 Разработка проекта реконструкции ПС-6/35 кВ «Турбинная»	14
2.1 Предполагаемые концептуальные решения на ПС-6/35 кВ «Турбинная»	14
2.2 Расчет электрических нагрузок	14
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	19
2.4 Выбор сечения проводников 35 кВ	20
2.5 Выбор сечения проводников 6 кВ	22
2.6 Расчет токов короткого замыкания	26
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов	41
2.8 Выбор устройств релейной защиты и автоматики ПС-6/35 кВ	47
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	56
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности.....	56
3.2 Расчёт контура заземления ПС-6/35 кВ «Турбинная»	57
Заключение	62
Список используемой литературы	64

Введение

Электроснабжения города Салехард и прилежащих поселков лишь пару лет перестало быть автономным – были сооружены подстанции Салехард 220/110/10 кВ, Полярник 110/6 кВ, Северное сияние 110/35/6 кВ, которые обеспечили связь с энергосистемой на напряжение 220 кВ. Однако, хотя линия 220 кВ двучепная, а каждая цепь проложена на отдельном опорном комплексе, возможны перебои в электроснабжении, которые компенсируют сооруженные ранее газотурбинные электростанции и относящиеся к ним подстанции.

Основной электростанцией, до присоединения города к энергосистеме, служила ГТЭС-3, на которой установлено три генератора: два по 12 МВт и один 15,4 МВт. Электростанция и сейчас задействуется довольно часто. Распределение электроэнергии от электростанции осуществляется с помощью повышающей подстанции Турбинная 6/35 кВ, электрооборудование которой морально и физически устарело и требует замены.

Объектом работы является система электроснабжения ПС 6/35 кВ «Турбинная» АО «Салехардэнерго»

Целью работы является выполнение проекта реконструкция подстанции 6/35 кВ «Турбинная» АО «Салехардэнерго».

Для достижения поставленной цели выполнены следующие задачи:

- анализ технических характеристик существующего оборудования и режимов работы подстанции;
- выполнение расчета электрических нагрузок;
- выбор и проверка трансформаторов;
- выбор кабельных и воздушных линий на различные напряжения;
- выбор выключателей и разъединителей;
- выбор элементов РЗ и А;
- разработка мероприятий по безопасности проекта.

1 Анализ исходных данных

1.1 Климатические особенности района расположения подстанции

ПС «Турбинная» находится в черте города Салехард. Город Салехард, а значит все расположенное на его территории электроустановки, находятся на полярном круге, почти в 2,5 тыс. км от Москвы. Город расположен на границе субарктического и умеренного климатических поясов. Суммарная солнечная радиация 74 ккал/см². Изотермы января – –23,2 °С, июля – +14,8 °С. Годовое количество осадков составляет от 450 до 500 мм, причём 44 % годовой нормы осадков выпадает за июль-август. Число дней со снежным покровом и устойчивыми морозами – до 200 в году.

В таблице 1 приведены данные по климату в районе расположения подстанции за год, температуре и норме осадков.

Таблица 1 – данные по климату в районе расположения подстанции

Величина	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
Средний макс., °С	-18,7	-18,4	-9,8	-3,9	3,8	14,4	19,8
Средняя темп., °С	-23,1	-22,8	-14,8	-9	-0,4	9,6	14,9
Средний мин., °С	-27,7	-27,3	-19,8	-13,9	-4,1	5,3	10,1
Осадки, мм	23	21	22	27	37	52	65
Величина	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год	
Средний макс., °С	15,8	8,9	-0,1	-11,2	-16,1	-1,3	
Средняя темп., °С	11,5	5,4	-2,9	-15,2	-20,5	-5,6	
Средний мин., °С	7,4	2,3	-5,9	-19,4	-25	-9,8	
Осадки, мм	70	41	46	30	28	450	

1.2 Техническая характеристика системы электроснабжения, генераторов и потребителей ПС-6/35 кВ «Турбинная»

Вид сверху на ПС «Турбинная» и ГТЭС-3 приведен на рисунке 1. Здания и распределительные устройства выполнены одним комплексом для снижения потери при передаче энергии от генераторов до распределительной подстанции.



Рисунок 1 – Вид со сверху на ПС «Турбинная» и ГТЭС-3

На ГТЭС-3 установлены три генератора: два по 12 МВт и один 15,4 МВт. Генераторы 12 МВт подключаются к распределительному устройству 6 кВ подстанции «Турбинная», от которого происходит непосредственное распределение энергии на том же напряжении по близко расположенным (в радиусе 1-2 км) городским ТП. Генератор 15,4 МВт подключен непосредственно к своему повышающему трансформатору без отбора энергии сторонними потребителям (исключением является ТСН).

Низкая сторона ПС «Турбинная» выполнена двумя взаиморезервируемыми системам шин 6 кВ (четырьмя секциями шин). Секции шин попарно подключены к расщепленным обмоткам низкой

стороны трансформаторов ТРДНС 25000/35. Трансформаторы осуществляют повышение напряжения до 35 кВ.

РУ 35 кВ выполнено двумя секциями шин с двумя резервными перемычками. В одной перемычке установлен секционный выключатель, а ко второй подключен третий трансформатор ТРДНС 25000/35, на который работает «свой» генератор ГТГ 15,4 МВт

От шин 35 кВ отходят две линии 35 кВ на подстанцию Северное сияние и далее осуществляется связь с ПС РП «Центральная» 35/6 кВ для распределения электроэнергии по всему городу. Также на шинах 35 кВ установлены резервные ячейки для перспективного подключения дополнительных линий.

На подстанции установлено следующее устаревшее оборудование:

- на стороне 35 кВ установлены баковые масляные выключатели С-35М-630-10АХЛ1 с приводом ПЭМУ-500. Выключатели требуют периодического замены масла, особенно часто при коротких замыканиях, у них низкая надежность срабатывания в аварийных режимах. Внешний вид выключателя показан на рисунке 2;



Рисунок 2 – Внешний вид выключателя С-35М-630-10АХЛ1

- на низкой стороне применены ячейки К-59 ХЛ1 с масляными выключателями ВМГ-10. ВМГ – 10 имеют те же недостатки, что и С-35М-630-10АХЛ1. Внешний вид ВМГ-10 представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель ВМГ – 10

Также прочие элементы подстанции требуют замены либо капитального ремонта.

Режимы работы подстанции и нагрузки, следующие:

- подстанция может выдавать всю генерируемую мощность через трансформаторы без отбора потребителями на шинах 6 кВ, за исключением мощности собственных нужд;
- генерируемая мощность от ГТГ №1 12 МВт и ГТГ №2 12 МВт полностью потребляется на напряжение 6 кВ, а от генератора ГТГ №3 15,4 МВт повышается до 35 кВ и отбирается соответствующими линиями;

– генераторы не работают, тогда мощность поступает по воздушным линиям 35 кВ и потребляется потребителями на шинах 6 кВ.

Максимум потребления мощности что по стороне 6 кВ, что по стороне 35 кВ приходится на зиму на вечерний период времени.

1.3 Нормативные документы и требования к схемам подстанций

Проектирование электроснабжения напряжением 6-35 кВ является сложной и ответственной задачей. Принятие проектных решений непосредственно влияет на объем и трудоемкость монтажных работ, удобность и безопасность эксплуатации электротехнических установок.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее совершенных электрических аппаратов, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов, а также использованием структурного резервирования и секционированием электрической сети.

Подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения, поэтому правильное размещение подстанций является основой рационального построения схемы распределения электроэнергии.

Для обоснованных решений при проектировании систем электроснабжения необходимо выполнить анализ технических требований на этапе рассмотрения исходных данных.

Основными техническими требованиями к схемам подстанций являются:

– надежность: элементы системы электроснабжения должны выполнять свою функцию, обеспечивая функционирование в аварийных ситуациях;

- простота в обслуживании: электромонтеры должны легко ориентироваться в смонтированной системе электроснабжения, используя схемы и планы;
- эргономичность: эксплуатация систем электроснабжения должна быть удобной для всего персонала;
- ремонтпригодность: отказавший элемент должен либо без излишнего труда быть заменен, либо поддаваться быстрой починке.
- длительный срок службы: выбранные элементы СЭС должны продолжать функционировать даже после аварийных ситуаций.

Надежная работа системы электроснабжения в схемах подстанций обеспечивается необходимым резервированием. Потребители первых двух категорий запитываются от двух разных источников. Это выполняется для обеспечения производства электроэнергии в послеаварийном режиме. Снабжение энергией третьей категории резервирования не требует.

По ПУЭ электроприемники первой категории предусматривают питание от двух независимых источников питания, которые взаимно резервируются.

Среди электроприемников, которые относятся к первой категории, определяют особую группу. Для этой группы необходим дополнительный независимый источник питания. Как правило в качестве такого источника выступают собственные генераторы или даже небольшие электростанции, либо батареи аккумуляторов.

Электроприемники, которые относятся ко второй категории надежности электроснабжения, рекомендуют обеспечивать электрической энергией от двух источников питания, которые независимы между собой. Электроприемники второй категории определяются как те, которые необходимы для продолжения работы производства, однако не являются основными.

Систему электроснабжения необходимо проектировать так, чтобы в послеаварийном режиме обеспечивались функции основных элементов

производства после выполненных переключений. Мощность независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются по степени резервирования системы. Нормативные документы, которые нормируют указанные позиции это:

- правила устройств электроустановок [1];
- правила технической эксплуатации [2];
- закон об электроэнергетике[5].

Спроектированная система электроснабжения должна соответствовать ГОСТ 32144-2013[6], касающегося качества электроэнергии. Снижение качества электроэнергии сказывается на дополнительных потерях в сети, снижает пропускную способность линий, сокращает срок эксплуатации оборудования, конденсаторных установок, электрических машин и т. д.

Обеспечение качества электроэнергии достигается следующими средствами:

- использование повышенных напряжений в сетях с приближением источников питания к потребителям;
- снижение индуктивного сопротивления линий при питании резкопеременной нагрузки;
- запараллеливание вторичных обмоток силовых трансформаторов, которые питают резкопеременную нагрузку;
- использование симметрирующих устройств, а также емкостных фильтров для гармоник высших порядков, быстро реагирующих синхронных компенсаторов при выравнивании графика электрических нагрузок, и прочих мероприятий.

Также типичность и надежность используемых на подстанциях схем обеспечивается следующими нормативными документами:

- СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения[3];

–СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ ПС 35-750 кВ. Стандарт организации[4].

При проверке трансформаторов на допустимую величину перегрузки должен быть использован ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки» [7].

Выводы по разделу 1

В первом разделе выполнен анализ исходных данных при разработке проекта реконструкции подстанции 6/35 кВ «Турбинная». Определено, что наиболее существенной проблемой на подстанции являются устаревшие масляные выключатели и прочее изношенное оборудование.

В последующих разделах будут предприняты меры по устранению недостатков существующего оборудования и повышения надёжности функционирования подстанции.

2 Разработка проекта реконструкции ПС-6/35 кВ «Турбинная»

2.1 Предполагаемые концептуальные решения на ПС-6/35 кВ «Турбинная»

Для повышения надежности работы ПС-6/35 кВ «Турбинная» планируется:

- выполнить расчет электрических нагрузок;
- выбрать и проверить силовые трансформаторы;
- выбрать кабельные и воздушных линии на различные напряжения;
- выбрать выключатели и разъединители;
- выбрать элементы РЗ и А.

Для коммутационного оборудования предполагается полная его замена. Для трансформаторов предполагается выведение в капитальный ремонт (при отсутствии перегрузок по результатам проверки), полная замена может быть произведена лишь при подробном осмотре на основании экспертизы соответствующей комиссии. При выборе кабельных линий также предполагается их дальнейшее использование при соответствии условиям нагрева и отсутствии пробоев изоляции, что измеряется специальными приборами. Систему релейной защиты и автоматики планируется полностью перевести на микропроцессорную базу, которая расширит функционал защит и повысит надежность.

2.2 Расчет электрических нагрузок

Генераторы рассчитаны на установленную мощность $P = 12$ МВт и $P = 15,4$ МВт с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,8$. Полная мощность и расчётный ток определяется [8-11] согласно выражений (1) и (2)

$$S = P/\cos\varphi \quad (1)$$

$$I = S / (\sqrt{3}U) \quad (2)$$

Определяем значения для генератора ГТГ-12:

$$S = 12/0,8 = 15 \text{ МВА}$$

$$I = 15 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 1445 \text{ А}$$

Определяем значения для генератора ГТГ-15,4:

$$S = 15,4/0,8 = 19,25 \text{ МВА}$$

$$I = 19,25 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 1855 \text{ А}$$

Приведем перечень присоединений 6 кВ, с указанием ячеек из которых происходит потребление мощности (таблица 2).

Таблица 2 – Перечень присоединений 6 кВ

Ячейка	Присоединение	P, кВт	cosφ
1	СВ-6	-	
2	СР-6	-	
3	Ввод №1 КРУН 6 кВ №3	5240	0,8
4	Ввод от ГТГ №2	-	
5	Зимний сетевой насос №1 (ЗСН №1)	500	0,75
6	ТСН-4	900	0,9
7	Резерв	-	
8	Резерв	-	
9	ТН-1 , ТСН-1	144	0,9
10	ТН-2 , ТСН-2	144	0,9
11	Ввод №1 Т1	-	
12	Ввод №1 Т2	-	
13	Резерв	-	

Продолжение таблицы 2

14	Резерв	-	
15	Ввод №1 на УБПВД	400	0,82
21	СВ-6	-	
22	СР-6	-	
23	Ввод от ГТГ №2	-	
24	Ввод №2 КРУН 6 кВ №3	5220	0,8
25	Зимний сетевой насос №3 (ЗСН №3)	500	0,75
26	Зимний сетевой насос №2 (ЗСН №2)	500	0,75
27	Резерв		
28	Резерв	-	
29	ТН-3		
30	ТН-4		
31	Ввод №2 Т1	-	
32	Ввод №2 Т2	-	
33	ТСН-3	900	0,9
34	Резерв	-	
35	Ввод №2 на УБПВД	400	0,82

Рассчитаем нагрузку фидеров потребителей. Полную мощность будем определять по формуле (1). Реактивная мощность:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (3)$$

Расчетный ток определяем по формуле (2). Приведем пример расчета для ввода №1 КРУН 6 кВ №3:

$$S = 5240/0,8 = 6550 \text{ кВА}$$

$$Q = \sqrt{6550^2 - 5240^2} = 3930 \text{ кВар}$$

$$I = 6550 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 630,27 \text{ А}$$

Существующие максимальные нагрузки станции по фидерам 6 кВ представим в таблице 3. Приводим значения только для фидеров, от которых осуществляется потребление мощности.

Таблица 3 – Расчет мощности по присоединениям 6 кВ

Ячейка	Присоединение	P , кВт	Q , квар	S , кВА	I , А
3	Ввод №1 КРУН 6 кВ №3	5240	3930,00	6550,00	630,27
5	Зимний сетевой насос №1 (ЗСН №1)	500	440,96	666,67	64,15
6	ТСН-4	900	435,89	1000,00	96,23
9	ТН-1 , ТСН-1	144	69,74	160,00	15,40
10	ТН-2 , ТСН-2	144	69,74	160,00	15,40
15	Ввод №1 на УБПВД	400	279,20	487,80	46,94
24	Ввод №1 КРУН 6 кВ №3	5220	3915,00	6525,00	627,87
25	Зимний сетевой насос №3 (ЗСН №3)	500	440,96	666,67	64,15
26	Зимний сетевой насос №2 (ЗСН №2)	500	440,96	666,67	64,15
33	ТСН-3	900	435,89	1000,00	96,23
35	Ввод №2 на УБПВД	400	279,20	487,80	46,94

Нагрузку линий 35 кВ определяем максимальной из двух случаев:

- максимально возможную при генерировании двумя генераторами, 12 МВт за вычетом нагрузки собственных нужд;
- при максимальной нагрузке на все фидеры 6 кВ и работе одновременно трех генераторов. Генератор ГТГ 15,4 МВт вводится в работу при необходимости.

Нагрузку собственных нужд рассчитаем в табличной форме, результаты представим в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет мощности собственных нужд 6 кВ

Ячейка	Присоединение	P , кВт	Q , квар	S , кВА	I , А
5	Зимний сетевой насос №1 (ЗСН №1)	500	440,96	666,67	64,15
6	ТСН-4	900	435,89	1000,00	96,23
9	ТН-1 , ТСН-1	144	69,74	160,00	15,40

Продолжение таблицы 4

10	ТН-2 , ТСН-2	144	69,74	160,00	15,40
15	Ввод №1 на УБПВД	400	279,20	487,80	46,94
25	Зимний сетевой насос №3 (ЗСН №3)	500	440,96	666,67	64,15
26	Зимний сетевой насос №2 (ЗСН №2)	500	440,96	666,67	64,15
33	ТСН-3	900	435,89	1000,00	96,23
35	Ввод №2 на УБПВД	400	279,20	487,80	46,94
	Полная нагрузка СН	4388	2892,54	5255,60	505,72

Аналогично выполним расчет мощности при полной нагрузке по всем фидерам, в результате получим значения 14848 кВт, 10737,54 кВар и 18323,7 кВА.

Рассчитываем значения мощности в линии при передачи мощности по одной цепи для первого обозначенного случая:

$$P_p = 12000 + 12000 - 4388 = 19612 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 9000 + 9000 - 2892,54 = 15107,46 \text{ кВар}$$

$$S = \sqrt{19612^2 + 15107,46^2} = 24756,13 \text{ кВА}$$

$$I = 24756,13 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 408,37 \text{ А}$$

Рассчитываем значения мощности в линии для второго обозначенного случая:

$$P_p = 12000 + 12000 + 15400 - 14848 = 24552 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 9000 + 9000 + 11550 - 10737,54 = 18812,46 \text{ кВар}$$

$$S = \sqrt{24552^2 + 18812,46^2} = 30930,72 \text{ кВА}$$

$$I = 30930,72 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 510,22 \text{ А}$$

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Выполним выбор силовых трансформаторов. Как уже было проанализировано при расчете нагрузок, подстанция может работать в различных режимах передачи мощности: с высокой стороны на низкую и наоборот [30, 31].

Выбираем трансформаторы как блочные для электростанции [7]. При этом должно выполняться условие:

$$S_m \geq S_z \quad (4)$$

Для генераторов 12 МВт:

$$25 \text{ МВА} \geq 15 \text{ МВА}$$

Для генератора 15,4 МВт:

$$25 \text{ МВА} \geq 19,25 \text{ МВА}$$

Условия выполняются. Генератор 15,4 МВт работает только на свой блочный трансформатор.

Проверяем возможность передачи мощности двумя генераторами 12 МВт через один трансформатор ТРДНС 25000/35 в послеаварийном режиме при выходе из строя (лимбо ремонте) одного из трансформаторов. Считаем, что трансформатор может перегружаться в 1,4 раза в течение 5 часов, что достаточно для устранения неисправности.

$$1,4S_m \geq 2S_z \quad (5)$$

$$1,4 \cdot 25 = 35 \geq 2 \cdot 15 = 30 \text{ МВА}$$

Условие выполняется.

Проверяем возможность питания нагрузки 6 кВ через один из трансформаторов при ремонте генераторов и выходе из строя одного из трансформаторов:

$$1,4S_m \geq S_{нагр6кВ} \quad (6)$$
$$1,4 \cdot 25 = 35 \geq 18,32 \text{ МВА}$$

Условие выполняется.

Оставляем на подстанции существующие три трансформатора ТРДНС 25000/35, предусматриваем капитальный ремонт при реконструкции при необходимости по результатам осмотра и анализа масла.

2.4 Выбор сечения проводников 35 кВ

Выбор сечения проводников осуществляем по экономической плотности тока и проверяем по нагреву [1].

Целесообразное сечение определяется формулой:

$$F_{эк} = I_p / j_{эк} \quad (7)$$

где I_p – расчетный ток;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока.

Проверка по нагреву для неизолированных проводов осуществляется путем поправки на температурный коэффициент:

$$K_I I_{доп} \geq I_{н.ав.} \quad (8)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток проводника принятого сечения;

K_I – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$I_{n.ав.}$ – ток послеаварийного режима при выходе из строя одной передающей линии.

Согласно расчету нагрузок наибольший по линии 35 кВ составит 510,22 А. При этом, в нормальном режиме работы электроэнергия передается по двум линиям, поэтому:

$$I_p = I_{n.ав.}/2 \quad (9)$$
$$I_p = 510,22/2 = 255,11 \text{ А}$$

Для алюминиевых неизолированных проводников при числе часов использования максимума нагрузки более 3000 в год значение составляет 1,1 согласно ПУЭ [1]. По формуле 7:

$$F_{эк} = 255,11 / 1,1 = 231,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем ближайшее сечение линии 240 мм², провод АС 240/39 с допустимым током 610 А.

Проверяем на допустимый ток в форсированном режиме:

$$1 \cdot 610 \geq 510,22 \text{ А}$$

Условие выполняется. Принимаем двухцепную линию, выполненную проводом 2хАС 240/39.

Выбираем ошиновку на стороне 35 кВ. Используются гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами типа, АС. Выбор осуществляем по условию 8.

Принимаем провод марки АС 240/39, $I_{дон}=610\text{А}$.

$$610 \text{ А} \geq 510,22 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Проверяем выбранные шины на термическую стойкость действия тока КЗ [10]:

$$v_k < v_{k\text{дон}}, \quad (2.10)$$

$$v_n = v_0 + (v_{\text{дон}} - v_{0\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{дон}}} \right)^2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.11)$$

$$v_n = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{510,22}{610} \right)^2 = 62,12, \text{ } ^\circ\text{C}$$

По кривой находим $f_n = 54$.

тогда

$$f_n = f_n + \frac{kB_k}{g^2} \quad (2.12)$$

$$f_n = 54 + \frac{1,054 \cdot 11,91}{240^2} = 54,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

По кривой определяем значение температуры после КЗ (ток КЗ определяется по расчету ниже)

$$v_k = 63 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$63 < 200 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Окончательно принимаем провод марки АС 240/39.

2.5 Выбор сечения проводников 6 кВ

На напряжение 6 кВ выбираем кабельные линии.

Кабельными линиями подключаются генераторы к распределительному устройству 6 кВ, также кабельными линиями подключаются потребители собственных нужд [32,33].

Выбор кабельных линий присоединений осуществляем по выражению (7), однако проверка по нагреву осуществляется по следующему условию:

$$I_{доп} = I_{табл} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (13)$$

где $I_{табл}$ – длительно допустимый ток, А;

K_1 – поправочный коэффициент на температуру земли, о.е., при условной температуре 15°C и расчетной температуре 15°C $K_1 = 1$;

K_2 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных в земле, о.е., $K_2 = 0,92$ – для двух кабелей, $K_2 = 1$ – для одного кабеля;

K_3 – поправочный коэффициент на удельное сопротивление земли, о.е., $K_3 = 1,0$.

Допустимый послеаварийный ток кабеля, А,

$$I_{доп.п.ав} = K_{пер} \cdot I_{доп}, \quad (14)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки, о.е. На период ликвидации послеаварийного режима для кабеля напряжением до 6 кВ с бумажной изоляцией допускается перегрузка по отношению к номинальной на 25%.

Проверка по нагреву:

$$I_p \leq I_{доп} \quad (15)$$

Условие выполняется. Послеаварийной нагрузкой считается нагрузка 130% номинального тока.

Расчетный ток в линии в послеаварийном режиме, А,

$$I_{n.ав} = 1,3 \cdot I_p \quad (16)$$

Проверка выбранного кабеля по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{p.n.ав} \leq I_{дон.n.ав}, \quad (17)$$

Расчет выполняем для ввода № 1 КРУН. Расчётный ток 630,27 А. По экономической плотности тока:

$$F_{эк} = 630,11 / 1,4 = 450 \text{ мм}^2$$

Предварительно принимаем шесть одножильных кабельных линий сечением 240 мм², тип кабелей АПвПг1х240.

Нормальный допустимый ток, А,

$$I_{дон} = 423 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 = 389,16 \text{ А}$$

Длительный расчётный ток:

$$630,27 < 389,16 \cdot 2 = 778,32 \text{ А.}$$

Неравенство верно.

Ток послеаварийного режима, А,

$$I_{дон.n.ав.} = 1,25 \cdot 389,16 = 486,25 \text{ А}$$

Расчетный ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{n.ав} = 1,3 \cdot 630,27 = 819 \text{ А.}$$

$$819 < 972,9 \text{ А.}$$

Неравенство верное. Потеря напряжения в линии, %,

$$\Delta U = \frac{I_p \cdot l_{кл}}{I_{дон} \cdot l_{\Delta U 1\%}}, \quad (18)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$l_{кл}$ – длина фактическая, м;

$l_{\Delta U 1\%}$ – длина проводника, на которой падение напряжения равно 1%, м.

$$\Delta U = \frac{630,27 \cdot 2333}{778,32 \cdot 2200} = 0,86 \%$$

Минимальное сечение кабеля по термической устойчивости, мм²,

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (19)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА·с², (определяется в следующем пункте работы)

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{125,54 \cdot 10^6}}{94} = 119,2 \text{ мм}^2$$

Сечение 240 мм² удовлетворяет условию, однако для других присоединений принимаем минимальное сечение минимум 120 мм².

Выбор кабелей для питания собственных нужд и подключения трансформаторов осуществляется по нагреву так как длина кабельных линий незначительна.

Результат выбора кабельных линий 6 кВ сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора кабельных линий

Ячейка	Присоединение	Расчетный ток, А	После аварийной ток, А	Допустимый ток, А	После аварийный допустимый ток, А	Тип кабеля
3	Ввод №1 КРУН 6 кВ №3	630,2	819,351	778,3	972,9	АПаПг 6х(1х240)
5	Зимний сетевой насос №1 (ЗСН №1)	64,15	83,395	245	306,25	ААПлу 3х120
6	ТСН-4	96,23	125,099	245	306,25	ААПлу 3х120
9	ТН-1 , ТСН-1	15,4	20,02	245	306,25	ААПлу 3х120
10	ТН-2 , ТСН-2	15,4	20,02	245	306,25	ААПлу 3х120
15	Ввод №1 на УБПВД	46,94	61,022	245	306,25	ААПлу 3х120
24	Ввод №1 КРУН 6 кВ №3	627,87	816,231	778,32	972,9	АПаПг 6х(1х240)
25	Зимний сетевой насос №3 (ЗСН №3)	64,15	83,395	245	306,25	ААПлу 3х120
26	Зимний сетевой насос №2 (ЗСН №2)	64,15	83,395	245	306,25	ААПлу 3х120
33	ТСН-3	96,23	125,099	245	306,25	ААПлу 3х120
35	Ввод №2 на УБПВД	46,94	61,022	245	306,25	ААПлу 3х120

2.6 Расчет токов короткого замыкания

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания исходим из условий длительной работы электроустановки. Расчетная схема для определения токов КЗ приведена на рисунке 4. Расчетные токи КЗ определены из условия нахождения максимальных токов КЗ, которые протекают через соответствующие проводники и электрические аппараты [12- 15].Схему замещения представим на рисунке 5.

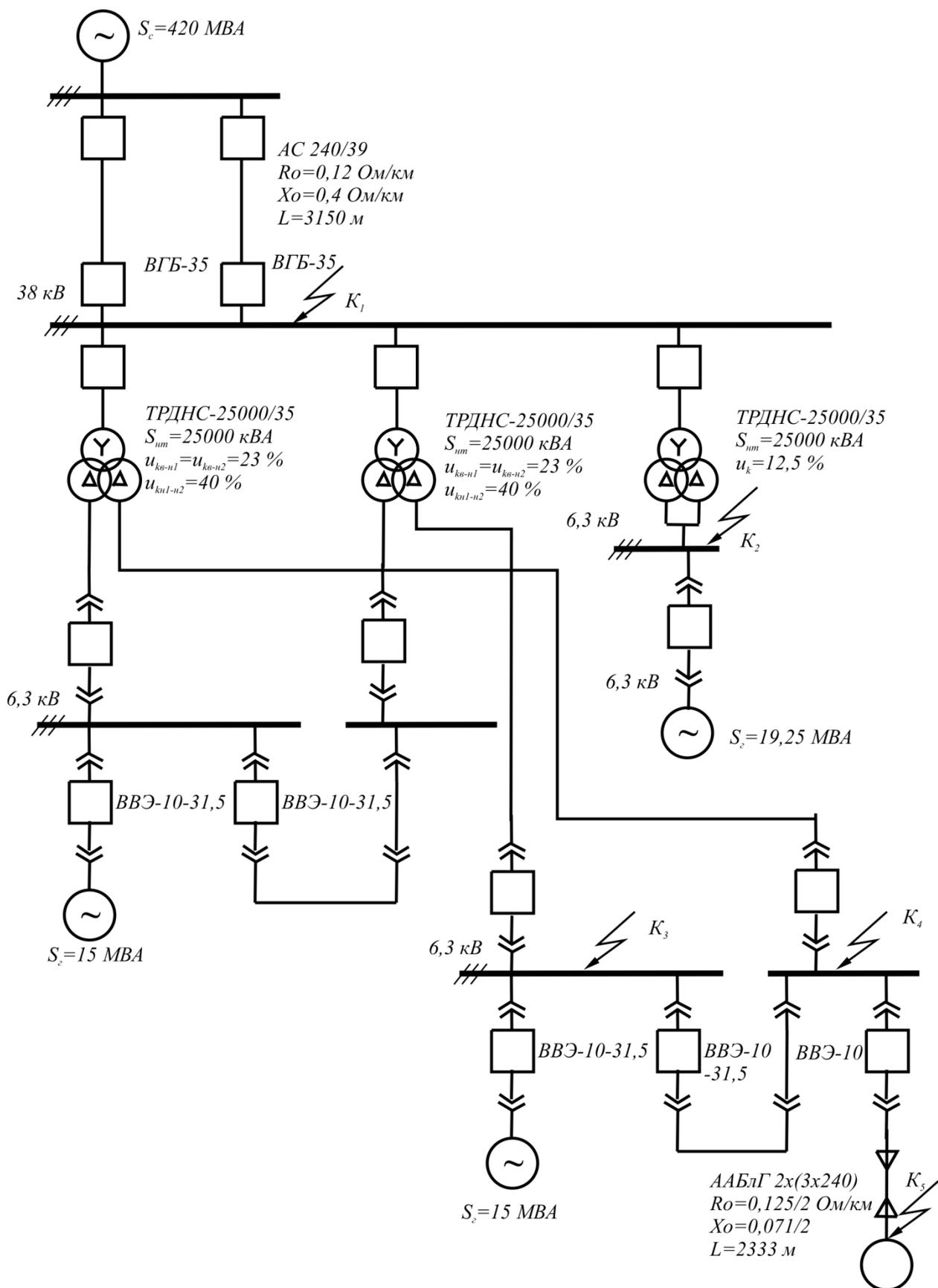


Рисунок 4 – Схема для расчета токов КЗ.

Принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 420 \text{ MVA};$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{cp1}}} \quad (21)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 38} = 6,38 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_{*C} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_c} \quad (22)$$

$$X_{*C} = \frac{420}{420} = 1$$

Сопротивление линии 35 кВ:

$$X_{*Л35} = l_{Л35} \cdot X_{0Л35} \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{cp}}^2} \quad (23)$$

$$X_{*Л35} = 3,15 \cdot 0,4 \cdot \frac{420}{38^2} = 0,366$$

Сопротивление генераторов:

$$X_{*2} = X_{*d} \frac{S_{\text{баз}}}{S_H} \quad (24)$$

$$X_{*21} = X_{*22} = 0,2 \cdot \frac{420}{15} = 5,6$$

$$X_{*21} = X_{*22} = 0,2 \cdot \frac{420}{19,25} = 4,36$$

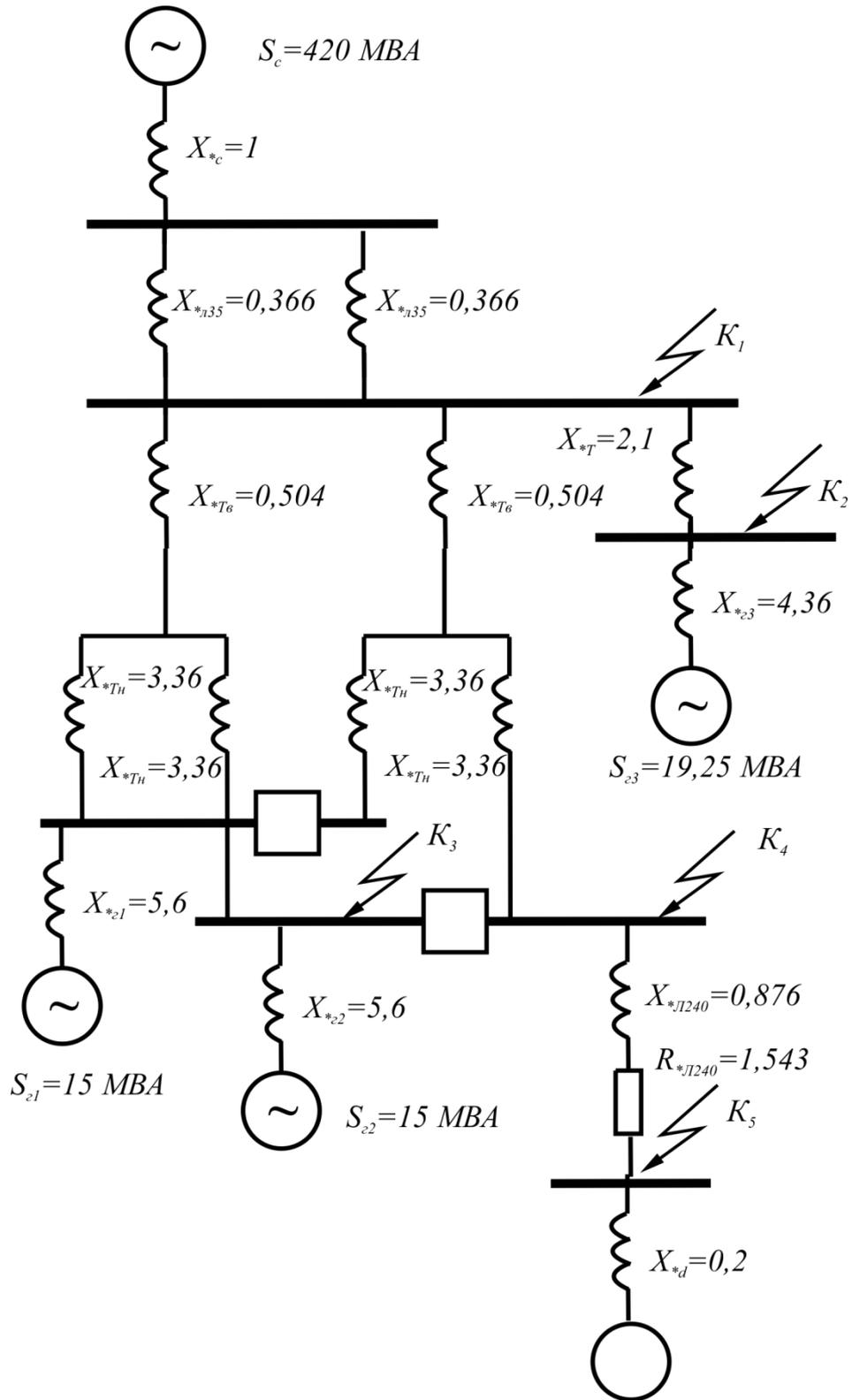


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Данные трансформатора ТРДНС 25000/35/6/6: $U_{к \text{ в-(н1+н2)}} = 12,5\%$; $U_{к \text{ в-н1(н2)}} = 23\%$; $U_{к \text{ (н1=н2)}} = 40\%$.

Сопротивление трансформатора при питании шин от разных обмоток низкого напряжения:

$$X_{*T\theta} = \frac{0,5(2U_{k\theta-n1(n2)} - U_{kn1-n2}) \cdot S_{\theta a3}}{100 \cdot S_{HT}} \quad (25)$$

$$X_{*Tn1} = X_{*Tn2} = \frac{0,5U_{kn1-n2} \cdot S_{\theta a3}}{100 \cdot S_{HT}} \quad (26)$$

$$X_{*T\theta} = \frac{0,5(2 \cdot 23 - 40) \cdot 420}{100 \cdot 25} = 0,504$$

$$X_{*Tn1} = X_{*Tn2} = \frac{0,5 \cdot 40 \cdot 420}{100 \cdot 25} = 3,36$$

При параллельно работе обмоток низшего напряжения трансформатора:

$$X_{*T} = \frac{u_k \cdot S_{\theta a3}}{100 \cdot S_{HT}} \quad (27)$$

$$X_{*T} = \frac{12,5 \cdot 420}{100 \cdot 25} = 2,1$$

Сопротивление линии 6 кВ:

$$X_{*Л240} = l_{Л240} \cdot X_{0Л240} \frac{S_{\theta a3}}{U_{cp}^2} \quad (28)$$

$$R_{*Л240} = l_{Л240} \cdot R_{0Л240} \frac{S_{\theta a3}}{U_{cp}^2} \quad (29)$$

$$X_{*Л240} = 2,333 \cdot \frac{0,071}{2} \cdot \frac{420}{6,3^2} = 0,876$$

$$R_{*Л240} = 2,333 \cdot \frac{0,125}{2} \cdot \frac{420}{6,3^2} = 1,543$$

Выполним преобразование схемы замещения. Преобразование схемы покажем на рисунке 6.

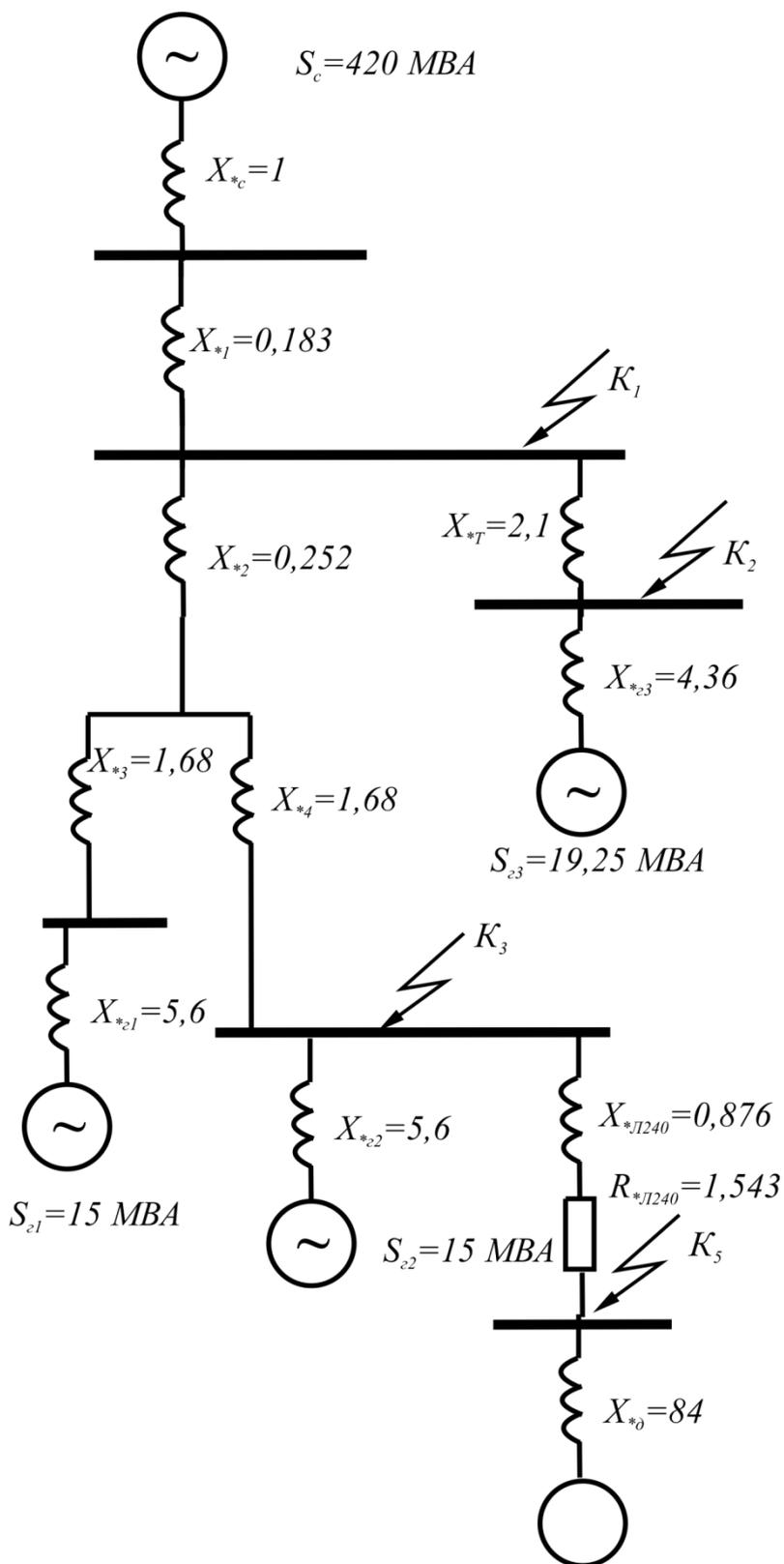


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения для всех точек КЗ

Соединяем параллельно сопротивления линии 35 кВ и трансформаторов:

$$X_{*1} = X_{*_{T35}} / 2 \quad (30)$$

$$X_{*1} = 0,366 / 2 = 0,183$$

$$X_{*2} = X_{*_{T6}} / 2 \quad (31)$$

$$X_{*2} = 0,504 / 2 = 0,252$$

$$X_{*3} = X_{*4} = X_{*_{Tн}} / 2 \quad (32)$$

$$X_{*4} = 3,36 / 2 = 1,68$$

Выполняем преобразования для точки K_1 , покажем их на рисунке 7.

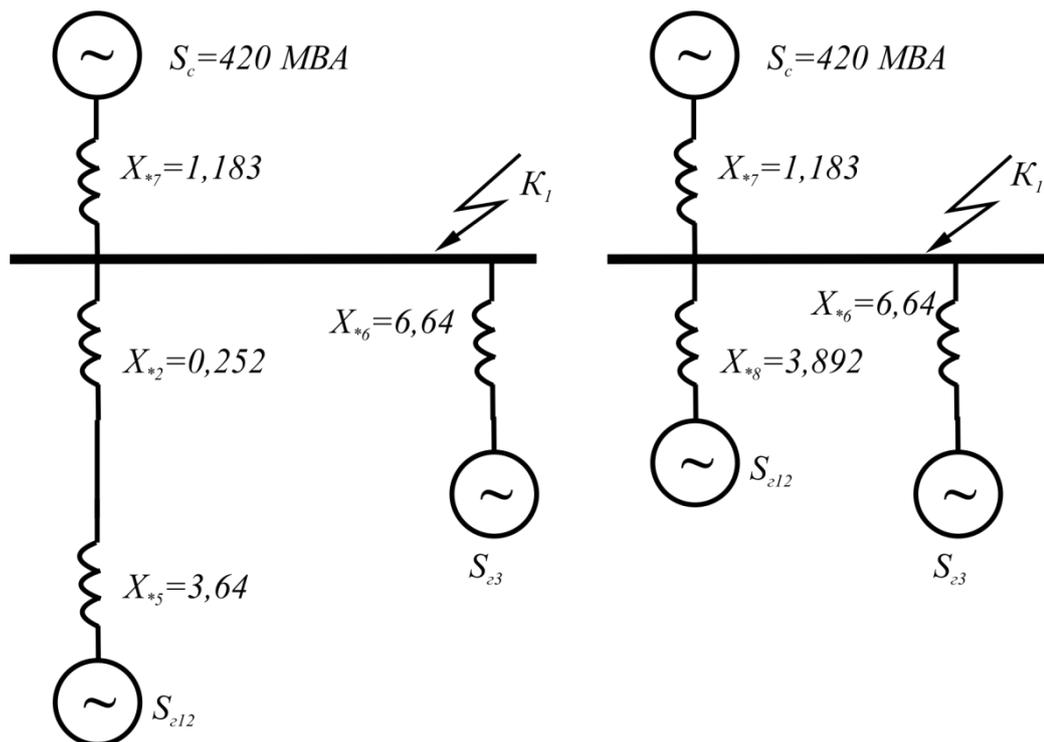


Рисунок 7 – Преобразования схемы замещения для точки K_1

Соединяем последовательно сопротивление низкой обмотки трансформатора и генератора, а два таких сопротивления параллельно.

Генераторы эквивалентуем так как они равны. Цепью подпитки от двигателя пренебрегаем из-за ее незначительности.

$$X_{*5} = (X_{*3} + X_{*21}) / 2 \quad (33)$$

$$X_{*5} = (1,68 + 5,6) / 2 = 3,64$$

Соединяем последовательно сопротивление третьего генератора и трансформатора.

$$X_{*6} = X_{*T} + X_{*23} \quad (34)$$

$$X_{*6} = 2,1 + 4,36 = 6,46$$

$$X_{*8} = X_{*2} + X_{*5} \quad (35)$$

$$X_{*8} = 0,252 + 3,64 = 3,892$$

Соединяем последовательно сопротивления системы и линии:

$$X_{*7} = X_{*c} + X_{*1} \quad (36)$$

$$X_{*7} = 1 + 0,183 = 1,183$$

Находим ток КЗ на стороне 35 кВ (точка К1).

Учитываем ток от системы и генераторов. ЭДС системы $E_c=1$, ЭДС генераторов $E_g=1,1$.

Периодическая составляющая

$$I_{п01} = \sum \frac{E_* I_{баз}}{X_*} \quad (37)$$

Рассчитываем отдельно значения тока короткого замыкания от системы и от генераторов, затем находим суммарное значение:

$$I_{\text{поис}} = \left(\frac{1}{1,183} \right) \cdot 6,38 = 5,39 \text{ кА}$$

$$I_{\text{поиг}} = \left(\frac{1,1}{3,892} + \frac{1,1}{6,64} \right) \cdot 6,38 = 2,86 \text{ кА}$$

$$I_{\text{поис}} = \left(\frac{1}{1,183} + \frac{1,1}{3,892} + \frac{1,1}{6,64} \right) \cdot 6,38 = 8,25 \text{ кА}$$

Так как точка КЗ достаточно удалена от генераторов $X_* < 3$, то $I_{\text{пт1}} = I_{\text{поис}} = 8,25 \text{ кА}$.

При различных условиях, определяется различная величина T_a и ударного коэффициента K_y . Эти значения приведены в таблице 6

Таблица 6 – Значение коэффициентов для расчета токов КЗ

Значение T_a и K_y		
Место КЗ	$T_a, \text{ с}$	K_y
Шины высокого напряжения электрических станций	0,02	1,9
Шины 6 кВ генераторов	0,05	1,9

Ударный ток КЗ:

$$i_y = K_y \cdot I_{\text{поис}} \cdot \sqrt{2} \quad (38)$$

$$i_{y\text{с}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 5,39 = 14,48 \text{ кА}$$

$$i_{y\text{г}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,86 = 7,68 \text{ кА}$$

$$i_{y\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 8,25 = 22,17 \text{ кА}$$

Собственное и полное время отключения предварительно принятых выключателей:

Таблица 7 – Время отключения выключателей

Серия	Место установки	$t_{св}, с$	$t_{пв}, с$
ВГБ-35-20/630	На вводе 35 кВ	0,035	0,055
ВВЭ-10-31,5/1600	На вводе 6 кВ	0,035	0,065
ВВЭ-10-31,5/1600	Секционный	0,035	0,065
ВВЭ-10-31,5/630	Потребителей	0,035	0,065
ВВЭ-10-40/1600	КРУН	0,035	0,065

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot I_{п01} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (39)$$

$$i_{a\tau_{1с}} = \sqrt{2} \cdot 5,39 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 0,8 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot 2,86 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 0,43 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot 8,25 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 1,23 \text{ кА}$$

где $\tau = t_{св} + t_{пв.\min} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}$

$t_{пв.\min} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты,

τ – наименьшее время от начала КЗ до расхождения контактов выключателя.

Определим токи КЗ для стороны 6 кВ. Базисный ток:

$$I_{баз2} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 38,49 \text{ кА}$$

Преобразуем схему замещения. Результаты преобразования отображаем на рисунке 8.

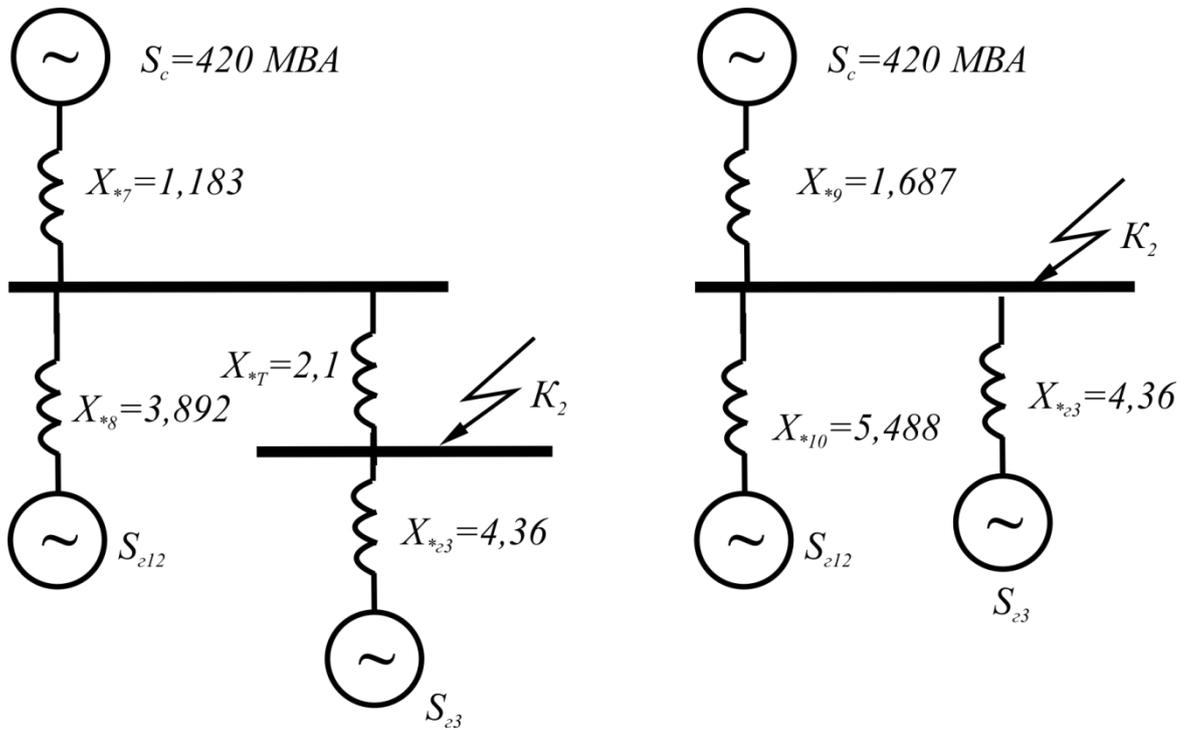


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения для точки КЗ K_2

Выполним токораспределение. Результирующее и эквивалентное сопротивление при прохождении токов от системы, 1-го и 2-го генераторов, через трансформатор T_3 :

$$X_{*рез} = \frac{X_{*7} \cdot X_{*8}}{X_{*7} + X_{*8}} + X_{*T} \quad (40)$$

$$X_{*экв} = \frac{X_{*7} \cdot X_{*8}}{X_{*7} + X_{*8}} \quad (41)$$

$$X_{*рез} = \frac{1,183 \cdot 3,892}{1,183 + 3,892} + 2,1 = 3$$

$$X_{*экв} = \frac{1,183 \cdot 3,892}{1,183 + 3,892} = 0,9$$

Коэффициенты токораспределения:

$$C_i = C_{экв} \frac{X_{*экв}}{X_{*j}} \quad (42)$$

$$C_{*9} = 1 \cdot \frac{0,9}{3,892} = 0,24$$

$$C_{*10} = 1 \cdot \frac{0,9}{1,183} = 0,76$$

Определяем сопротивления от источников до точки КЗ, с учетом определённых коэффициентов:

$$X_{*9} = X_{*7} + C_{*9} \cdot X_{*T} \quad (43)$$

$$X_{*9} = 1,183 + 0,24 \cdot 2,1 = 1,687$$

$$X_{*10} = 3,892 + 0,76 \cdot 2,1 = 5,488$$

Находим ток КЗ на стороне 6 кВ (точка К2). Учитываем ток от системы и генераторов. ЭДС системы $E_c=1$, ЭДС генераторов $E_g=1,1$.

Периодическая составляющая, согласно выражения (37):

$$I_{\text{поис}} = \left(\frac{1}{1,687} \right) \cdot 38,49 = 22,82 \text{ кА}$$

$$I_{\text{поиг}} = \left(\frac{1,1}{5,488} + \frac{1,1}{4,36} \right) \cdot 38,49 = 17,43 \text{ кА}$$

$$I_{\text{поис}} = \left(\frac{1}{1,687} + \frac{1,1}{5,488} + \frac{1,1}{4,36} \right) \cdot 38,49 = 40,24 \text{ кА}$$

Так как точка КЗ достаточно удалена от генераторов $X_* < 3$, то $I_{\text{пт1}} = I_{\text{поис}} = 40,24 \text{ кА}$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 22,82 = 61,31 \text{ кА}$$

$$i_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 17,43 = 46,83 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 40,24 = 108,13 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau1c} = \sqrt{2} \cdot 22,82 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 13,12 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau1} = \sqrt{2} \cdot 17,43 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,02 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau1} = \sqrt{2} \cdot 40,24 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 23,14 \text{ кА}$$

Выполним расчет токов КЗ для точки 3. Учитываем подпитку от двигателя, однако пренебрегаем активным сопротивлением линии к двигателю из-за его незначительности. На рисунке 9 представлены результаты преобразования схемы замещения. Величина токов короткого замыкания в точке 4 равна значениям в точке 3, за исключением величин теплового импульса.

Также на рисунке 10 представим результаты преобразования схемы замещения для расчета в точке 5 – зажимы на удалённом двигателе. Активное сопротивление учитываем.

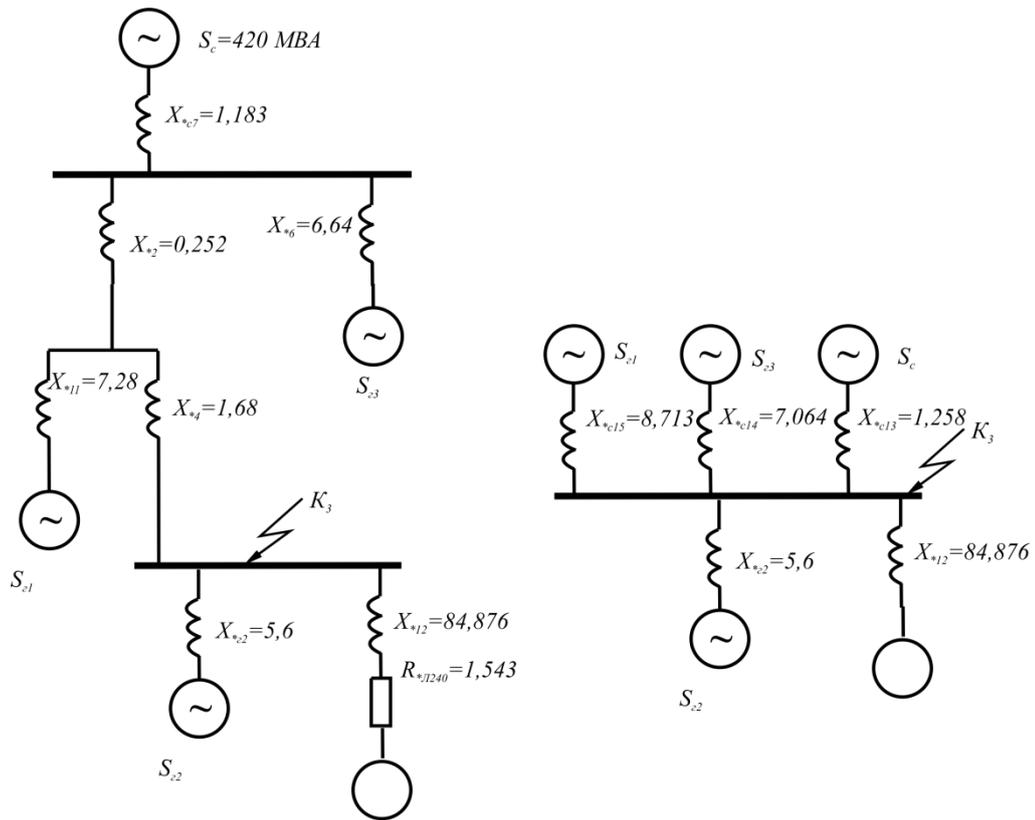


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения для точки КЗ K_3

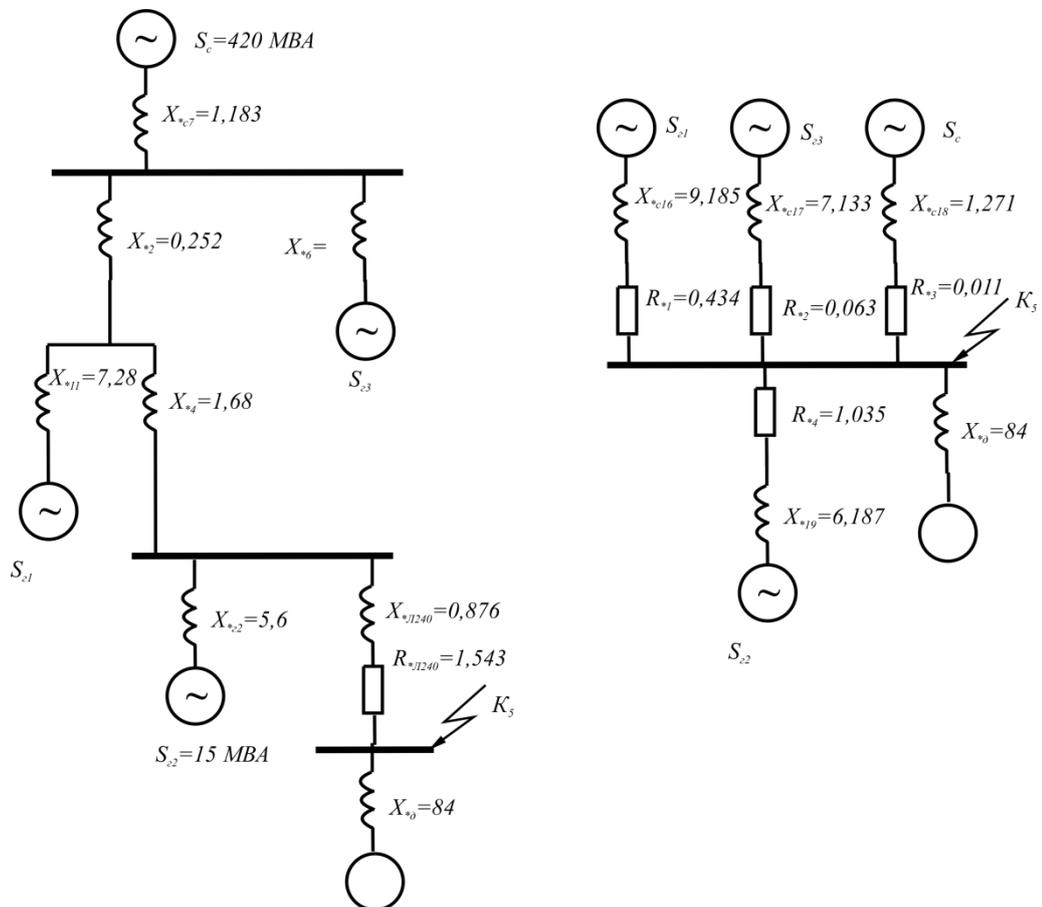


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения для точки КЗ K_5

Результаты расчета токов КЗ во других точках представим в таблице.

Таблица 8 – Расчетные значения токов КЗ

Токи КЗ в расчетных точках					
Значения токов КЗ	Расчетные токи КЗ				
	К1	К2	К3	К4	К5
Начальное действующее значение периодической составляющей ($I_{по}$), кА					
От системы:	5,39	22,82	7,56	7,56	–
От генераторов:	2,86	17,43	30,20	30,20	–
Σ значение:	8,25	40,24	37,76	37,76	36,64
Ударный ток (i_y)-наибольший пик, кА					
От системы:	14,48	61,31	20,32	20,32	–
От генераторов:	7,68	46,83	80,15	80,15	–
Σ значение:	22,17	107,13	101,46	101,46	98,45
Периодическая составляющая в момент t ($I_{пт}$), кА					
От системы:	5,39	22,82	7,56	7,56	–
От генераторов:	2,86	17,43	30,20	30,20	–
Σ значение:	8,25	40,24	37,76	37,76	36,64
Апериодическая составляющая в момент t ($I_{ат}$), кА					
От системы:	0,8	13,12	4,35	4,35	–
От генераторов:	0,43	10,02	17,36	17,36	–
Σ значение:	1,23	23,14	21,71	21,71	21,07

Выполним определение теплового импульса тока КЗ.

Задаем следующие выдержки средств релейной защиты:

– ввод 35 кВ $t_{пз1} = 0,1с$;

–ввод 6 кВ $t_{пз2} = 0,2с$;

– единичные присоединения потребителей $t_{пз3} = 0,01с$.

Примера приводим для точки К₁

$$B_{к1} = I_{по1}^2 \cdot (T_{отк1} + T_{a1}) \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (43)$$

$$B_{к1с} = 5,39^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 5,08 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_{a1} = 0,02 с$;

$T_{откл} = t_{pз1} + t_{св1} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ с – время прохождения аварийного тока.

В других точках тепловой импульс находим аналогично. Результаты приводим в таблице.

Таблица 9 – Результаты расчет теплового импульса ТКЗ

Тепловой импульс токов КЗ в расчетных точках, Вк, кА ² ·С					
Точки КЗ,	К1	К2	К3	К4	К5
От системы	5,08	148,41	16,29	10,57	
От генераторов	1,43	86,58	259,93	168,73	
Суммарный	11,91	461,49	406,36	263,78	125,54

2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов

Выбор выключателей выполним согласно условий:

– по напряжению

$$U_n \geq U_{уст}$$

– по току

$$I_n \geq I_{рф}$$

– по току отключения

$$I_{откл.ном} \geq I_{nt}$$

– по содержанию апериодической сост. $\beta_{\%} \geq \frac{i_{ар}}{\sqrt{2}I_{nt}} \cdot 100$

– проверка по полному току

$$\sqrt{2}I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ар}$$

– динамическая стойкость прохождения токов КЗ $i_{дин} \geq i_y$;

– термическая стойкость прохождения токов КЗ $i_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;

где $U_n, I_n, I_{откл.ном}, I_{тер}, t_{тер}, i_{дин}, \beta_{ном\%}$ – паспортные данные выключателя.

Значения токов короткого замыкания принимаем для наиболее тяжелого режима – либо КЗ от системы, либо от соответствующего генератора [34, 35].

Предварительно принимаем к установке на присоединение трансформаторов 6 кВ вакуумный выключатель ВВЭ-10-31,5/1600 У2:

$$-10 \geq 6, \text{ кВ} - \text{выполняется};$$

$$-1600 \geq 1415, \text{ А} - \text{выполняется};$$

$$-31,5 \geq 30,2, \text{ кА} - \text{выполняется};$$

$$-40 \geq \frac{17,36}{\sqrt{2} \cdot 30,2} \cdot 100 = 39,2, \% - \text{выполняется};$$

$$-\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot 30,2 + 17,36, \quad 62,37 \geq 60,07 - \text{выполняется};$$

$$-52 \geq 23,7, \text{ кА} - \text{выполняется};$$

$$-20^2 \cdot 3 \geq 74, \text{ кА}^2 \text{ с} - \text{выполняется}.$$

Принимаем к установке на ввод вакуумный выключатель ВВЭ-10-31,5/1600.

Таблица 10 – Выбор выключателей на напряжение 35 и 6 кВ

Тип выключателя	Выключатель ввода ВГБ-35-20/630		Выключатель ввода ВВЭ-10-31,5/1600		Выключатель присоединения ВВЭ-10-40/1600	
	катал.	расч.	катал.	расч.	катал.	расч.
$U_n \geq U_{уст}, \text{ кВ}$	35	35	10	6	10	6
$I_n \geq I_{рф}, \text{ А}$	630	510,2	1600	1415	1600	630,3
$I_{откл.ном} \geq I_{nt}, \text{ кА}$	20	8,25	31,5	30,2	40	36,64
$\sqrt{2}I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$	32,4	21,7	62,37	60,07	87,4	23,2

Продолжение таблицы 10

$i_{дин} \geq i_y, \text{кА}$	52	22,17	81	80,15	128	98,45
$i_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	11,91	2977	406,36	4800	125,54

Разъединители выбирают по номинальному напряжению и номинальному току и проверяют на динамическую и термическую стойкость в режиме КЗ.

Выбираем разъединители со стороны 35 кВ: выбираем разъединители с двумя парами заземляющих ножей.

Выбор выполняется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_n \geq U_{уст}$
- по номинальному току $I_n \geq I_{рф}$
- динамическая стойкость прохождению токов КЗ $i_{дин} \geq i_y;$
- термическая стойкость прохождению токов КЗ $i_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$

По данным условиям выбираем разъединители и заносим данные в таблицу.

Таблица 11 – Выбор разъединителей

Тип разъединителя	РДЗ-2-35/1000 У1	
Условия выбора	Каталог	расчет
$U_n \geq U_{уст}$	35	35
$I_n \geq I_{рф}$	1000	510,2
$i_{дин} \geq i_y;$	63	22,17
$i_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$	1200	11,91

Трансформаторы тока необходимы для питания измерительных приборов и релейной защиты. Их выбирают по номинальному напряжению, номинальным токам $I_{1н}, I_{2н}$ по классу точности и вторичной нагрузке. В режиме КЗ трансформатор тока необходимо проверить на динамическую и

термическую стойкость. Так как на подстанции ведется технический учет электроэнергии, необходимо устанавливать ТТ класса точности не менее 1,0.

Трансформаторы тока выбирают по следующим условиям:

- по номинальному напряжению $U_n \geq U_{уст}$;
- по номинальному току $I_n \geq I_{рф}$;
- по номинальному току вторичной обмотки $I_{2н} = 5 A$;
- нагрузки вторичной обмотки $Z_{2н} \geq Z_2$;
- динамической стойкости прохождения ТКЗ $i_{дин} \geq i_y$;
- термической стойкости прохождения ТКЗ $i^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$;

Выбираем трансформаторы тока на ввод 6 кВ. Предварительно принимаем трансформаторы тока типа ТЛК-10-М с $Z_{2ном}=0,8 \text{ Ом}$.

Таблица 12 –Нагрузка вторичной обмотки ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	РА194I		0,5	
Ваттметр	PS194P	0,5		0,5
Варметр	PS194P	0,5		0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	CE304-S32	1		1
Итого $S_{приб}$, ВА		2	0,5	2

Наиболее загружены фазы А и С, 2 ВА.

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (44)$$

$$r_{приб} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Допустимое импеданс проводника:

$$r_{\text{проб}} = z_{2н} - r_{\text{нр}} - r_{\text{к}} \quad (45)$$

$$r_{\text{проб}} = 0,8 - 0,08 - 0,1 = 0,62 \text{ Ом},$$

Выбираем кабель с алюминиевыми жилами, длиной 40 м. Определяем сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{нр}}} \quad (46)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,62} = 1,83 \text{ мм}^2$$

где ρ –сопротивление алюминия;

l_p – длина кабеля.

По механической прочности допустимо использовать кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм².Проверяем нагрузку трансформаторов тока:

$$z_2 = r_{\text{нр}} - r_{\text{проб}} - r_{\text{к}} \quad (47)$$

$$z_2 = 0,29 + 0,08 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{нр}} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_{\phi}} \quad (48)$$

$$r_{\text{нр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,29 \text{ Ом}.$$

Проверим трансформатор тока по тепловому импульсу: $31,5^2 \cdot 3 \geq 74$, кА² · с – неравенство выполняется.

Окончательно принимаем трансформаторы тока типа ТЛК-10-М-1500/5-У3. Для других присоединений результаты сводим в таблицу.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов тока

Присоединение	Секционный		Вводной		Ввод КРУН		Зимний сет.насос	
Тип ТТ	ТЛК-10-М-2000/5У3		ТЛК-10-М-1500/5У3		ТЛК-10-М-1000/5У3		ТЛК-10-М-100/5У3	
Условие	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.
$U_n \geq U_{уст}$	10	6	10	6	10	6	10	6
$I_n \geq I_{рф}$	2000	1607	1500	1415	1000	630,3	100	64,15
$I_{2н} = 5A$	5	5	5	5	5	5	5	5
Класс точности	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$Z_{2н} \geq Z_2$	1	0.112	1	0.192	1	1	0.19	0.19
$i_{дин} \geq i_y;$	81	80,15	81	80,15	108	98,45	108	98,45
$i_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$	1200	406,36	1200	406,36	578	125,54	578	125,54
Присоединение	ТСН		Ввод на УБПВД		Линии 35 кВ		Тр-ры 35 кВ	
Тип ТТ	ТЛК-10-М-150/5У3		ТЛК-10-М-100/5У3		ТВ-10-М-600/5У3		ТВ-10-М-100/5У3	
Условие	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.	Кат.	Расч.
$U_n \geq U_{уст}$	10	6	10	6	35	35	35	35
$I_n \geq I_{рф}$	150	96,23	100	46,94	600	510,22	600	412,88
$I_{2н} = 5A$	5	5	5	5	5	5	5	5
Класс точности	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$Z_{2н} \geq Z_2$	1	0.19	1	0.19	1	0.192	1	0.192
$i_{дин} \geq i_y;$	108	98,45	108	98,45	74,5	22,17	74,5	22,17
$i_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$	578	125,54	578	125,54	578	11,91	578	11,91

Выбираем трансформаторы напряжения. Фактическая вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{ПРИБ} \cos \varphi_{ПРИБ})^2 + (\Sigma Q_{ПРИБ} \sin \varphi_{ПРИБ})^2} \quad (49)$$

Выбираем уже имеющийся ТН типа НАМИ-10-95-УХЛ2, $U_{НОМ} = 6\text{кВ}$
 $S_{2НОМ} = 75\text{ ВА}$ с классом точности 0,5.

Фактическая его нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{17^2 + 22,2^2} = 28\text{ ВА}$$

Двух трансформаторов напряжения суммарной мощностью $2 \times 75 = 150$ ВА достаточно для обеспечения данной нагрузки. Трансформаторы будут работать в заданном классе точности 0,5.

Таблица 14 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	Мощность обмотки, ВА	Кол-во обмоток	cos	sin	Количество приборов	Общая	
								P	Q
Сборные шины	Вольтметр	PZ194U	2	1	1	0	1	2	0
Ввод 6 кВ	Варметр	PS194P	1,5	2	1	0	1	3	0
	Ваттметр	PS194P	1,5	2	1	0	1	3	0
	Счетчик акт.	CE304-S32	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Счетчик реакт.	CE304-S32	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Присоединения	Счетчик акт.	CE304-S32	2	2	0,38	0,925	4	6	14,8
Итого								17	22,2

2.8 Выбор устройств релейной защиты и автоматики ПС-6/35 кВ

Выполним расчет дифференциальной защиты силового трансформатора. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т», предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Дифференциальная защита в трансформаторах используется в качестве основной [16-20]. Она применяется для защиты трансформаторов от КЗ между фазами, на землю и от замыканий витков одной фазы. Согласно принципу действия защиты, трансформаторы тока устанавливаются со всех сторон двухобмоточного трансформатора.

Таблица 15 – Сведения об устанавливаемых ТТ

Наименование величины	Числовое значение для стороны	
	37	6,3
Трансформатор тока	ТВ-600/5	ТЛК– 6 – 1500/5
Схема соединения ТТ	у	у
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	120	300

Выполним расчет уставок релейной защит. Для этого определяем токи в обмотках трансформатора

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.тр}} \quad (50)$$

Для высокой стороны:

$$I_{ном.трВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 412,88 \text{ А}$$

Для низкой стороны:

$$I_{ном.трНН} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1147 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока K_I указаны в таблице 15. Схема соединения трансформаторов тока – звезда/звезда.

Определяем вторичные номинальные токи в цепях защиты:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \quad (51)$$

Для высокой стороны:

$$I_{ном.в}^{ВН} = \frac{412,88 \cdot 1}{120} = 3,44 \text{ А}$$

Для низкой стороны:

$$I_{ном.в}^{НН} = \frac{1147 \cdot 1}{300} = 3,82 \text{ А}$$

Эти параметры являются базовыми значениями уставок « $I_{базВН}$ », « $I_{базНН}$ », которые выбираются из диапазона 0,15 – 30 А. В нашем случае $I_{базВН} = 3,44 \text{ А}$, $I_{базНН} = 3,82 \text{ А}$.

Согласно выполненному расчету, базисные токи должны входить в диапазон выравнивания. Для $I_{ном} = 5 \text{ А}$ базисные токи должны находиться в диапазоне: 1 – 10 А. Значения 3,44 и 3,82 входят в диапазон.

Уставку «Размах РПН, %» принимаем 1, что соответствует реальному числу ступеней РПН – трансформатор без регулирования напряжения под нагрузкой.

Уставки «Группа ТТ ВН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в [19]. Выбираем группы ТТ ВН и НН. используем первый тип подключения защиты Y-11/ Y-0. Согласно паспорту устройства принимаем: «Группа ТТ ВН — 11» и «Группа ТТ НН — 0».

Выполним расчет уставок чувствительности.

Расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ \text{ РАСЧ.} *} = K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ} \quad (52)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент переходного режима;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности, принимаем 1;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, в соответствии с [20] принимается 0,1.

$\Delta U_{РПН}$ – принимает соответствующее значение при действии РПН.

$\Delta f_{ДОБАВ} = 0,04$ – по данным фирмы-изготовителя

$$I_{НБ РАСЧ.*} = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,0 + 0,04 = 0,24$$

Выбор уставки срабатывания

$$I_{01} / I_{баз} \geq K_{ОТС} I_{НБ РАСЧ.*} \quad (53)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки защиты, принимается 1,2.

$$1,2 \cdot 0,24 = 0,288$$

Диапазон уставки « $I_{01} / I_{баз}$ » выбирается из диапазона $(0,3 — 1,0) I_{БАЗ}$:
принимаем 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{СН.Т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ РАСЧ.*} \quad (54)$$

$$K_{СН.Т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,24 = 0,88$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{ТОРМ} = 100 I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ РАСЧ.*} / K_{СН.Т.}$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot 0,24 / 0,88 = 35 \%$$

Принимаем значение 35 %.

Принятое значение уставки второй точки излома, « $I_{т2}/I_{НОМ}$ »
 рекомендуемый диапазон уставки (1,0—2,0) $I_{НОМ}$: 2.

Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике $I_{\delta 2}/I_{\delta 1}$,
 рекомендуемый диапазон уставки (0,06—0,20): 0,15.

Далее выполним выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).
 Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН,
 $I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС} = 30200 \cdot 6,3 / 37 = 5142 \text{ А}$.

Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к
 номинальному току трансформатора (в относительных единицах):

$$I_{КЗ ВНЕШ. МАКС*} = I_{КЗ ВНЕШ. МАКС} / I_{НОМ. ВН} \quad (55)$$

$$I_{КЗ ВНЕШ. МАКС*} = 5148 / 413 = 12,46$$

Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{КЗ ВН.МАКС. *} \quad (56)$$

$$I_{НБ} = 1,5 (3 \cdot 0,1 + 0 + 0,04) 12,46 = 6,88 \text{ А}$$

Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса
 при внешнем КЗ выполняется по условию:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq I_{НБ}$$

$$\text{и } I_{диф} / I_{баз} \geq 6$$

Согласно условиям, принимаем значение 7 А.

диапазон уставки « $I_{диф}/I_{баз}$ » должен быть (4,0—30,0) $I_{БАЗ}$.

$$4,0 \cdot 3,82 = 15,28 \text{ А}$$

$$30,0 \cdot 3,82 = 114,6 \text{ А}$$

Увеличиваем значение уставки до 16 А.

Выбранная уставка 16 А входит в диапазон. Характеристику дифференциальной защиты приведем на рисунке 11.

Также рассмотрим резервные защиты трансформатора. Так как рассчитываемый трансформатор имеет односторонне питание, со стороны шин 35 кВ, принимаем в качестве резервной защиты многоступенчатую МТЗ. Первая ступень – МТО, действует без выдержки времени (0 сек.) на отключение трансформатора со всех сторон:

$$I_{МТО} = 1,1 I_{КЗ \max ВН} \quad (57)$$

$$I_{МТО} = 1,1 \cdot 8250 = 9075 \text{ А}$$

где 1,1 – отстройка от максимального тока внешнего КЗ на шинах 35 кВ трансформатора.

$$I_{МТО} = 6 \cdot I_{ВНном} \quad (58)$$

$$I_{МТО} = 6 \cdot 413 = 2478 \text{ А}$$

где 6 – отстройка от броска тока намагничивания трансформатора ТЗ.

Из двух условий выбираем наибольшее: $I_{МТО} = 9075 \text{ А}$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{МТО}}{I_{\text{кз.мин}}^2} \quad (59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{9075}{2860 \cdot (\sqrt{3}/2)} = 3,64 > 1,5$$

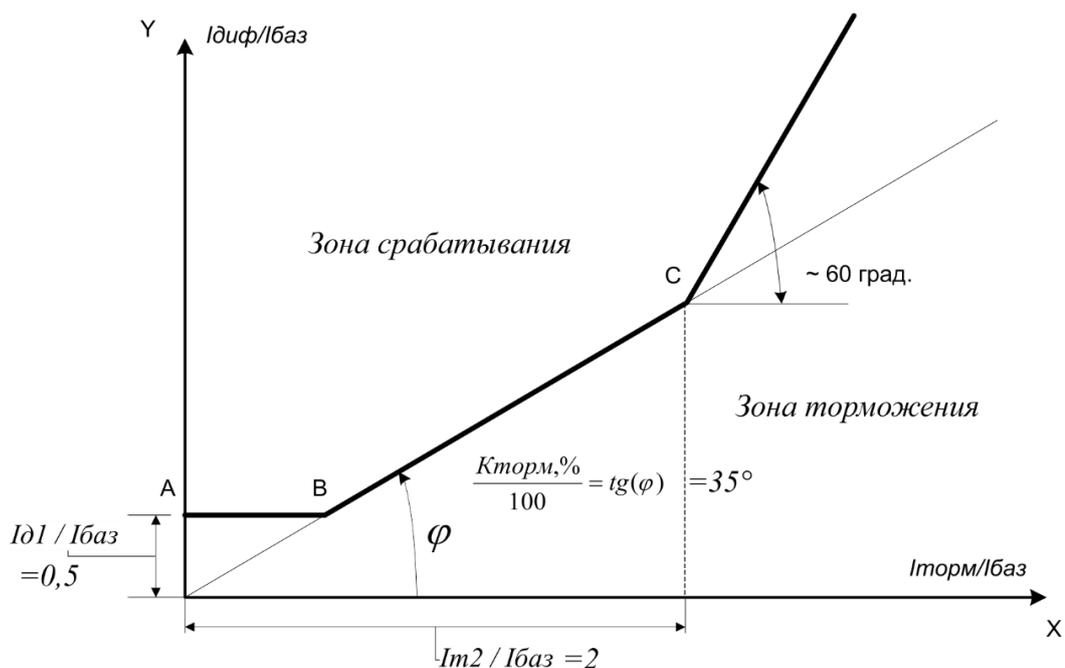


Рисунок 11 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты тра

Вторая ступень – МТЗ ВН, действует с выдержкой времени (2,4 сек.) на отключение трансформатора со всех сторон:

$$I_{MTЗ} = \frac{K_n \cdot K_{с.з}}{K_\phi} \cdot I_{рабМАХ} \quad (60)$$

$$I_{MTЗ} = \frac{1.1 \cdot 2}{0.95} \cdot 413 = 869 \text{ A}$$

– вторая ступень МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки трансформатора, с учетом того, что в предаварийном режиме на двухтрансформаторной ПС оба трансформатора загружены на 70% и при отключении одного из них по АВР произойдет наброс нагрузки на второй трансформатор.

$$K_\phi = \frac{I_{кз.мин}^2}{I_{MTЗ}^2} \quad (61)$$

$$K_q = \frac{2860 \cdot (\sqrt{3}/2)}{869} = 3,2 > 1,5$$

Третья ступень – защита от перегрузки, действует с выдержкой времени (9 сек.) на предупредительный сигнал:

$$I_{3П} = \frac{K_n}{K_g} \cdot I_{рабМАХ} \quad (62)$$

$$I_{3П} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 413 = 522 \text{ А}$$

Выводы по разделу 2

В разделе были проверены существующие трансформаторы по мощности как блочные для электростанции, а также при возможности передачи мощности на низкую сторону. Существующие трансформаторы 3хТРДНС 25000/35 проходят по всем условиям.

Выбор сечений кабельных питающих кабельных линий и линий присоединений определялся по экономической плотности тока. На высокой стороне подстанции выбраны провода АС 240/39, присоединений выполняются кабельными линиями АПаПг 6х(1х240) и ААПлу 3х120. Сечение менее 120 мм² использовать нельзя из-за существенной величины токов КЗ. В результате расчетов токов КЗ определены величины периодической, аperiodической составляющей полного тока, а также ударного тока и теплового импульса от генераторов и системы. Установлено, что на низкой стороне ток КЗ может достигать 37 кА, что требует установку коммутационного оборудования в некоторых местах с повышенной стойкостью к токам КЗ.

Были выбраны на напряжение 35 кВ элегазовые выключатели ВГБ-35-20/630, которые устанавливаются на присоединениях линий и трансформаторов.

На напряжение 6 кВ выбраны выключатели ВВЭ-10-31,5/1600 на присоединение генераторов и вводные во ВРУ, и выключатели ВВЭ-10-40/1600 (630) для присоединений. Ток КЗ на присоединениях максимальный так как возможен проход одновременно составляющей и от системы и от генераторов.

Также была выбрана прочая аппаратура, которая в случае осмотра и положительных тестов может быть оставлена для функционирования: разъединители РДЗ-2-35/1000 У1, трансформаторы тока ТЛК-10-М с различным током первичных обмоток: от 100 до 2000 А, трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95-УХЛ2.

Предполагаем терминал релейной защиты подстанции типа защиты «Сириус-Т». Рассчитаны дифференциальная защита трансформатора и максимальная токовая защита. На присоединениях применяется действие МТЗ в соцветии с выбранной величиной уставок селективности.

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

Выполним анализ опасных факторов, которые возможны [21-24]:

- возможность быть пораженным током от незаземленных проводящих конструкций;
- возможность быть пораженным током от конструкций, не проводящим ток при нормальной эксплуатации;
- подверженность излучению электромагнитного поля;
- возможность попасть под действие тока при использовании ручного электроинструмента, находящегося в неисправном состоянии;
- возможность удара током при растекании потенциала после короткого замыкания на землю;
- поражение от падения при проведении высотных работ;
- поражение током при выполнении переключений.
- прочие факторы.

Перечень следующих мероприятий позволит снизить воздействие вышеперечисленных факторов:

- работникам необходимо придерживаться правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок; необходимо контролировать знания и умения работников согласно регламента;
- установка заграждающих экранов при длительном воздействии электрических и электромагнитных полей. Как правило, в местах постоянного обслуживания электроустановок променяют экранирующие навесы и козырьки, экранирующие листы над переходами, листовые перфорированные экраны при работе на высоковольтных установках, в том числе и съемного переносного типа;

- выполнение дополнительного временного заземления;
- соблюдение расстояний между токоведущими элементами;
- мгновенное автоматическое отключение частей электрического оборудования, оказавшегося под напряжением в аварийной ситуации, либо фаз сети;
- выравнивание потенциалов;
- использование силовых трансформаторов, гальванически разделяющих сеть;
- использование неопасного напряжения до 42 В переменного напряжения и до 110 В постоянного напряжения;
- обязательное использование сигнализирующих плакатов и вывесок, которые указывают на опасность и работу человека;
- огнебезопасность установок, в которых применяются электрические аппараты, содержащие масло;
- применение всех норм техники безопасности при ведении работ.

Экологичность проекта обеспечивается соблюдением нормативных документов при эксплуатации оборудования.

3.2 Расчёт контура заземления ПС-6/35 кВ «Турбинная»

1. В соответствии с ПУЭ [1] устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых [25,26].

2. Сопротивление искусственного заземлителя с учетом естественного, включенного параллельно:

$$R_u = (R_e \cdot R_3) / (R_e + R_3), \quad (63)$$

где R_3 – допустимое сопротивление заземляющего устройства;

R_u – сопротивление искусственного заземлителя;

R_e – сопротивление естественного заземлителя.

3. Расчетное удельное сопротивление грунта:

$$r_{p.z} = r_{y\delta} K_{n.z}, \quad (64)$$

$$r_{p.в} = r_{y\delta} K_{n.в}, \quad (65)$$

где $\rho_{y\delta}$ – удельное сопротивление грунта;

$K_{n.z}$ и $K_{n.в}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

4. Сопротивление растеканию потенциала:

$$R_{o.o} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (66)$$

где l – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – заглубления электрода до средней его точки, м;

5. Число вертикальных заземлителей

$$N = \frac{R_{o.в.э}}{K_{и.в} \cdot R_{и.}}, \quad (67)$$

где $R_{o.в.э}$ – сопротивление растеканию потенциала;

$R_{и.}$ – сопротивление искусственного заземлителя.

6. Сопротивление растеканию потенциала горизонтальных электродов

$$R_{p.z.э} = \frac{R_{z.э}}{K_{u.z.э}}, \dots\dots\dots (68)$$

где $R_{z.э}$ – рассчитывается по выражению:

$$R_{z.э} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \dots\dots\dots (69)$$

где l – длина полосы;

b – ширина полосы;

t – глубина заложения электрода.

7. Уточняют сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов

$$R_{в.э} = \frac{R_{p.z.э} \cdot R_u}{R_{p.z.э} - R_u} (70)$$

8. Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{u.в.э} \cdot R_{в.э}} \dots\dots\dots (71)$$

9. Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей [27-29].

Согласно приведенному алгоритму, выполним расчет.

1. Сопротивление заземляющего устройства менее 0,5 Ом. Удельное сопротивление $\rho=100$ Ом·м.

2. Считаем сопротивление естественных заземлителей несущественным. Тогда $R_H=0,5$ Ом.

3. Принимаем коэффициенты и определяем:

$$K_{n.z.} = 4,5 \text{ и } K_{n.e.} = 1,5$$

$$r_{p.z.} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом}$$

$$r_{p.e.} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}$$

4. Электродом примем стержень из стали диаметром 1,2 см, длиной 500 см. Закапываем их на 80 см от поверхности.

Тогда

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = H + l / 2 = 0,8 + 10 / 2 = 5,8 \text{ м.}$$

$$L = 10 \text{ м}$$

$$d = 14 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

$$R_{об.э} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left(\ln \frac{2 \cdot 10}{14 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 5,8 + 10}{4 \cdot 5,8 - 10} \right) = 18,5 \text{ Ом}$$

5. Примерное число стержней при $K_{u.e.} = 0,3$.

$$N = \frac{18,5}{0,5 \cdot 0,3} = 124$$

6. На подстанции выполняем сетку из стальных полос сечением 40x4 мм² на глубине 80 см.

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = 0,802 \text{ м.}$$

$$L = 1755 \text{ м}$$

$$b = 0,04 \text{ м.}$$

$$R_{2,э} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 1755} \ln \frac{2 \cdot 1755}{0,04 \cdot 0,802} = 0,78 \text{ Ом}$$

7. Тогда общее сопротивление стержней должно быть:

$$R_{\text{с.э}} = \frac{0,78 \cdot 0,5}{0,78 - 0,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

8. А их количество:

$$N = \frac{18,5}{0,3 \cdot 1,4} = 45$$

Выводы по разделу 3

В разделе был выполнен анализ опасных факторов на подстанции, и разработан краткий перечень мероприятий, позволяющий их снизить. Основным вредным и опасным фактором на подстанции является повышенное напряжение.

Также на подстанции выполнен расчет контура заземления.

Заключение

В работе выполнена реконструкция электрической части подстанции 6/35 кВ «Турбинная». В результате анализа было определено, что наиболее существенной проблемой на подстанции являются устаревшие масляные выключатели и прочее изношенное оборудование.

Для решения задач реконструкции прежде всего был выполнен расчет электрических нагрузок. Были рассмотрены режимы как генерации мощности в сеть, так и питания имеющихся потребителей 6 кВ. На подстанции установлены три генератора: 12 МВт, 12 МВт и 15,4 МВт. В результате расчета нагрузок установлено, что наибольшая мощность, которая может отдаваться электростанцией, составляет 24,5 МВт. Максимальная потребляемая мощность всеми фидерами составляет 14,8 МВт.

Были проверены существующие трансформаторы по мощности как блочные для электростанции, а также при возможности передачи мощности на низкую сторону. Существующие трансформаторы 3хТРДНС 25000/35 проходят по всем условиям. Для трансформаторов предполагается выведение в капитальный ремонт, полная замена может быть произведена лишь при подробном осмотре на основании экспертизы соответствующей комиссии.

Выбор сечений кабельных питающих кабельных линий и линий присоединений определялся по экономической плотности тока. На высокой стороне подстанции выбраны провода АС 240/39, присоединений выполняются кабельными линиями АПаПг 6х(1х240) и ААПлу 3х120. Сечение менее 120 мм² использовать нельзя из-за существенной величины токов КЗ.

В результате расчетов токов КЗ определены величины периодической, аperiodической составляющей полного тока, а также ударного тока и теплового импульса от генераторов и системы. Установлено, что на низкой стороне ток КЗ может достигать 37 кА, что требует установку

коммутационного оборудования в некоторых местах с повышенной стойкостью к токам КЗ

Были выбраны на напряжение 35 кВ элегазовые выключатели ВГБ-35-20/630, которые устанавливаются на присоединениях линий и трансформаторов. На напряжение 6 кВ выбраны выключатели ВВЭ-10-31,5/1600 на присоединение генераторов и вводные во ВРУ, и выключатели ВВЭ-10-40/1600 (630) для присоединений. Ток КЗ на присоединениях максимальный так как возможен проход одновременно составляющей и от системы, и от генераторов.

Также была выбрана прочая аппаратура, которая в случае осмотра и положительных тестов может быть оставлена для функционирования: разъединители РДЗ-2-35/1000 У1, трансформаторы тока ТЛК-10-М с различным током первичных обмоток: от 100 до 2000 А, трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95-УХЛ2.

Предполагаем терминал релейной защиты подстанции типа защиты «Сириус-Т». Рассчитаны дифференциальная защита трансформатора и максимальная токовая защита. На присоединениях применяется действие МТЗ в соцветии с выбранной величиной уставок селективности.

Был выполнен анализ опасных факторов на подстанции, и разработан краткий перечень мероприятий, позволяющий их снизить. Основным вредным и опасным фактором на подстанции является повышенное напряжение.

Также на подстанции выполнен расчет контура заземления.

Список используемой литературы

1. Правила устройства электроустановок: все действующие разд. 6 и 7 изд. с изм. и доп. По состоянию на 1 июля 2010 г. М.: КноРус, 2010. 487 с.

2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.- М.: Изд-во НЦЭНАС, 2007. - 304 с.URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294844/4294844976.pdf>(дата обращения: 19.04.2021).

3.СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения // ОАО «ФСК ЕЭС». 2007. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 19.04.2021).

4.СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ ПС 35-750 кВ. Стандарт организации // ОАО «ФСК ЕЭС». 2010. 16 июля 2010. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 19.04.2021).

5.Федеральный закон от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике"URL:<https://rg.ru/2008/08/26/elektroenergetika-dok.html>(дата обращения: 19.04.2021).

6.ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: «Стандартинформ», 2014. 19 с.

7.ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки. Введ. 1985-07-01. М.: «Стандартинформ», 2009. 38 с.

8. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. для сред. проф. образований. М. : Издательский центр «Академия», 2004. 448 с.
9. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: НЦ Энас, 2006.
10. Рожкова Лениза Дмитриевна. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 2-е изд., стер. - М. : Академия, 2005. - 448 с.
11. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжений. Справочник: учеб. пособие. М. : ИД "ФОРУМ" : Инфра-М. 2008. 479 с.
- 12.Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А. и др. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – 2-е изд., стер.– М.: Издательский центр «Академия», 2006.
- 13.Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153–34.0–20.527–98/Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2002
14. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И. П. Крючков [и др.] ; ред. И. П. Крючков. - Москва : Издат. дом МЭИ, 2012. - 567 с. - Библиогр.: с. 566-567
- 15.Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов/Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. - М.: Издательство МЭИ, 2004.
16. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебное пособие / Под. ред А.Ф. Федорова – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 296 с., ил.
17. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 4-е изд. перераб и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.: ил.
- 18.Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1985. – 390с.

19. В.А. Попик Дифференциальная защита понижающих трансформаторов (примеры расчета). Методические указания. – Братск: 2004. – 32с.
20. Релейная защита систем электроснабжения: Методические указания по выполнению курсовой работы – Составители: Попик В.А., Громова Т.Н. – Братск, ГОУ ВПО «БрГУ», 2006. - 86 с.
21. Межотраслевые правила по охране труда по эксплуатации электротехнических установок.- М.: НЦ ЭНАЦ, 2001.- 216 с.
22. Арустамов Э.А. и др. Безопасность жизнедеятельности.– М.: Дашков и К, 2007.
23. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Высшая школа, 2007.
24. Девисилов В.А. Охрана труда. – М.: Форум, 2006.
25. Дьяков В.Б. “Типовые расчёты по электрооборудованию”.-М.: Высшая школа, 1991г.
26. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов/ Под ред. Блока В. М. - М.: Высшая школа, 1990. - 308 с.
27. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
28. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
29. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудованию / сост. П. И. Анастасиев и др.; под ред. Ю. Г. Барыбина и др.
30. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 p.

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

32. Bogdanov D., Farfan J., Sadovskaia K., Aghahosseini A., Child M., Gulagi A., Oyewo A.S., de Souza Noel Simas Barbosa L., Breyer C. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps // Nature Communications. 2019, №10 (1), p.p. 1077-1080.

33. Khan S. Industrial power systems / S. Khan, S. Khan, G. Ahmed. – Boca Raton: CRC Press, 2016.

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

35. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712c