

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электротехнический
 Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

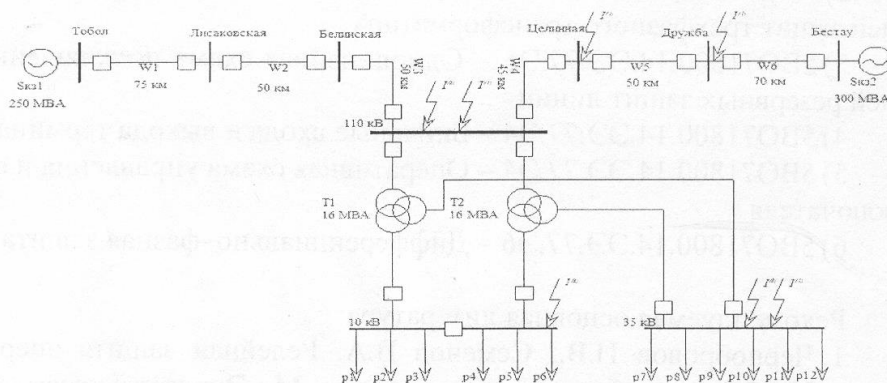
Студент Батыршин Рушат Ринатович
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции «Смайловка»
110/35/10 кВ, АО «Костанайэнерго»

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы «__» _____ 20__ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 16 \text{ МВА}$.

Мощности систем: $S_{КЭС1} = 250 \text{ МВА}$,

$S_{КЭС2} = 300 \text{ МВА}$,

Параметры линии:

| Линия | Длина, км | Мощность на линии, МВА |
|-------|-----------|------------------------|
| W1 | 75 | 30 |
| W2 | 50 | 40 |
| W3 | 50 | 50 |
| W4 | 45 | 25 |
| W5 | 50 | 35 |
| W6 | 70 | 45 |

Отмечены точки КЗ:

- К1 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне ВН (110 кВ);
- К2 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне СН (35 кВ);
- К3 – трёхфазное КЗ на стороне НН (10 кВ);
- К4 – однофазное КЗ на ПС Целинная (110 кВ);
- К5 – однофазное на ПС Дружба (110 кВ).

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Выбор схемы распределительных устройств
- 2) Расчет токов короткого замыкания
- 3) Выбор электрического оборудования
- 4) Проектирование релейной защиты автотрансформатора
- 5) Проектирование релейной защиты линии 110 кВ
- 6) Технично-экономическое обоснование
- 7) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Смайловка» 110/35/10 кВ
- 2) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трехфазного трансформатора
- 3) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей резервных защит линии
- 4) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э4 – Бинарные входа и выхода терминала
- 5) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э4 – Оперативная схема управления и автоматики выключателя
- 6) 5В071800.14.ЭЭ.77.Э6 – Дифференциально-фазная защита линии

Рекомендуемая основная литература:

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты. –М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Сроки | Подпись |
|---------------------|--------------|------------------|---------|
| БЖД | Санатова МС. | 1.04 - 30.05.14 | Медв. |
| Экономическая часть | Валеева Л.В. | 20.04 - 03.06.14 | Лев. |
| Конт и Волтехи | Басманов | 2008 | |
| | | | |

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

| № п/п | Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления руководителю | Примечание |
|-------|---|----------------------------------|------------|
| 1 | Разработка главной схемы подстанции | 02.02.2014 | Выполнено |
| 2 | Расчет токов короткого замыкания | 18.02.2014 | Выполнено |
| 3 | Выбор электрического оборудования | 6.03.2014 | Выполнено |
| 4 | Проектирование релейной защиты трансформатора | 28.03.2014 | Выполнено |
| 5 | Проектирование релейной защиты линии 110 кВ | 05.04.2014 | Выполнено |
| 6 | Специальная часть „Автоматическое повторное включение“ | 15.04.2014 | Выполнено |
| 7 | Экономическая часть | 03.05.2014 | Выполнено |
| 8 | Б.И.Д | 15.05.2014 | Выполнено |
| 9 | Графическая часть | 25.05.2014 | Выполнено |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (подпись) _____ (Бакенов К.А.)
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (подпись) _____ (Чернышев К. А.)
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (подпись) _____ (Батыришин Р. Р.)
(Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бітіру жұмысы «кернеулігі 110/35/10 кВ «Смайловка» қосалқы стансаның релелік қорғанысын есептеу» тақырыбы бойынша орындалған. Жұмыста қосалқы стансаның принципалдық сұлбасы, трансформатордың қуаты және күштік қондырғылары таңдалынған. Қосалқы стансаның элементтері мен 110 кВ кернеу жағындағы желілерге релелік қорғаныс және автоматты құрылғы бойынша есептеу жасалынған. Сызбалық бөлімдер бітіру жұмысының басты бағытын дәлелдейді.

Бітіру жұмысының экономикалық бөлімінде қосалқы стансасының қайта құрудың экономикалық бағасы жасалынған. Және өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

Выпускная работа выполнена на тему «Расчёт релейной защиты подстанции «Смайловка» 110/35/10 кВ». В работе приведены принципиальная схема подстанции, мощность трансформатора и выбрано силовое оборудование. Выполнен расчет по релейной защите и автоматике элементов подстанции и линий со стороны 110 кВ. Выполнены графические части, подтверждающие основные направления выпускной работы.

В экономической части выпускной работы произведена экономическая оценка реконструкции подстанции.

В разделе безопасность жизнедеятельности (БЖД) произведен анализ по безопасности жизнедеятельности, расчет системы пожаротушения и защитного заземления.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of Kostanai region «Smailovka» substation.

There are equivalent circuits projected and power and commutation equipment is chosen, as well as relay protection equipment.

Also graphic items are represented, which serve the proof of work's main directions.

Moreover, consideration is given to aspects of economic research and safety at work places.

Содержание

| | |
|---|-----|
| Перечень сокращений и обозначений | 7 |
| Введение | 8 |
| 1 Исходные данные к дипломному проекту | 9 |
| 2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции | 11 |
| 2.1 Общие положения | 11 |
| 2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции | 11 |
| 2.3 Выбор схемы распределительных устройств подстанции | 12 |
| 2.4 Расчет токов короткого замыкания | 19 |
| 2.5 Выбор электрических аппаратов | 20 |
| 3 Релейная защита трансформатора подстанции | 30 |
| 3.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора | 31 |
| 3.2 Релейная защита линии 110 кВ | 45 |
| 4. Автоматическое повторное включение | 63 |
| 4.1 Настройка параметров | 67 |
| 5 Бизнес план строительства подстанции «Смайловка 110/35/10 кВ» | 77 |
| 5.1 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП | 79 |
| 5.2 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций | 84 |
| 6 Безопасность жизнедеятельности | 87 |
| 6.1 Анализ условий труда подстанции | 87 |
| 6.2 Система автоматического пожаротушения | 88 |
| 6.3 Расчет заземляющего устройства | 90 |
| Заключение | 98 |
| Список использованной литературы | 99 |
| Приложение А. Расчет токов КЗ на программе ElectronicsWorkbench | 101 |

Перечень сокращений и обозначений

| | |
|------|---|
| АВР | – автоматическое включение резерва; |
| АПВ | – автоматическое повторное включение; |
| ВЛ | – воздушная линия; |
| ВН | – высокое напряжение; |
| ВЧ | – высокая частота; |
| ГЗ | – газовая защита; |
| ГТС | – газотурбинная станция; |
| ДФЗ | – дифференциально-фазная защита; |
| КЗ | – короткое замыкание; |
| ЛЭП | – линия электропередач; |
| МТЗ | – максимальная токовая защита; |
| МЭС | – межсистемные электрические сети; |
| НН | – низкое напряжение; |
| ОПН | – ограничитель перенапряжения; |
| ОРУ | – открытое распределительное устройство; |
| ПС | – подстанция; |
| ПУЭ | – правила устройства электроустановок; |
| РЗ | – релейная защита; |
| РПН | – регулирование под нагрузкой; |
| РУ | – распределительное устройство; |
| РЭК | – региональная электросетевая компания; |
| СД | – синхронный двигатель; |
| СН | – среднее напряжение; |
| с.н. | – собственные нужды; |
| ТЗНП | – токовая защита нулевой последовательности; |
| ТЗОП | – токовая защита обратной последовательности; |
| ТОО | – товарищество с ограниченной ответственностью; |
| ТТ | – трансформатор тока; |
| ТЭО | – технико – экономическое обоснование; |
| ТЭЦ | – теплоэлектроцентраль; |
| УРОВ | – устройство резервирования отказа выключателя; |
| ЭДС | – электродвижущая сила; |
| IRR | – норма прибыли инвестиционного проекта; |
| NPV | – чистый приведенный доход; |
| PP | – срок окупаемости инвестиций. |

Введение

Подстанция «Смайловка» 110/35/10 кВ АО «Костанайэнерго» на напряжении 110 кВ осуществляет связь между двумя энергосистемами, на напряжении 35 кВ подстанция, что стоит отметить, питает 6 потребителей. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются местные потребители.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

1) Выбор главной схемы электрических соединений подстанции и выбор электрооборудования.

2) Разработка релейной защиты элементов подстанции.

3) Разработка релейной защиты питающих линий 110 кВ.

4) В специальной части рассмотрено устройство автоматического повторного включения.

5) В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены следующие вопросы:

а) анализ поражения током в электрических сетях;

б) разработка системы пожаротушения;

в) разработка заземляющего устройства.

6) В разделе «Экономика» рассмотрена экономическая и финансовая эффективность инвестиций в реконструкцию подстанции Смайловка, срок окупаемости, а так же показаны издержки.

Требования выбора главной схемы электрических соединений и устройств релейной защиты вызывают необходимость точно охарактеризовать данную сеть. Принимается, что рассматриваемая транзитная подстанция имеет резерв по передаваемой мощности, а в перспективе - увеличение объема передаваемой электроэнергии как на стороне высокого, так и на стороне среднего напряжения. Потребители сети напряжением 110 кВ характеризуются наличием всех категорий электроприёмников, стоит отметить, что кратковременное нарушение электропитания потребителей не приводит к нарушениям технологического процесса, что в свою очередь позволяет применять в указанной сети релейные защиты с относительной селективностью.

Расчёт дистанционных и токовых защит линий 110 кВ произведён для цифрового терминала Siemens.

В ходе выполнения дипломной работы для расчетов токов КЗ был применен программный комплекс «Electronics Workbench», так же для выполнения рисунков, графиков и чертежей – Autocad, Kompas LTD V12; для расчетов – Mathcad, Microsoft Excel 2010; для проверки трансформаторов тока – программа «Справочник персонала РЗА» Кулешова В.П.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Смайловка» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

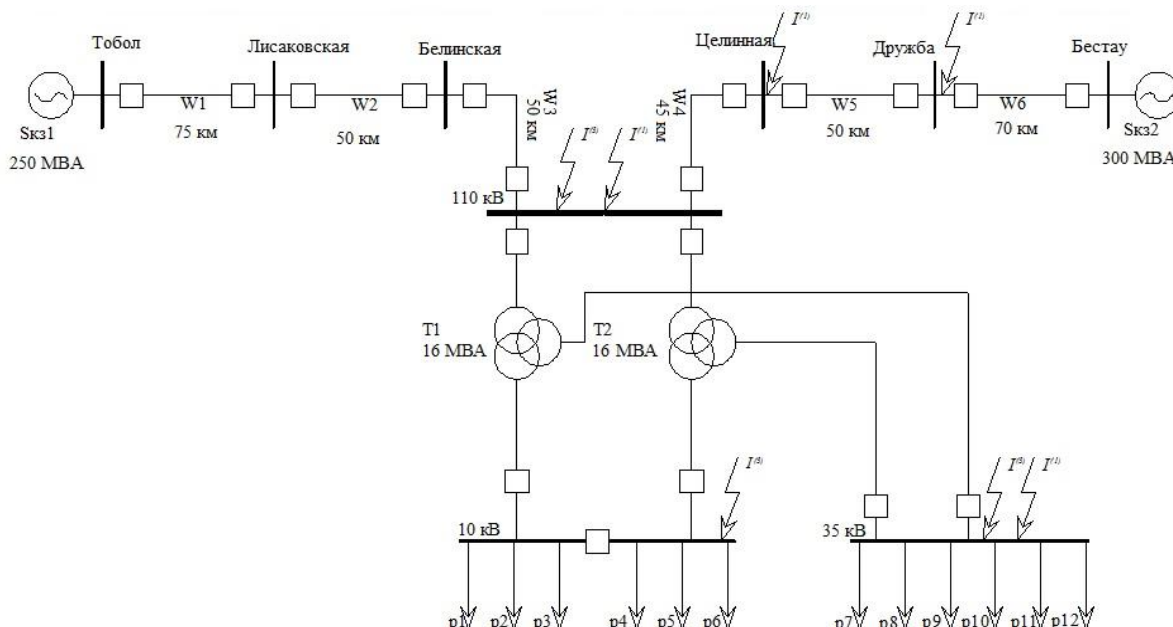


Рисунок 1.1 – Схема подстанции «Смайловка» 110/35/10 кВ

Таблица 1.1– Исходные данные ЛЭП и системы

| № ЛЭП | Длина линий, км | Марка провода | $X_{1уд.}$, Ом/км | $R_{1уд.}$, Ом/км | X_0 , Ом/км |
|-------|-----------------|---------------|--------------------|--------------------|---------------|
| W1 | 75 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |
| W2 | 50 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |
| W3 | 50 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |
| W4 | 45 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |
| W5 | 50 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |
| W6 | 70 | АС-120 | 0,4 | 0,249 | 0,427 |

Таблица 1.2 – Данные потребителей на 10 кВ

| Потребитель | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|
| Нагрузка, МВт | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 |

Таблица 1.3 – Данные потребителей на 35кВ

| Потребитель | P7 | P8 | P9 | P10 | P11 | P12 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|
| Нагрузка, МВт | 2,91 | 2,91 | 2,91 | 2,91 | 2,91 | 2,91 |

Таблица 1.4 – Мощности систем

| $S_{КЗС1}$, МВА | $S_{КЗС2}$, МВА |
|------------------|------------------|
| 250 | 300 |

Таблица 1.5–Номинальные параметры автотрансформатора ТДТН-16000/110

| $S_{НОМ}$, МВА | Напряжение обмотки, кВ | | | Потери, кВт | | Uк, % | | | I_{xx} , % |
|-----------------|------------------------|------|----|-------------|-----|-------|-------|-------|--------------|
| | ВН | СН | НН | P_{xx} | КЗ | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | |
| 16 | 115 | 38,5 | 11 | 21 | 100 | 10,5 | 17,5 | 6,5 | 0,8 |

Условия выбора трансформатора $S_{НОМ} \geq 0,7 S_{нагр}$.

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Главной схемой электрических соединений подстанции называется совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними.

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части подстанции. От главной схемы зависят:

- а) надежность передачи мощности;
- б) капитальные вложения;
- в) эксплуатационные издержки (включая потери электроэнергии);
- г) возможность ремонта электроустановок;
- д) удобство техобслуживания и безопасность персонала;
- е) рациональность размещения оборудования, возможности дальнейшего развития подстанции;
- ж) гибкость коммутации при восстановлении функционирования после аварии.

Проектирование главной схемы подстанции осуществляется в ходе выполнения следующих процедур:

- а) выбора принципиальной схемы;
- б) выбора схем электрических соединений РУ всех напряжений;
- в) выбора электрооборудования;
- г) выбора схемы резервирования питания собственных нужд.

2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов. При выборе числа трансформаторов должны быть учтены требования надёжности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей с учётом особенностей проектируемой подстанции и требования ограничения токов КЗ.

Число трансформаторов определяется требованиями надёжности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора. Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное

электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции выбирается по условию:

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max}} \quad (2.1)$$

Трансформаторы и с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными, при наличии РУ трёх напряжений, если среднее напряжение 110 кВ и выше, целесообразно использование автотрансформаторов.

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих раздельно, обеспечивает надежность систем электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов производят по их нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полной мощностью $S_{\text{нб}}$, передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора.

В данном проекте выбираются два трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН-16000/110-У1 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 16 МВ·А).

2.3 Выбор схемы распределительных устройств подстанции

Схемы распределительных устройств подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- а) обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции, в соответствии с категориями электроприёмников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным линиям электропередачи (ЛЭП) в нормальном и послеаварийном режимах;
- б) учитывать перспективу развития подстанции;
- в) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и

эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы распределительных устройств должны предусматривать вывод выключателей в ремонт, осуществляемый:

а) для всех схем распределительных устройств напряжением 6...35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем распределительных устройств напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путём временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

б) для мостиковых схем распределительных устройств напряжением 35...220 кВ – путём применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

в) для схем со сборными шинами распределительные устройства напряжением 110, 220 кВ – путём применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

г) для схем распределительных устройств напряжением 6...220 кВ – путём установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схем с выкатными выключателями, КРУЭ);

д) для схем распределительных устройств напряжением 330...500 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110, 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах распределительного устройства одного напряжения должно быть не более:

а) при повреждении линии – двух;

б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех.

Выбор электрической схемы РУ 110 кВ.

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей – минимальное. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили большое распространение на подстанциях.

В качестве РУ ВН рассматриваются схемы мостика (рисунок 2.1) и схема четырехугольника (рисунок 2.2).

Вариант схемы мостика.

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин. Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 110 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения, какого элемента больше. Вероятность повреждения протяженной линии 110 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, поэтому выключатели устанавливаются со стороны линии.

Вариант 1 (рисунок 2.1).

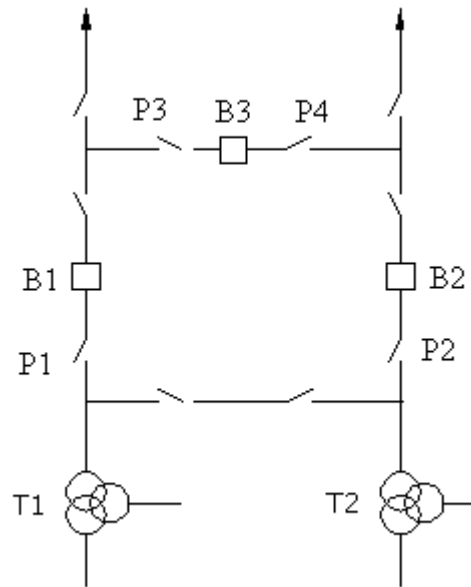


Рисунок 2.1 – Схема мостика РУ ВН

Вариант 2 (рисунок 2.2).

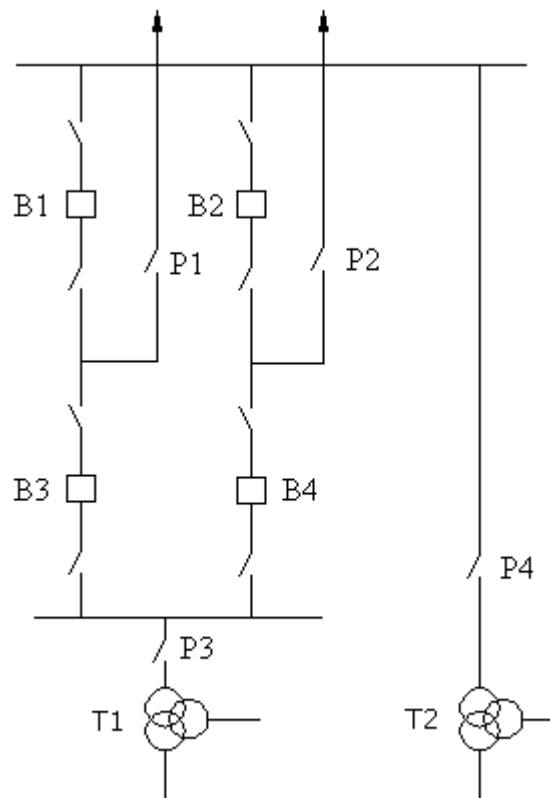


Рисунок 2.2 – Схема четырехугольника РУ ВН

В схеме для четырех присоединений устанавливается три выключателя. Нормально выключатель ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии Л1 отключается выключатель В1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 6 кВ и выключатели В1 и ВЗ. В этом случае линия Л1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения В1 и ВЗ и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель Р1 и включают В1 ВЗ, восстанавливая работу линии Л1. Основным достоинством схемы является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота.

Вариант схемы четырехугольника.

Схема четырехугольника относится к схеме кольцевого типа. Особенности схем кольцевого типа заключаются в следующем:

1) схема представляет собой кольцо или несколько связанных между собой колец с ответвлениями к источникам энергии и нагрузкам;

отключение каждой ветви (каждого присоединения) производится двумя и даже тремя выключателями;

3) отключение любого выключателя для ремонта не нарушает работы ветвей, хотя нормальное состояние схемы при этом нарушается;

4) при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ и отказах выключателей отключение всего устройства практически исключено;

5) разъединители используются только по своему прямому назначению для изоляции поврежденных частей РУ.

Сборные шины (этот термин следует понимать здесь условно) замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений. На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители.

Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденную ветвь следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым. Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений.

На рисунке 2.2 представлена схема четырехугольника или как его еще называют квадрата. Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью.

Как было сказано выше, надежность схемы значительно снижается в

режиме разомкнутого кольца, поэтому после отключения релейной защитой линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и включить отключившиеся выключатели. Например, при устойчивом повреждении линия Л1 будет отключена выключателями В1 и В2. Необходимо отключить разъединитель Р1, а затем включить В1 и В2. Разъединители Р1-Р4 могут быть снабжены дистанционным приводом, что позволит полностью автоматизировать схему. Возможна установка в этих цепях отделителей.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико. К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии В1 в цепи В2 ток возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Таким образом, по результатам сопоставления вариантов схема мостика является наиболее простой и недорогой. Схема четырехугольника имеет на один выключатель больше и является более дорогой.

Выбранный вариант схемы РУ ВН - схема мостика

Выбор электрической схемы РУ 35 кВ.

Число присоединений равно пяти (два трансформатора, три линии 35кВ).

В качестве РУ среднего напряжения конкурирующими являются следующие схемы:

1) Одиноконтактная секционированная система сборных шин (ОССШ), приведенная на рисунке 1.3;

2) Одиноконтактная секционированная система сборных шин с обходной системой шин (рисунок 1.4).

Рассмотрение первого варианта (ОССШ без обходной системы шин). В данной схеме применяются шунтирующие разъединители Р1 и Р2, назначение которых заключается в шунтировании выводимых в ремонт выключателей Q1 и Q2.

Преимущества использования шунтирующего разъединителя:

- повышения надежности снабжения потребителей электроэнергией;
- при отсутствии разъединителя Р1 и при выведенном в ремонт выключателе Q1, секция получает питание от трансформатора Т2. При возникновении КЗ на секции 35 кВ перед секционным выключателем теряется часть потребителей.

Недостатки использования шунтирующего разъединителя:

- если происходит КЗ на секции шин перед секционным выключателем в момент, когда Q1 зашунтирован то отключается трансформатор Т1 от РЗ со всех сторон. Питание всей подстанции остается на трансформаторе Т2.

- если КЗ после секционного выключателя, теряются все потребители

(зашунтирован Q1).

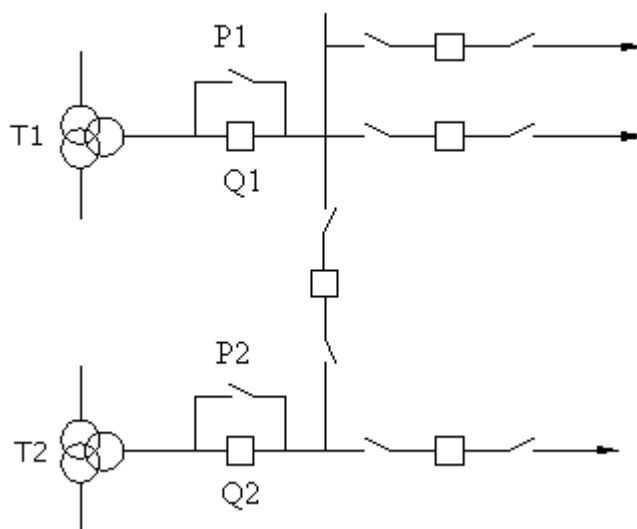


Рисунок 2.3 – Схема одиночной секционированной системы сборных шин

Рассмотрение второго варианта с обходной системы шин (ОССШ). Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин (рисунок 2.3) служит для создания условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы, применяется при напряжении 35 кВ и выше. Время ремонта выключателя на стороне 35 кВ не велико, к тому же есть резерв по стороне 35 кВ, но данная схема связана с увеличением затрат на обходную шину, обходной выключатель и разъединители.

Эта схема рекомендована к применению на стороне СН при $U_{СН}=35$ кВ и числе присоединений 12 и более. Ее выбор связан с увеличением затрат на сооружение, а также с увеличением вероятности аварии из-за неправильного действия обслуживающего персонала (из-за большого количества переключений).

На основании выше сказанного для РУ 35 кВ не применяется схема с обходной системой шин. Поэтому следует отказаться от данного варианта. Выбирается ОССШ без обходной системы шин.

Выбор схемы РУ 10 кВ.

Выбираем схему с одной системой сборных шин

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- Простота;
- Наглядность;
- Экономичность;
- Достаточно высокая надежность.

Однако данная схема обладает и рядом недостатков.

При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

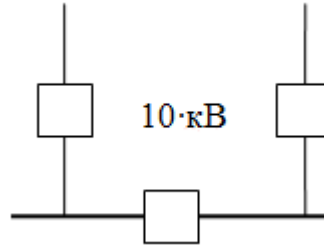


Рисунок 2.4 - Схема РУ НН

Выбор схемы питания собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются на стороне низкого напряжения и получают питание от понижающих трансформаторов.

Выбор схем собственных нужд электроустановок производится с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд со скрытым резервом. Так как на проектируемой подстанции предполагается наличие независимого источника оперативного тока (аккумуляторной батареи) трансформаторы собственных нужд подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

Каждый трансформатор собственных нужд выбирается по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей.

Максимальная нагрузка собственных нужд: $P_{\text{max,сн}}=350$ МВт; $\cos\varphi_{\text{ном}}=0,8$.
Полная максимальная мощность:

$$S_{\text{max,сн}} = P_{\text{max,сн}} / \cos\varphi_{\text{ном}} \quad (2.2)$$

$$S_{\text{max,сн}} = 350 / 0,8 = 437,5, \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираются два трансформатора типа ТМ-250/6У1 по [10, табл.3, стр.130] номинальной мощностью каждого 250 кВА.

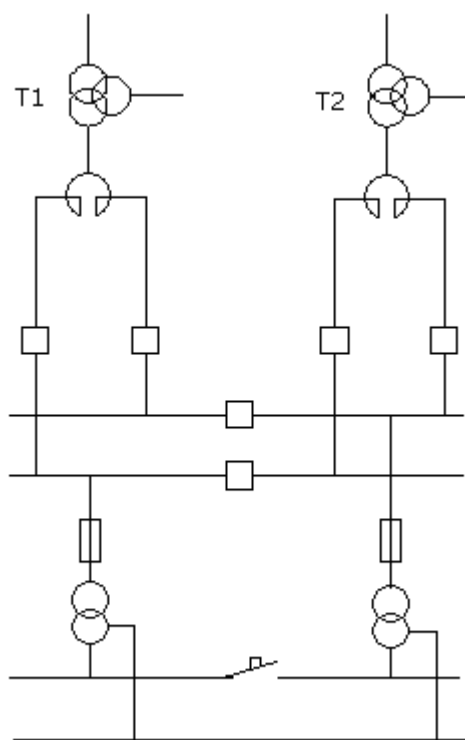


Рисунок 2.5 – Схема питания собственных нужд подстанции

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Общие положения.

Для выбора коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов и т. п., а также для расчета уставок срабатывания релейной защиты необходимо знать токи КЗ. Для выбора оборудования достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях и распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяется периодическая составляющая тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Расчет токов короткого замыкания ведется методом симметричных составляющих.

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения и рассчитываются ее параметры. Для этого все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями, а для источников питания, кроме того указываются значения ЭДС

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов и трансформаторов;

- не учитываются токи нагрузки;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно.
- значения прямой и обратной последовательностей приняты равными, т.е. трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз равными друг другу.

Расчет токов короткого замыкания.

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств.

Расчет сопротивлений элементов сети проведены в именованных единицах.

Результаты расчётов сведены в приложение А.

2.5 Выбор электрических аппаратов

Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- 1) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- 2) быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- 3) пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- 4) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- 5) легкость ревизии и осмотра контактов;
- 6) взрыво- и пожаробезопасность;
- 7) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{устном}} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}} \quad (2.4)$$

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}} \quad (2.5)$$

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п}} \quad (2.6)$$

$$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (2.7)$$

Для РУ 110 кВ рассмотрим несколько типов выключателей.
Выключатель типа 3AP1 DT фирмы SIEMENS.

Таблица 2.1 - Выбор выключателя 110 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|---|---|
| $U_{\text{ном}}$, кВ = 123 | $U_{\text{номсети}}$, кВ = 110 |
| $I_{\text{ном}}$, А = 2000 | $I_{\text{раб}}$, А = 117,7 |
| $I_{\text{дин}}$, кА = 100 | $I_{\text{уд}}$, кА = 2,96 |
| $I_{\text{отк}}$, кА = 40 | $I_{\text{п}}$, кА = 1,145 |
| $I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_{\text{к}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,435$ |

Выключатель типа 121PM фирмы АВВ.

Таблица 2.2 - Выбор выключателя 110 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|---|---|
| $U_{\text{ном}}$, кВ = 121 | $U_{\text{номсети}}$, кВ = 110 |
| $I_{\text{ном}}$, А = 2000 | $I_{\text{раб}}$, А = 117,7 |
| $I_{\text{дин}}$, кА = 120 | $I_{\text{уд}}$, кА = 2,96 |
| $I_{\text{отк}}$, кА = 40 | $I_{\text{п}}$, кА = 1,145 |
| $I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_{\text{к}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,435$ |

Выключатель типа DT1-123F1 фирмы АРЕВА.

Таблица 2.3 - Выбор выключателя 110 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|-----------------------------|---------------------------------|
| $U_{\text{ном}}$, кВ = 123 | $U_{\text{номсети}}$, кВ = 110 |
| $I_{\text{ном}}$, А = 3150 | $I_{\text{раб}}$, А = 117,7 |
| $I_{\text{дин}}$, кА = 100 | $I_{\text{уд}}$, кА = 2,96 |

Продолжение таблицы 2.3

| | |
|--|---|
| $I_{отк}, \text{кА} = 40$ | $I_n, \text{кА} = 1,145$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,435$ |

Я выбираю выключатель типа 3AP1 DT фирмы SIEMENS, так как преддипломную практику проходил в этой фирме.

Данный выключатель удовлетворяет всем условиям.

Для РУ 35 кВ рассмотрим несколько типов выключателей.

Выключатель типа 3AP1 DT (элегазовый) фирмы Siemens.

Таблица 2.4 - Выбор выключателя 35 кВ.

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 40,5$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1000$ | $I_{раб}, \text{А} = 369,4$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 100$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I_{отк}, \text{кА} = 25$ | $I_n, \text{кА} = 1,89$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1875$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Выключатель фирмы АВВ.

Таблица 2.5 - Выбор выключателя 35 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 35$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1000$ | $I_{раб}, \text{А} = 369,4$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 120$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I_{отк}, \text{кА} = 35$ | $I_n, \text{кА} = 1,89$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3675$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Выключатель фирмы AREVA

Таблица 2.6 - Выбор выключателя 35 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 38$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1200$ | $I_{раб}, \text{А} = 369,4$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 100$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I_{отк}, \text{кА} = 40$ | $I_n, \text{кА} = 1,89$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Из приведённых выключателей выбираем выключатель типа 3AP1 DT (элегазовый) фирмы Siemens.

В КРУ 10 кВ устанавливаем вакуумные выключатели фирмы SIEMENS типа 3AN1-4 (Таблица 1.7).

Таблица 2.7 - Выбор выключателя 10 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|--|---|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 12$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 10$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 800$ | $I_{раб}, \text{А} = 184,98$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 80$ | $I_{уд}, \text{кА} = 12,2$ |
| $I_{отк}, \text{кА} = 25$ | $I_n, \text{кА} = 4,75$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1920$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 14,25$ |

Выключатель фирмы Evolis.

Таблица 2.8 - Выбор выключателя 10 кВ

| Параметры выключателя | Расчетные значения |
|--|---|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 12$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 10$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1250$ | $I_{раб}, \text{А} = 184,98$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 80$ | $I_{уд}, \text{кА} = 12,2$ |
| $I_{отк}, \text{кА} = 25$ | $I_n, \text{кА} = 4,75$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1920$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 14,25$ |

Из приведённых выключателей выбираем выключатель типа 3AN1 фирмы Siemens, отличающиеся своей надёжностью.

Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{устном} \quad (2.8)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \quad (2.9)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \quad (2.10)$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (2.11)$$

Для РУ 110 кВ рассмотрим несколько типов разъединителей.

Разъединитель типа IEC – 129/694 фирмы SIEMENS.

Таблица 2.9 - Выбор разъединителей 110 кВ

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|---|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 123$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 110$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 2000$ | $I_{раб}, \text{А} = 117,7$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 100$ | $I_{уд}, \text{кА} = 2,96$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,435$ |

Разъединитель фирмы ALSTOM.

Таблица 2.10 - Выбор разъединителей 110 кВ

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|---|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 123$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 110$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1000$ | $I_{раб}, \text{А} = 117,7$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 40$ | $I_{уд}, \text{кА} = 2,96$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 3,435$ |

Выбираем разъединитель типа IEC – 129/694 фирмы SIEMENS, ввиду его качества, более дешёвой стоимости и надёжности.

Разъединитель фирмы AREVA.

Таблица 2.11 - Выбор разъединителей 35 кВ.

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 35$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 2000$ | $I_{раб}, \text{А} = 332,94$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 80$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 2976,7$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Разъединитель фирмы SIEMENS.

Таблица 2.12 - Выбор разъединителей 35 кВ.

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 35$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1000$ | $I_{раб}, \text{А} = 332,94$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 63$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1875$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Разъединитель фирмы ALSTOM.

Таблица 2.13 - Выбор разъединителей 35 кВ.

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|--|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 35$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 35$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 630$ | $I_{раб}, \text{А} = 332,94$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 63$ | $I_{уд}, \text{кА} = 4,88$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1875$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 5,67$ |

Для РУ 10 кВ выбираем разъединитель типа Р - 10 фирмы AREVA.

Таблица 2.14 - Выбор разъединителей 10 кВ

| Параметры разъединителя | Расчетные значения |
|--|---|
| $U_{ном}, \text{кВ} = 10$ | $U_{номсети}, \text{кВ} = 10$ |
| $I_{ном}, \text{А} = 1000$ | $I_{раб}, \text{А} = 184,98$ |
| $I_{дин}, \text{кА} = 51$ | $I_{уд}, \text{кА} = 12,2$ |
| $I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1200$ | $B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 14,25$ |

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Выбор измерительного ТН заключается в выборе его схемы соединений, класса точности и проверке выполнения условий:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (2.12)$$

$$S_{2ном} \geq S_{2рас}, \quad (2.13)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи ТН и соответствующая его работе в заданном классе точности;

$S_{2расч}$ – расчетная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи. Следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, учитывают суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного треугольника - удвоенную мощность одного трансформатора. Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно установленному ТН.

Сечение проводов в цепях ТН определяется допустимой потерей напряжения и условиями механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение алюминиевых проводов должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор типа ТН определяется его назначением. Если то ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать два

однофазных ТН серии НОМ или НОЛ для напряжений от 6 до 35 кВ или серии НОС для напряжений 0,5 и 3 кВ, включенных в неполный треугольник, а также трехфазный ТН серии НТМК, снабженный обмоткой, компенсирующей угловую погрешность. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости они примерно равноценны (для $U_{\text{НОМ}}=6$ кВ) или несколько дешевле (для $U_{\text{НОМ}}=10$ кВ). Для напряжения 110 кВ и выше используют каскадные ТН серии НКФ.

Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных ТН типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная точка обмотки ВН ТН для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление).

По [10, таблица 5.13, стр.327] для РУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-110-II-U1, РУ-35 кВ – НОМ-35-66У1, РУ 6 кВ – НТМК-6-66У3.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим условиям:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ.НОМ}} \quad (2.14)$$

$$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{РАСЧ.}} \quad (2.15)$$

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НКФ – 110 – 83Т1;

Для РУ 35 кВ выбираем ТН типа ЗНОМ-35-65У1;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИ – 10 – 66У3;

Выбор ограничителей перенапряжения(ОПН).

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН :

На стороне ВН ЗЕР2 192 – 2РЛ3;

На стороне СН ЗЕР4 Q96 – 2РЛ3;

На стороне НН ЗЕК5 100 – QВА.

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ.НОМ}}, \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}, \text{ А};$$

$$I_{\text{СКВОЗ}} \geq I_{\text{УД}}, \text{ кА};$$

$$r_{2\text{НОМТА}} \geq r_{2\text{РАСЧ}}, \text{ Ом.}$$

ТТ проверяются на нагрузочную способность. Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков. Результаты расчетов представим на скриншотах программы (рисунок 2.6 – 2.11). Для большей наглядности вся

последовательность операций по проверке представлена ниже.

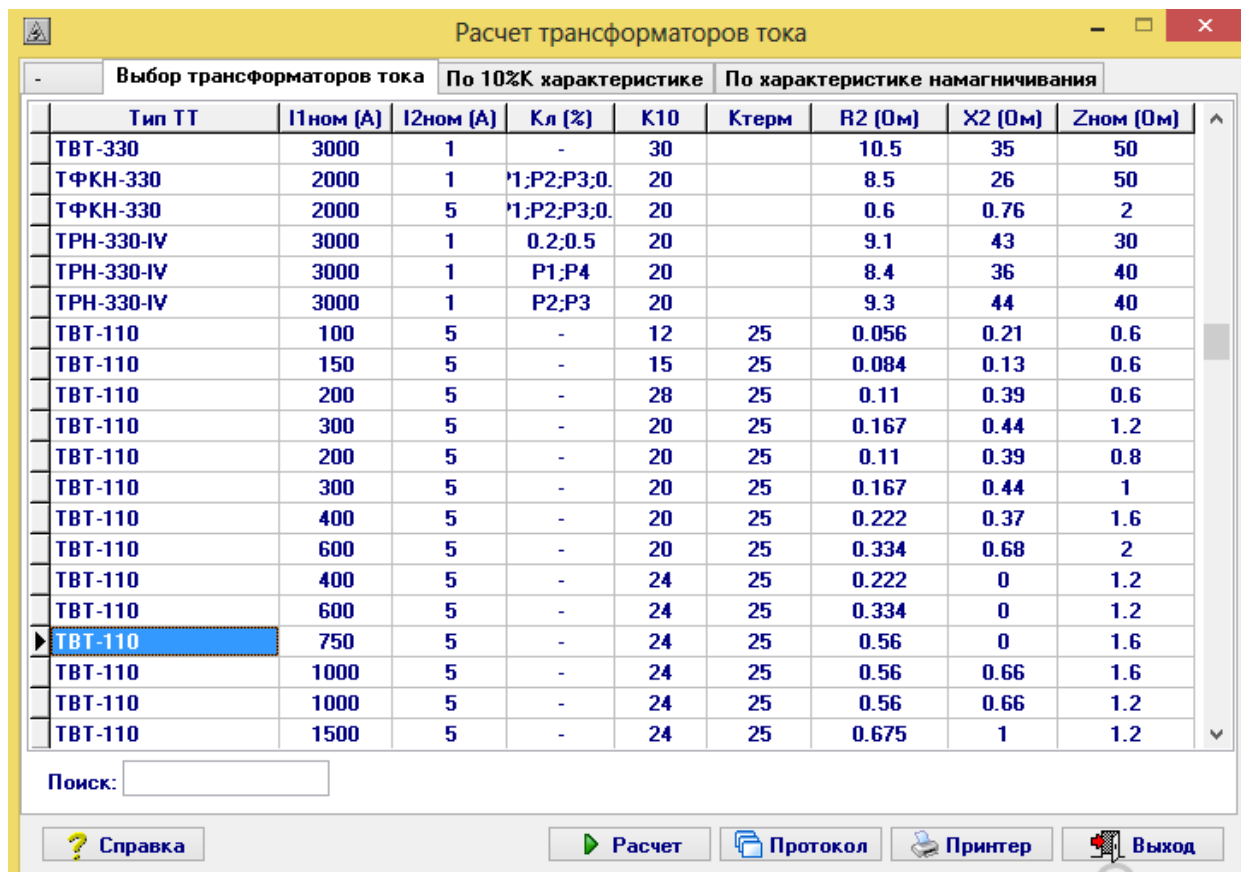


Рисунок 2.6 – Выбор нужного трансформатора тока из списка
 Выбран трансформатор тока типа ТВТ-110.

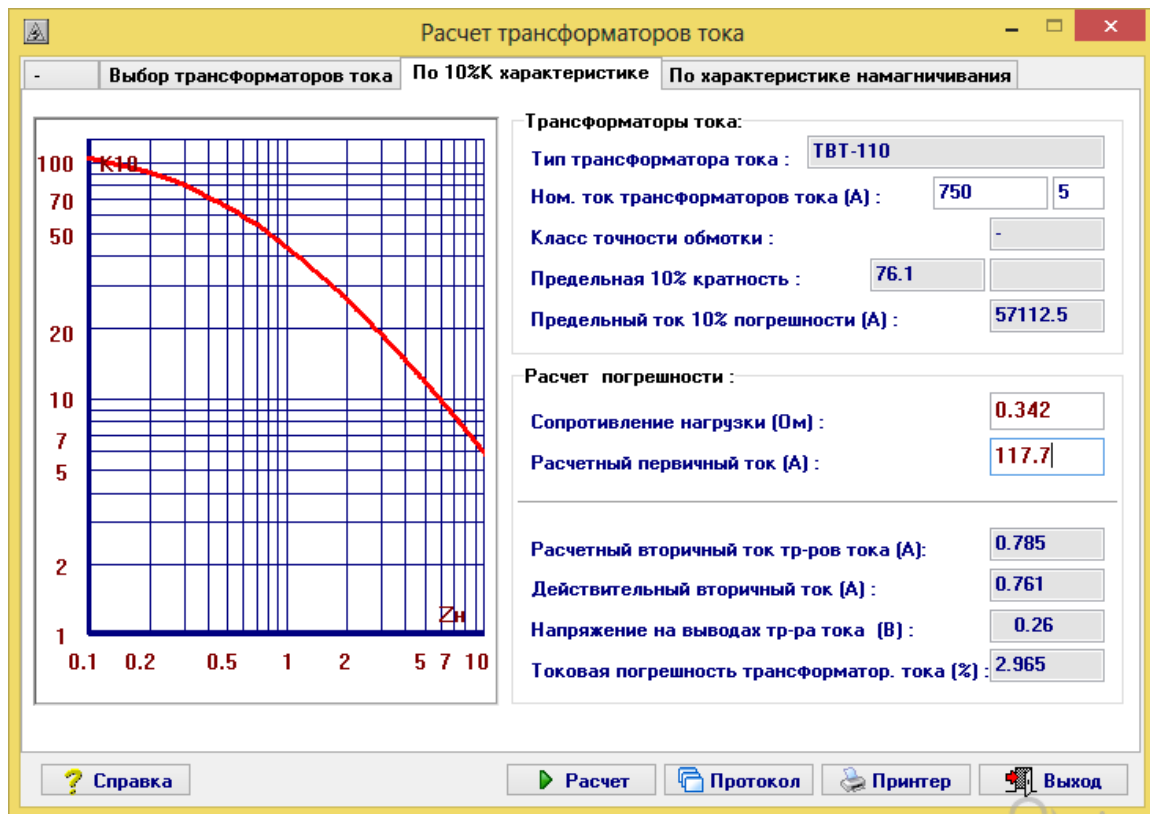


Рисунок 2.7 – Расчёт погрешности.

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

| Тип ТТ | I1ном (А) | I2ном (А) | Кл (%) | K10 | Ктерм | R2 (Ом) | X2 (Ом) | Zном (Ом) |
|-----------|-----------|-----------|--------|-----|-------|---------|---------|-----------|
| ТВ-35/25 | 1000 | 5 | - | 22 | | 0.326 | 0.6 | 1.2 |
| ТВ-35/25 | 1500 | 1 | - | 16 | | 0.445 | 0.1 | 1.2 |
| TBT-35M | 100 | 1 | - | | 28 | 0.053 | | 0.6 |
| TBT-35M | 150 | 1 | - | | 28 | 0.08 | | 0.6 |
| TBT-35M | 200 | 1 | - | 9 | 28 | 0.105 | 13.7 | 0.6 |
| TBT-35M | 300 | 1 | - | 8 | 28 | 0.158 | 13.7 | 1.2 |
| TBT-35M | 400 | 1 | - | 20 | 28 | 3.67 | | 0.8 |
| TBT-35M | 600 | 5 | - | 15 | 28 | 0.316 | 11.7 | 1.2 |
| TBT-35M | 750 | 5 | - | 20 | 28 | 0.52 | 0.32 | 1.6 |
| TBT-35M | 1000 | 5 | - | 20 | 28 | 0.53 | 0.47 | 1.6 |
| TBM-35M | 1500 | 5 | - | 24 | | 0.78 | 1.1 | 1.2 |
| TBT-35M | 3000 | 5 | - | 24 | 28 | 1.05 | 1 | 1.2 |
| ТВД-35МКП | 75 | 5 | - | | | 0.02 | 0.1 | 0.8 |
| ТВД-35МКП | 100 | 5 | - | | | 0.026 | 0.1 | 0.8 |
| ТВД-35МКП | 150 | 5 | - | | | 0.04 | 0.15 | 2 |
| ТВД-35МКП | 200 | 5 | - | 3 | | 0.05 | 0.1 | 2 |
| ТВД-35МКП | 100 | 5 | - | | | 0.026 | 0.147 | 0.8 |
| ТВД-35МКП | 150 | 5 | - | | | 0.04 | 0.155 | 2 |
| ТВД-35МКП | 200 | 5 | - | 3 | | 0.05 | 0.15 | 2 |
| ТВД-35МКП | 300 | 5 | - | 14 | | 0.05 | 0.11 | 0.8 |

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 2.8 – Выбор нужного трансформатора тока из списка.

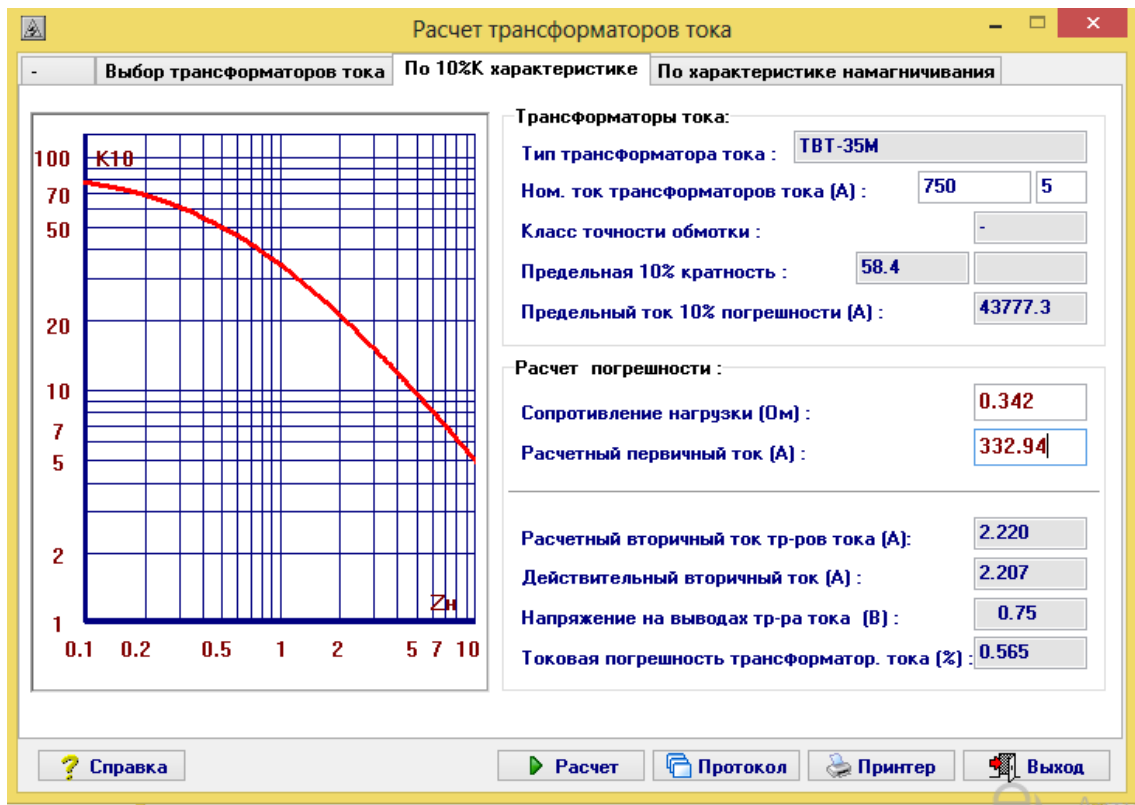


Рисунок 2.9 – Расчёт погрешности

The screenshot shows the 'Расчет трансформаторов тока' software with the 'Выбор трансформаторов тока' tab selected. A table lists various transformer models with their parameters. The 'TBT-10' model is highlighted in blue.

| Тип ТТ | I1ном (А) | I2ном (А) | Кл (%) | K10 | Ктерм | R2 (Ом) | X2 (Ом) | Zном (Ом) |
|---------------|------------|-----------|----------|---------|-----------|-------------|------------|------------|
| TBT-10/30 | 800 | 5 | - | 7 | | 0.23 | 0.22 | 1.2 |
| TBT-10/30 | 1000 | 5 | - | 10 | | 0.29 | 0.24 | 1.2 |
| TBT-10/30 | 1500 | 5 | - | 14 | | 0.435 | 0.85 | 1.2 |
| TBT-10/30 | 2000 | 5 | - | 11 | | 0.58 | 0.84 | 1.2 |
| TBT-10/30 | 3000 | 5 | - | 16 | | 0.87 | 1.27 | 1.2 |
| TBT-10/30 | 4000 | 5 | - | 12 | | 1.15 | 1.62 | 1.2 |
| TBT-10/50 | 3000 | 5 | - | 16 | | 0.87 | 1.01 | 1.2 |
| TBT-10/50 | 4000 | 5 | - | 12 | | 1.15 | 1.5 | 1.2 |
| TBT-10/50 | 5000 | 5 | - | 10 | | 1.45 | 1.56 | 1.2 |
| TBT-10 | 400 | 5 | - | | 28 | 0.43 | 0.2 | 1.2 |
| TBT-10 | 5000 | 5 | - | 10 | 28 | 0.94 | 0.5 | 1.2 |
| TBT-10 | 6000 | 5 | - | 12 | 28 | 1.14 | 1 | 1.2 |
| TBT-10 | 12000 | 5 | - | 24 | 28 | 1.8 | 2 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 100 | 5 | P | 13 | 45 | 0.22 | 0 | 0.6 |
| ТПЛ-10 | 100 | 5 | 0.5 | 5 | 45 | 0.18 | 0.22 | 0.4 |
| ТПЛ-10К | 300 | 5 | 0.5 | 12 | 16.7 | 0.123 | 0.02 | 0.4 |
| ТПШЛ-10 | 2000 | 5 | P | 24 | | 0.65 | 0 | 1.2 |
| ТПШЛ-10 | 2000 | 5 | 0.5 | 18 | | 0.58 | 0.27 | 0.8 |
| ТПШЛ-10 | 3000 | 5 | P | 24 | | 1.04 | 0.27 | 1.2 |
| ТПШЛ-10 | 3000 | 5 | 0.5 | 18 | | 0.83 | 0.23 | 0.8 |

Рисунок 2.10 – Выбор нужного трансформатора тока из списка.

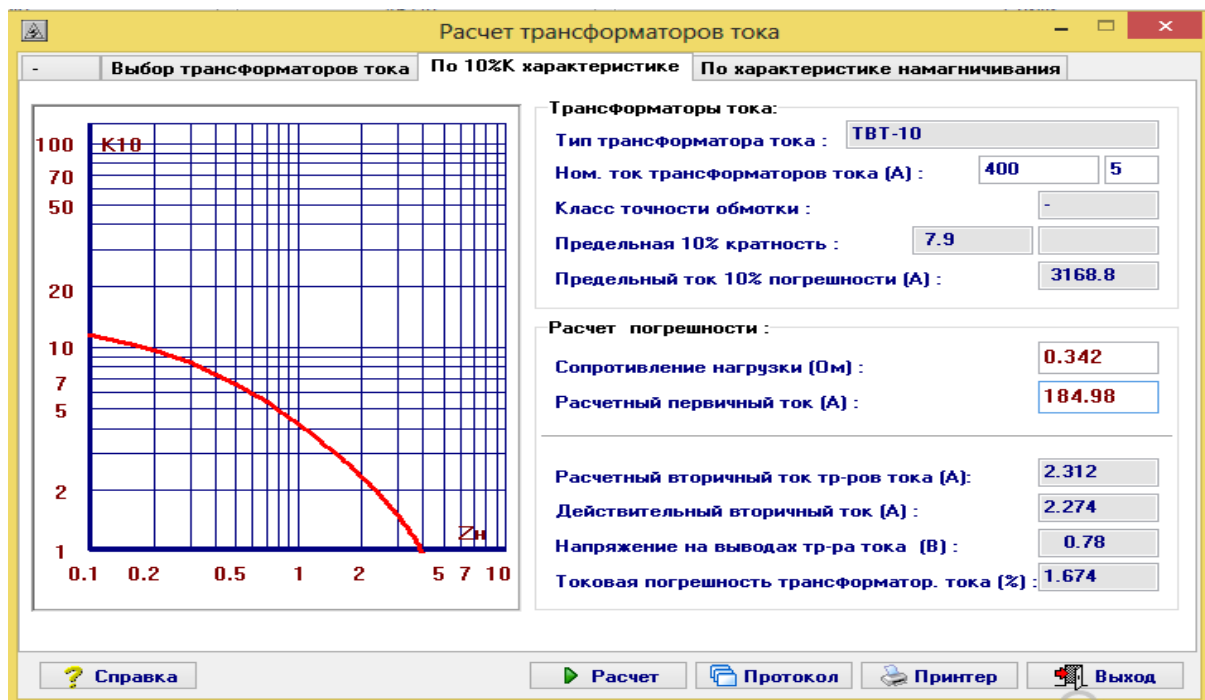


Рисунок 2.11– Расчёт погрешности

3 Релейная защита трансформатора подстанции.

Основные положения

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматриваются следующие защиты:

а) в качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора – защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;

- газовая защита – защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа;

б) в качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;

- двухступенчатая токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;

- токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;

3.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Назначение внутренних функций устройства 7UT613

87T – Продольная дифференциальная токовая защита, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в зоне ограниченной трансформаторами тока. Защита действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ.

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока.

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51 – Максимальная токовая защита имеет три ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I >$, $I >>$, 51) на стороне 110 кВ, на стороне 35 кВ и на стороне 10 кВ.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню.

Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства).

Устройство резервной защиты 7SJ61 на стороне 110 кВ Т-1.

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51 – Максимальная токовая защита, имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемых зонах.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени:

На отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ в данном случае не используется.

46 – Токовая защита обратной последовательности имеет две ступени по току срабатывания при несимметричных КЗ в защищаемой зоне, предназначена для резервирования отключения несимметричных КЗ на сторонах высшего и среднего напряжения, а также для резервирования основных защит трансформатора.

Действует с первой выдержкой времени на отключение шиносоединительного выключателя 110 кВ, со второй – на отключение выключателя 35 кВ автотрансформатора и с третьей – на отключение всех выключателей Т.

27 – Защита от понижения напряжения имеет 2 ступени срабатывания при симметричном снижении напряжения на ВЛ 110 кВ, с блокированием действия при неисправности (обрыве) цепей напряжения. Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя 35 кВ (без блокирования его включения и пуска УРОВ).

59 – Защита от повышения напряжения имеет 1 ступень срабатывания при симметричном повышении напряжения на ВЛ 110 кВ, с блокированием действия при неисправности (обрыве) цепей напряжения. Действует с независимой выдержкой времени на включение выключателя 6 кВ

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи, ток нулевой последовательности;
- фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

Устройство резервной защиты 7SJ622 на стороне 35 кВ Т-1:

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51 – Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемой зоне.

Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя, блокирование его включения, пуск УРОВ.

50N, 51N – Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне. В данном случае не используется.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню. Переключение групп уставок защит устройства.

Для отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение в защите используется принцип блокирования защиты при появлении токов второй гармоники.

Реле 7UT613 позволяет осуществлять торможение от арифметической токов двух групп трансформаторов тока. При необходимости торможения от

трех групп трансформаторов тока используется дополнительное торможение.

Тормозная характеристика реле состоит из горизонтального и наклонного участков, что улучшает чувствительность защиты к КЗ в защищаемой зоне при прохождении сквозного тока нагрузки.

Используемые в защите трансформаторы тока должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них тока внешнего КЗ. Вторичные обмотки трансформаторов тока следует соединять в звезду. Так как компенсация сдвига фаз происходит в самом устройстве математически, то задается только группа соединения трансформатора.

Для обеспечения надежности и уменьшения времени действия реле при больших кратностях токов КЗ в защищаемой зоне, когда может наступить насыщение трансформаторов тока (особенно при наличии апериодической составляющей), а во вторичном токе появятся длительные паузы, предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Если нейтраль трансформатора заземлена, то это отражается на обеих сторонах системы: высшего и низшего напряжений. Поскольку нейтраль общая, то нулевая последовательность обеих сторон системы объединяется. В случае замыкания на землю, распределение токов замыкания двусмысленно и не может быть учтено на основе свойств трансформатора без дальнейшего рассмотрения.

Для дифференциальной защиты ток нулевой последовательности исключается. Это достигается применением матриц исключаящих ток нулевой последовательности. Уменьшение чувствительности из-за исключения тока нулевой последовательности не может быть компенсировано учетом тока, протекающего в нейтрали. Этот ток не может быть привязан ни к одной из фаз трансформатора, ни к одной из его сторон.

На основании расчетов токов короткого замыкания в проекте были произведены расчеты основных и резервных защит трансформатора типа ТДТН-16000/110 номинальной мощностью 16 МВ·А, номинальным напряжением 110/35/10 кВ.

Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты трансформатора.

С учетом обеспечения отстройки от сквозного тока трансформатора при внешних КЗ с помощью токового торможения, рекомендуется следующее выражение для определения минимального тока срабатывания $I - DIFF >$ основной (чувствительной) функции дифференциальной защиты, обеспечивающее отстройку от тока небаланса реле в нормальном (нагрузочном) режиме работы трансформатора, вызванного погрешностью измерения ТТ, терминала, защиты и регулированием напряжения трансформатора

$$87T(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач} \quad (3.1)$$

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты трансформатора

| Наименование величины | обозначение и метод определения | Числовые значения для сторон | | |
|---|--|------------------------------|---------|---------|
| | | 115 кВ | 37,5 кВ | 10,5 кВ |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А | $I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | 84,07 | 263,8 | 132,12 |
| Коэффициент трансформации трансформаторов тока | $K_{\text{ТА}}$ | 400/5 | 750/5 | 750/5 |
| Схема соединения трансформаторов тока | | Y | Y | Y |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности защищаемого трансформатора, А | $I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}$ | 2,1 | 0,987 | 2,31 |

Ток небаланса в режиме начала торможения

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{ном}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,5$;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, $K_{\text{одн}} = 1$;

ε – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ), $\varepsilon = 0,05$;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала, $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$;

$K_{\text{ток}}$ – коэффициент распределения тока на стороне регулирования напряжения (ВН) в максимальных режимах нагрузки трансформатора, $K_{\text{ток}} = 1$;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная величина напряжения диапазона РПН на стороне ВН трансформатора $\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$.

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (1 \cdot 0,05 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 84,08 = 26,06 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.торм.нач.отн}} = \frac{26,06}{84,08} = 0,31 \text{ о. е.}$$

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 26,06 = 39,09 \text{ А.}$$

$$87T(I - DIFF >)_{\text{отн}} = \frac{39,09}{84,08} = 0,46 \text{ о. е.}$$

Расчет коэффициента торможения SLOPE1 дифзащиты трансформатора (определение наклона первого участка характеристики срабатывания/торможения)

В общем случае, SLOPE1 определяется по выражению

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{\text{дифф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = tg\alpha, \quad (3.3)$$

где $\Delta I_{\text{дифф}}$ – приращение относительного дифференциального тока,
 $\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение относительного тормозного тока
 (арифметическая сумма токов всех плеч дифзащиты);
 α – угол наклона характеристики.

Для выбора SLOPE1 в качестве расчетного принимается режим, при котором коэффициент является максимальным

$$SLOPE1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.отн}} - (I - DIFF >)_{\text{отн}}}{\sum I_{\text{торм.расч.отн}} - I_{\text{торм.нач.отн}}}, \quad (3.4)$$

где $I_{\text{нб.расч.отн}}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса;
 $\sum I_{\text{торм.расч.отн}}$ – суммарный расчетный первичный ток торможения;
 $I_{\text{торм.нач.отн}}$ – начальный первичный ток торможения.

Ток небаланса определяется для величины максимального тока внешнего (сквозного) тока КЗ

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (3.5)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, учитывающий апериодическую, $K_{\text{пер}} = 2$;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме внешнего КЗ, $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\text{макс.вн}}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне НН трансформатора),

$$I_{\text{макс.вн}} = 5774 \text{ А.}$$

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 4750 = 1947,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб.расч.отн}} = \frac{1947,5}{84,08} = 23,16 \text{ о. е.}$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - \varepsilon - \Delta f_{\text{выр}} - K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (3.6)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - 0,1 - 0,05 - 1 \cdot 0,16) \cdot 4750 = 8027,5 \text{ А.}$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{8027,5}{84,08} = 94,47 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения

$$SLOPE1 = \frac{1,5 \cdot 23,16 - 0,46}{94,47 - 0,31} = 0,36 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения

$$I_{\text{торм.нач(1)}} = \frac{I - DIFF >}{SLOPE1}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{торм.нач(1)}} = \frac{0,46}{0,36} = 1,27 \text{ о. е.}$$

Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$ (принято согласно рекомендациям изготовителя дифзащиты)

$$BASE\ POINT1 = 0.$$

Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения

Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения (или *SLOPE2*) принимается равной:

$$SLOPE2 = 0,5 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения второго участка характеристики (2) (соответствует точке пересечения характеристик торможения 1 и 2) принимается равным

$$I_{\text{торм.нач}(2)} = 5 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2) (величина смещения вдоль оси $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$) определяется из выражения

$$BASE\ POINT2 = I_{\text{торм.нач}(2)} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \quad (3.8)$$

где

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot (I_{\text{торм.нач}(2)} - BASE\ POINT1), \quad (3.9)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = 0,36 \cdot (5 - 0) = 1,8 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2)

$$BASE\ POINT2 = 5 - \frac{1,8}{0,5} = 1,4 \text{ о. е.}$$

Дифференциальная отсечка

Для дифференциального тока повреждения трансформатора вводится дополнительная пороговая величина $I - DIFF \gg$ – дифференциальная отсечка. Согласно рекомендациям пороговая максимальная величина срабатывания $I - DIFF \gg$ для трансформатора принимается равной:

$$(I - DIFF \gg) = 7 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (3.10)$$

$$(I - DIFF \gg) = 7 \cdot 84,08 = 588,56 \text{ А,}$$

$$(I - DIFF \gg)_{\text{отн}} = \frac{588,56}{84,08} = 7 \text{ о. е.}$$

Рассчитанные уставки сведем в таблицу 3.2

Таблица 3.2 - Уставки дифференциальной защиты трансформатора

| Адрес | Обозначение | Наименование | Значения |
|-------|----------------|---|----------|
| 1221 | $I - DIFF >$ | Уставка по току основной функции дифзащиты | 0,46 |
| 1241A | $SLOPE1$ | Уставка коэффициента торможения дифзащиты | 0,36 |
| 1242A | $BASE\ POINT1$ | Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$ | 0 |

Продолжение таблицы 3.2

| | | | |
|-------|--------------------|---|-----|
| 1243А | <i>SLOPE2</i> | Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения | 0,5 |
| 1244А | <i>BASE POINT2</i> | Уставка начальной точки характеристики (2) | 1,4 |
| 1231 | <i>I – DIFF</i> >> | Уставка по току функции дифференциальной отсечки | 7 |

Проверка чувствительности дифзащиты трансформатора.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗТ определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах) защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем отвлечении регулируемой обмотки), обуславливающим минимальный ток КЗ, по следующим выражениям:

Для первого участка наклона характеристики срабатывания/торможения (в случае если характеристика проходит через начало координат $BASE\ POINT1 = 0$)

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE1 \cdot \sum I_{\text{торм.расч.п}}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2, \quad (3.11)$$

где $\sum I_{\text{торм.расч.п}}$ – первичное расчетное значение тока торможения, фактически равное $I_{\text{кз.мин}}$ (при повреждении в защищаемой зоне).

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{0,36} = 2,77$$

Для второго участка наклона характеристики срабатывания/торможения

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE2 \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.п}} - BASE\ POINT2)} \geq 2 \quad (3.12)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ в защищаемой зоне,

$$I_{\text{кз.мин}} = I_{\text{к.вн}}^{(2)} = 1145 \cdot 0,87 = 996,15 \text{ А,}$$

$BASE\ POINT2$ – величина тока базовой точки второй характеристики торможения:

$$BASE\ POINT2 = 1,4 \cdot 84,08 = 117,71 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{996,15}{0,5 \cdot (996,15 - 117,71)} = 2,26.$$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ должен быть не меньше 2, т.е. чувствительность дифференциальной защиты достаточна.

*Расчет МТЗ трансформатора с пуском по минимальному напряжению
Сторона ВН*

Ток срабатывания МТЗ с пуском по минимальному напряжению на стороне ВН отстраивается от номинального тока трансформатора по формуле

$$50 - 1(I >) = I_{с.з} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot K_{рег} \cdot I_{ном}, \quad (3.13)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 0,95$;

$K_{рег}$ – коэффициент, учитывающий допустимое увеличение тока при регулировании напряжения (РПН), $K_{рег} = 1,05$;

$I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, $I_{ном} = 84,08$.

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,05 \cdot 84,08 = 111,52 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания органов пуска МТЗ по минимальному напряжению на стороне ВН выбирается по двум условиям. По условию обеспечения возврата пуска защиты после отключения внешнего КЗ

$$27 - 1(U <) = U_{с.з} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (3.14)$$

где $U_{мин}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, $U_{мин} = 0,8 \cdot U_{ном}$;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 1,05$.

$$27 - 1(U <) = \frac{0,8 \cdot 110}{1,2 \cdot 1,05} = 69,841 \text{ кВ.}$$

По условию отстройки от напряжения самозапуска после повторного включения (АПВ, АВР) заторможенных электродвигателей

$$27 - 1(U <) = U_{с.з} \leq \frac{U_{сзп}}{K_{отс}}, \quad (3.15)$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки органа пуска, $U_{сзп} = 0,8 \cdot U_{ном}$.

$$27 - 1(U <) = \frac{0,8 \cdot 110}{1,2} = 73,333 \text{ кВ.}$$

За расчетное принимается меньшее из полученных значений

$$27 - 1(U <) = 69,841 \text{ кВ.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (5.18)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{996,15}{111,52} = 8,93.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона СН

Ток срабатывания МТЗ с пуском по минимальному напряжению на стороне СН отстраивается от номинального тока трансформатора по формуле

$$50 - 1(I >) = I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (3.16)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,2$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, $K_{\text{в}} = 0,95$;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне СН,

$I_{\text{ном}} = 264,24$.

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2}{0,95} \cdot 264,24 = 333,78 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания органов пуска МТЗ по минимальному напряжению на стороне СН выбирается по двум условиям в соответствии с (5.16) и (5.17)

По условию обеспечения возврата пуска защиты после отключения внешнего КЗ

$$27 - 1(U <) = \frac{0,8 \cdot 35}{1,2 \cdot 1,05} = 22,222 \text{ кВ.}$$

По условию отстройки от напряжения самозапуска после повторного включения (АПВ, АВР) заторможенных электродвигателей

$$27 - 1(U <) = \frac{0,7 \cdot 35}{1,2} = 23,333 \text{ кВ.}$$

За расчетное принимается меньшее из полученных значений

$$27 - 1(U <) = 22,222 \text{ кВ.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном КЗ на стороне СН трансформатора

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (3.17)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1644,3}{333,78} = 4,93.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН

Ток срабатывания МТЗ с пуском по минимальному напряжению на стороне НН отстраивается от номинального тока трансформатора в соответствии с (5.19)

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2}{0,95} \cdot 924,86 = 1168,24 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания органов пуска МТЗ по минимальному напряжению на стороне НН выбирается по двум условиям в соответствии с (5.16) и (5.17). По условию обеспечения возврата пуска защиты после отключения внешнего КЗ:

$$27 - 1(U <) = \frac{0,8 \cdot 10}{1,2 \cdot 1,05} = 6,349 \text{ кВ.}$$

По условию отстройки от напряжения самозапуска после повторного включения (АПВ, АВР) заторможенных электродвигателей

$$27 - 1(U <) = \frac{0,7 \cdot 10}{1,2} = 6,667 \text{ кВ.}$$

За расчетное принимается меньшее из полученных значений

$$27 - 1(U <) = 6,349 \text{ кВ.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном КЗ на стороне СН трансформатора

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (3.18)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{4132,5}{1168,24} = 3,54.$$

Чувствительность достаточна.

Токовая защита от перегрузки и охлаждения обмоток трансформатора.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613 (ДЗТ).

Устройство 7UT613 (ДЗТ) дополнительно используется для реализации функции защиты от перегрузки по току общей обмотки ВН/СН автотрансформатора. Для этих целей трансформатор тока, установленный в одной фазе обмотки ВН/СН на стороне выводов нейтрали АТ, подключается к отдельному однофазному измерительному входу устройства 7UT613 (ДЗТ), в котором на указанном входе параметрируется однофазная МТЗ (функция ANSI 50N/G). Одна из ступеней этой защиты с помощью СФС-логики выполняет функцию токовой защиты от перегрузки общей части обмотки ВН/СН АТ с действием на сигнал [17].

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН выбирается по условию отстройки от номинального тока автотрансформатора по формуле:

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{рег}}}{K_{\text{воз}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,95} \cdot 84,08 = 97,58 \text{ А},$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{97,58}{750} \cdot 5 = 0,65 \text{ А},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке АТ сверх номинального;

$K_{\text{воз}} = 0,95$ – коэффициент возврата реле;

$K_{\text{рег}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий допустимое увеличение тока при регулировании напряжения (РПН).

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток СН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора протекающего по обмотке, по формуле:

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{рег}} \cdot (I_{\text{ном.сн}} - I_{\text{ном.вн}})}{K_{\text{воз}}} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 180,16}{0,95} = 209,08 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{209,08}{1000} \cdot 5 = 1,04 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока автотрансформатора, по формуле:

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{рег}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{воз}}} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 924,86}{0,95} = 1073,32 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1073,32}{2000} \cdot 5 = 2,68 \text{ А.}$$

Охлаждение автотрансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,8 \cdot 84,08 = 97,264 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{97,264}{750} \cdot 5 = 0,65 \text{ А.}$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot (I_{\text{раб.макс.сн}} - I_{\text{раб.макс.вн}}) =$$

$$= 0,8 \cdot 180,16 = 144,128 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{144,128}{1000} \cdot 5 = 0,72 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,8 \cdot 924,86 = 739,89 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{739,89}{2000} \cdot 5 = 1,85 \text{ А.}$$

Газовая защита трансформаторов

Бак трансформатора заполняется маслом, которое используется как для целей изоляции, так и охлаждения. Бак снабжается расширителем, воздушный объем в верхней части которого сообщается с атмосферой. Бак часто имеет также герметически закрытую мембраной выхлопную трубу, предохраняющую его от механических деформаций при взрывоопасных выделениях газа.

Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем так, чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Газовой называется защита, основанная на использовании газов, возникающих в результате разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги и других факторов (например «пожара» стали магнитопровода). Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Газ, образующийся при повреждениях, может использоваться путем установления объема газа или быстроты его образования, косвенно определяемой скоростью движения масла в трубопроводе к расширителю.

Газовая защита трансформаторов выполнена с использованием:

- одного газового реле типа РГТ-50, реагирующего на повреждения в кожухе автотрансформатора, сопровождающиеся выделением газа из бака в расширитель, с двумя контактами, действующими соответственно на отключение и на сигнал (возможен перевод отключающего контакта реле на сигнал);

- трех газовых реле типа РГТ-50, реагирующих на повреждения в контакторном объеме устройства РПН автотрансформатора, выполненных с помощью трех однофазных устройств типа РНОА, переключатели (избиратели) которых установлены в общем объеме кожуха трансформатора; в работе используется только контакт реле, действующий на отключение трансформатора и на отсечный клапан, который перекрывает маслопровод от расширителя к баку трансформатора (возможность перевода отключающего реле не предусмотрена, поскольку газовые реле отсека РПН должны действовать только на отключение). Достоинствами газовой защиты являются:

1. Высокая чувствительность, позволяющая реагировать практически на все опасные повреждения внутри бака.

2. Весьма небольшое для неэлектрического принципа время срабатывания (0,1 – 0,15 с) при больших скоростях потока масла.

Защита имеет следующие недостатки:

1. Значительное время срабатывания при медленном газообразовании, что не позволяет отнести ее к быстродействующим.

2. Не реагирует на повреждения, возникающие вне бака, но в зоне между трансформатором и выключателями, поэтому она не может быть единственной защитой от внутренних повреждений.

3. При использовании защиты в районах с сильными землетрясениями, на установках, вблизи которых производят взрывные работы, и т. п. Могут

возникать затруднения с выполнением ее действия на отключение.

Защиту временно переводят действием только на сигнал при доливке масла, включении трансформатора в работу после ремонта.

3.2 Релейная защита линии 110 кВ

Общие положения

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю и защита от неполнофазного режима.

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем.

Расчет дистанционной защиты линии Л4 110 кВ

Расчет можно произвести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_б = 115$ кВ.

Фазное напряжение систем

$$E_{с.ф} = \frac{U_c \cdot U_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}, \quad (3.20)$$

где U_c – заданное напряжение системы, $U_c = 115$ кВ;

$U_{ср}$ – среднее напряжение системы, $U_{ср} = 115$ кВ.

$$E_{c1.ф} = E_{c2.ф} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,395 \text{ кВ.}$$

Сопротивления систем:

$$X_{с.макс} = \frac{U_0^2}{S_{к.с.макс}}, \quad (3.21)$$

$$X_{с.мин} = \frac{U_0^2}{S_{к.с.мин}}, \quad (3.22)$$

где $S_{к.с.макс}$ – максимальная мощность КЗ системы, МВА,
 $S_{к.с.мин}$ – минимальная мощность КЗ системы, МВА.

$$X_{с1.макс} = \frac{115^2}{250} = 52,9 \text{ Ом,}$$

$$X_{с1.мин} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 250} = 60,8 \text{ Ом,}$$

$$X_{с2.макс} = \frac{115^2}{300} = 44,08 \text{ Ом,}$$

$$X_{с2.мин} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 300} = 50,67 \text{ Ом.}$$

Сопротивления линий

$$X_{л} = \frac{X_{уд} \cdot l \cdot U_0^2}{U_{ср}^2}, \quad (3.23)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление токам прямой последовательности, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{ср}$ – среднее напряжение линии, кВ.

$$X_{л1} = \frac{0,434 \cdot 50 \cdot 115^2}{115^2} = 21,7 \text{ Ом.}$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитываются сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводятся в таблицу 3.3, что представлена ниже.

Таблица 3.3 – Сопротивления линий

| Элемент | Длина, км | U, кВ | Хл, Ом |
|---------|-----------|-------|--------|
| Л1 | 50 | 115 | 21,7 |
| Л2 | 50 | 115 | 21,7 |
| Л3 | 75 | 115 | 32,55 |
| Л4 | 45 | 115 | 19,53 |
| Л5 | 70 | 115 | 30,38 |
| Л6 | 75 | 115 | 32,55 |

Расчет первичных сопротивлений дистанционной защиты.

Расчет сопротивления срабатывания I ступени.

Сопротивление срабатывания I ступени ДЗ выбирается из условия отстройки от трехфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии Л4

$$Z_{с.34}^I = \frac{Z_{Л4}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{Л4}, \quad (3.24)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления, $\beta = 0,05$;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин, $\delta = 0,1$.

$$Z_{с.34}^I = 0,85 \cdot 19,53 = 16,6 \text{ Ом.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет сопротивления срабатывания II ступени

Сопротивление срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий.

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ линии Л4

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{(Z_{Л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.35}^I}{K_{т.л5}})}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л5}}{K_{т.л5}}, \quad (3.25)$$

где α – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов тока, $\alpha = 0,1$;

$K_{т.л5}$ – коэффициент токораспределения.

$$K_{т.л5} = \frac{I_{Л4}}{I_{Л5}}, \quad (3.26)$$

где $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и

Л5 соответственно, точка КЗ в конце линии Л5 (рисунок 3.1), при максимальном режиме энергосистемы, А.

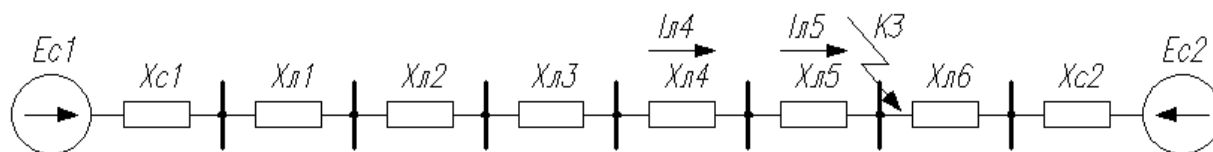


Рисунок 3.1

Для нахождения токов $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$ составляется требуемая схема в программе-симуляторе, амперметры устанавливаются в местах расположения защит линий Л4 и Л5 (рисунок 3.2).

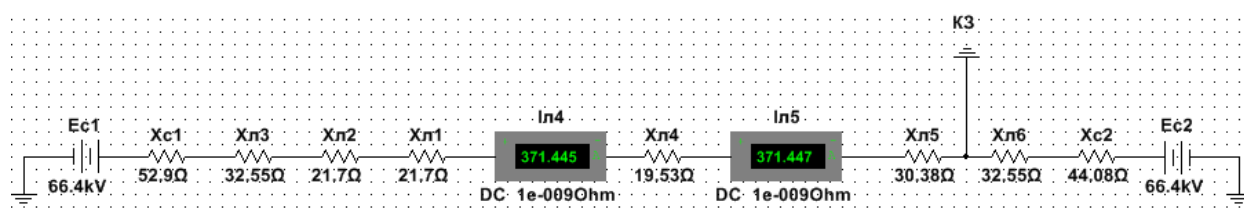


Рисунок 3.2 – Определение токов $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$ при помощи программы NI Multisim 12.0

$$K_{т.Л5} = \frac{I_{Л4}}{I_{Л5}} = \frac{371,445}{371,447} = 1,$$

$$Z_{с.34}^{II} = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л5}}{K_{т.Л5}} = 0,85 \cdot 19,53 + 0,66 \cdot \frac{30,38}{1} = 36,65 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4

$$K_{ч} = \frac{Z_{с.34}^{II}}{Z_{Л4}} \geq 1,25, \quad (3.27)$$

$$K_{ч} = \frac{36,65}{19,53} = 1,87.$$

Значение сопротивления II ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности

$$t_{с.34}^{II} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Расчет сопротивления срабатывания III ступени

$$Z_{с.з.4}^{III} = \frac{Z_{раб.мин}}{K_H \cdot K_{зап} \cdot K_{воз}} = \frac{U_{раб.мин}}{(\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_{сзп} \cdot K_{воз} \cdot I_{раб.макс} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{раб}))}, \quad (3.28)$$

где $Z_{раб.мин}$ – минимальное сопротивление, подведенное к реле защиты при максимальном рабочем режиме линии, Ом;

K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, $K_{зап} = 1,2$;

$K_{воз}$ – коэффициент возврата реле защиты, $K_{воз} = 1,05 \div 1,1$;

$U_{раб.мин}$ – минимальное рабочее напряжение,

$U_{раб.мин} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{ном}$;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, $I_{раб.макс} = 293,924$ А;

$\varphi_{м.ч}$ – угол максимальной чувствительности реле защиты, $\varphi_{м.ч} = 70^\circ$;

$\varphi_{раб}$ – угол между током и напряжением при режиме максимальной нагрузки, $\varphi_{раб} = 27^\circ$.

$$Z_{с.з.4}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 84,08 \cdot \cos(70 - 27)} = 809,93 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности III ступени ДЗ защиты линии Л4

$$K_{ч} = \frac{Z_{с.з.4}^{III}}{Z_{Л4}} \geq 1,5, \quad (3.29)$$

$$K_{ч} = \frac{809,93}{19,53} = 41,47.$$

Значение сопротивления III ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени III ступени принимается по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии.

Выдержка времени III ступени Л6

$$t_{с.з.6}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5

$$t_{с.з.5}^{III} = t_{с.з.6}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л4

$$t_{c.34}^{III} = t_{c.35}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Расчет вторичных сопротивлений дистанционной защиты

Реле сопротивления подключается к защищаемой линии через трансформаторы тока и напряжения, поэтому уставки срабатывания реле сопротивления должны задаваться во вторичных сопротивлениях.

Вторичное сопротивление

$$z_{c.p} = Z_{c.з} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}}, \quad (3.30)$$

где n_{TA} и n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно.

Коэффициент трансформации трансформатора тока **ТФНД-110М**
 $n_{TA} = 750/5 = 150$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения **НКФ-123-П**
 $n_{TV} = 110000/100 = 1100$.

Уставка срабатывания I ступени

$$z_{c.p}^I = Z_{c.з4}^I \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 16,6 \cdot \frac{150}{1100} = 2,26 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания II ступени

$$z_{c.p}^{II} = Z_{c.з.4}^{II} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 36,65 \cdot \frac{150}{1100} = 4,99 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания III ступени

$$z_{c.p}^{III} = Z_{c.з.4}^{III} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 809,93 \cdot \frac{150}{1100} = 110,445 \text{ Ом.}$$

Расчет токовой защиты нулевой последовательности линии Л4 110 кВ

Расчет параметров комплексной схемы

ТЗНП рассчитывается по току $3I_0$, а для расчета нулевых токов необходимо применять комплексные схемы однофазного и двухфазного КЗ на землю. Комплексные схемы включают в себя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Расчет можно провести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимается $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Так как параметры для расчета сопротивлений обратной последовательности элементов не заданы, принимается, $X_{\text{прям}} = X_{\text{обрат}}$ для всех элементов.

Сопротивления трансформатора

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{(U_{\text{КВ-Н}}\% + U_{\text{КВ-С}}\% - U_{\text{КС-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.31)$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{(U_{\text{КВ-С}}\% + U_{\text{КС-Н}}\% - U_{\text{КВ-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.32)$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{(U_{\text{КВ-Н}}\% + U_{\text{КС-Н}}\% - U_{\text{КВ-С}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.33)$$

где $U_{\text{КВ-С}}$, $U_{\text{КВ-Н}}$, $U_{\text{КС-Н}}$ – напряжения КЗ между обмотками с напряжениями высшее – среднее, высшее – низшее, среднее – низшее;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{(17,5 + 10,5 - 6,5)}{200} \cdot \frac{115^2}{16} = 88,85 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{(10,5 + 6,5 - 17,5)}{200} \cdot \frac{115^2}{16} = 0,$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{(17,5 + 6,5 - 10,5)}{200} \cdot \frac{115^2}{16} = 55,79 \text{ Ом}.$$

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны сопротивлениям прямой последовательности $X_{\text{T}}^0 = X_{\text{T}}$.

Сопротивления линий

$$X_{\text{л}}^0 = X_{\text{уд}}^0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (3.34)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение элемента системы, кВ;
 $X_{\text{уд}}^0$ – удельное индуктивное сопротивление токам нулевой последовательности, Ом/км.

$$X_{\text{л1}}^0 = 1,302 \cdot 50 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 65,1 \text{ Ом}.$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитываются

сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводятся в таблицу 3.4:

Таблица 3.4 – Сопротивления линий

| Линия | Длина, км | U _б , U _{ср} , кВ | X _{уд} ⁰ , Ом/км | X _л ⁰ , Ом | X _л , Ом |
|-------|-----------|---------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|---------------------|
| Л1 | 50 | 115 | 1,302 | 65,1 | 21,7 |
| Л2 | 50 | 115 | 1,302 | 65,1 | 21,7 |
| Л3 | 75 | 115 | 1,302 | 97,65 | 32,55 |
| Л4 | 45 | 115 | 1,302 | 58,59 | 19,53 |
| Л5 | 70 | 115 | 1,302 | 91,14 | 30,38 |
| Л6 | 75 | 115 | 1,302 | 97,65 | 32,55 |

Сопротивления систем

$$\begin{aligned}
 X_{с1.макс}^0 &= X_{с1.макс} = 52,9 \text{ Ом}, \\
 X_{с1.мин}^0 &= X_{с1.мин} = 60,8 \text{ Ом}, \\
 X_{с2.макс}^0 &= X_{с2.макс} = 44,08 \text{ Ом}, \\
 X_{с2.мин}^0 &= X_{с2.мин} = 50,67 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Расчет I ступени ТЗНП

Ток срабатывания I ступени защиты без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от $3I_0$, проходящего в месте установки защиты при КЗ на землю на шинах противоположенной подстанции в максимальном режиме энергосистемы

$$I_{с.з4}^I = K_{отс} \cdot 3I_0, \quad (3.35)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,3$.

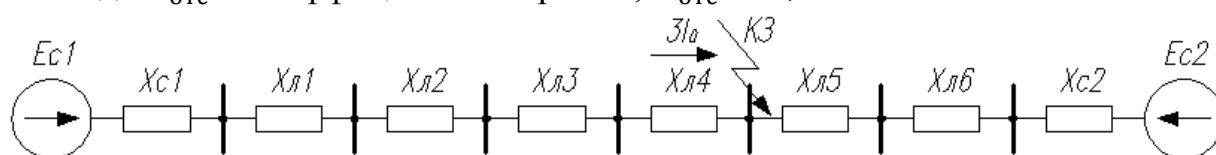


Рисунок 3.3

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю, соответственно появляются два условия

$$I_{с.з4}^I = K_{отс} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (3.36)$$

$$I_{с.з4}^I = K_{отс} \cdot 3I_0^{(1,1)}. \quad (3.37)$$

Для определения нулевых токов применяем метод прямого

моделирования. Составляются комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

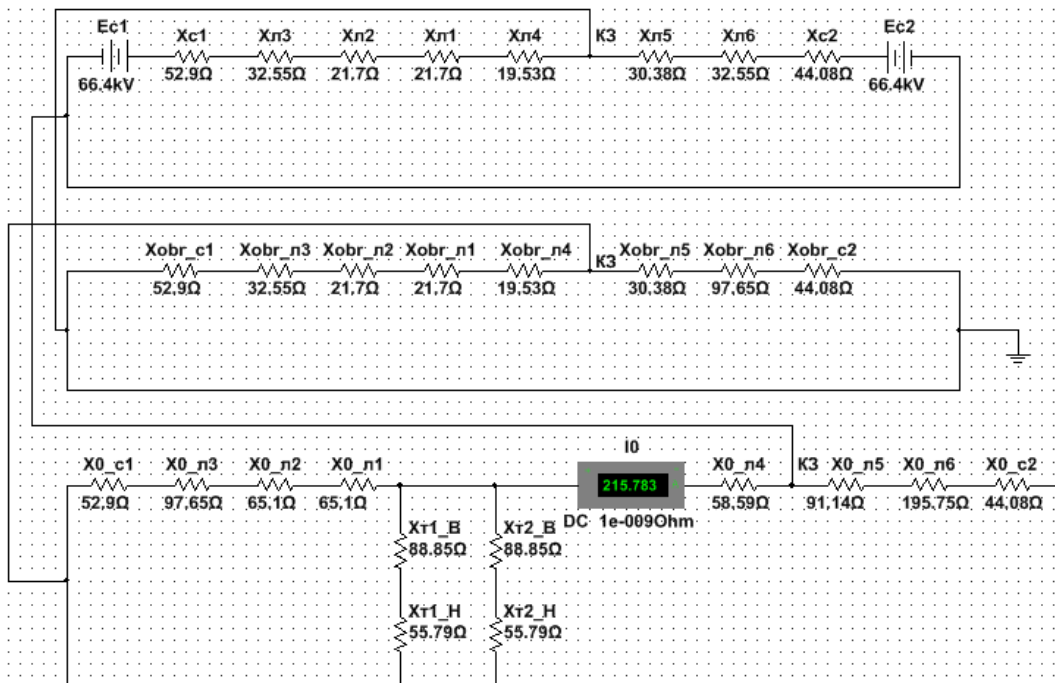


Рисунок 3.4 – Однофазное КЗ

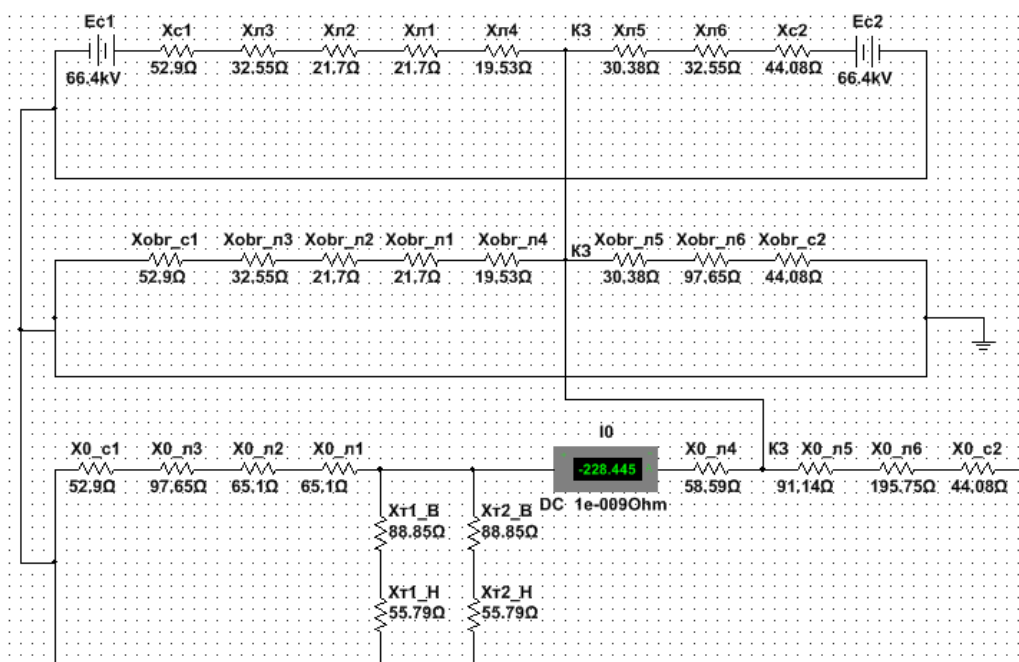


Рисунок 3.5 – Двухфазное КЗ на землю

Результаты моделирования

$$I_0^{(1)} = 215,783 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 228,445 \text{ A.}$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I ступени:

$$I_{с.з.4}^I = K_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 228,445 = 890,93 \text{ A.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет II ступени ТЗНП

II ступень должна отстраиваться от быстродействующих защит смежных присоединений, то есть необходимо отстроиться от первой ступени ТЗНП линии Л5.

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л5 – $I_{с.з.5}^I$, затем по условию согласования с $I_{с.з.5}^I$ рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4.

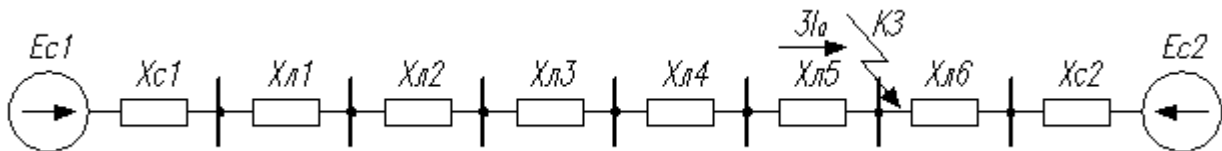


Рисунок 3.6

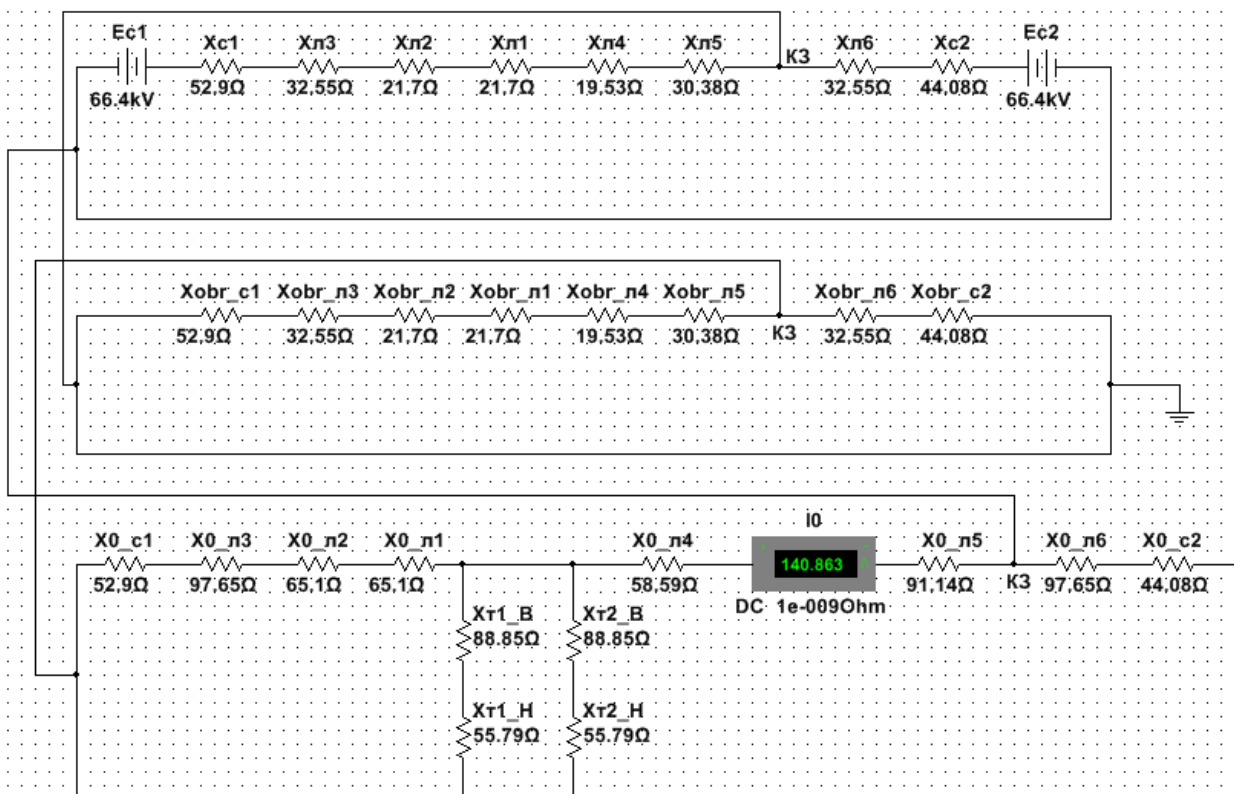


Рисунок 3.7 – Однофазное КЗ

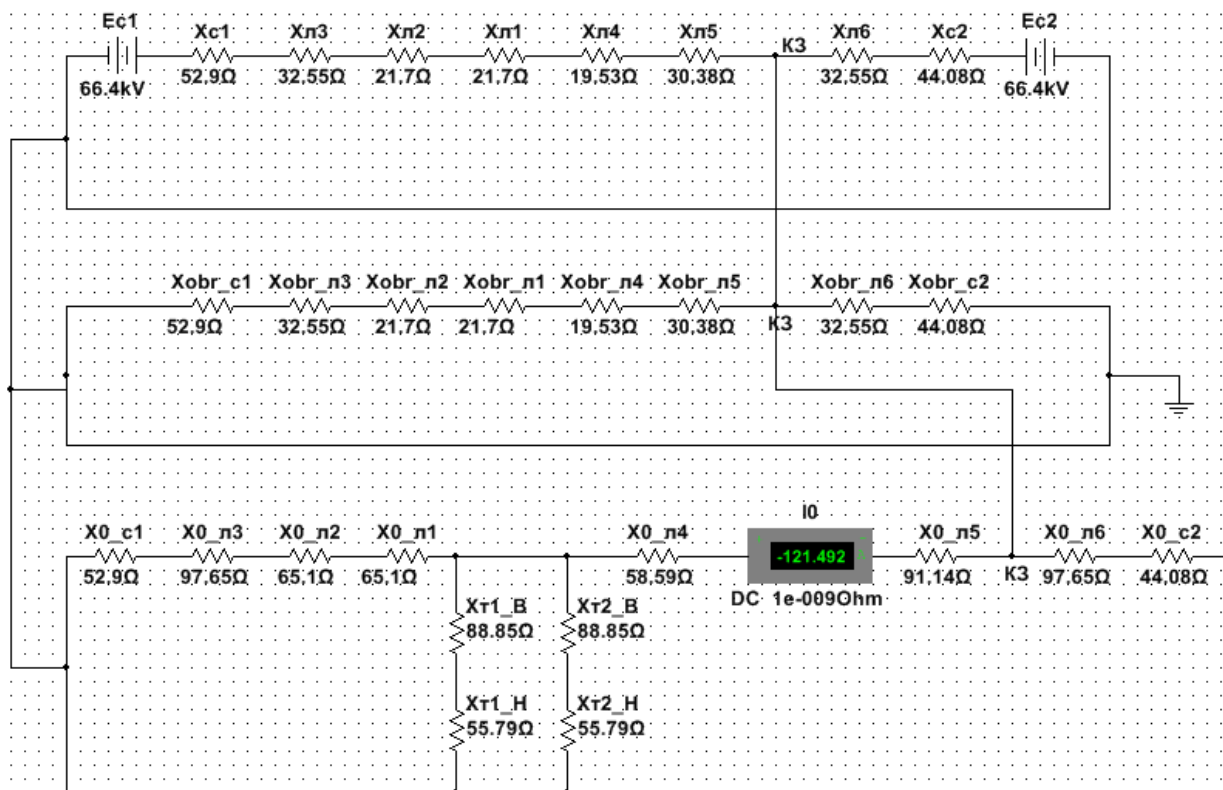


Рисунок 3.8 – Двухфазное КЗ на землю

Результаты моделирования

$$I_0^{(1)} = 140,863 \text{ A};$$

$$I_0^{(1,1)} = 121,492 \text{ A}.$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I степени

$$I_{с.з.5}^I = K_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 140,863 = 549,36 \text{ A}.$$

Ток срабатывания II степени защиты линии Л4

$$I_{с.з.4}^{II} = K_{отс} \cdot K_{т.л4} \cdot I_{с.з.5}^I, \quad (3.38)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{т.л4}$ – коэффициент токораспределения для защищаемой линии, при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той степенью защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

$$K_{т.л4} = \frac{I_{л4}}{I_{л5}}, \quad (3.39)$$

где $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, А.

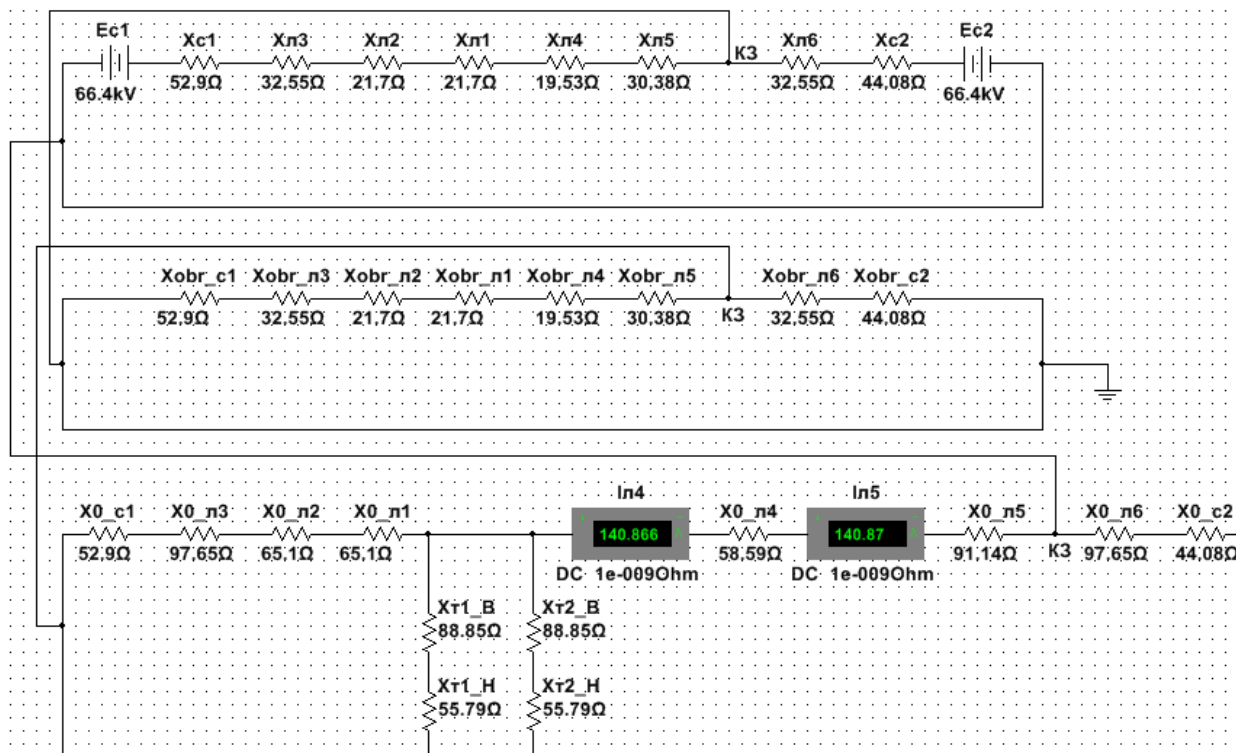


Рисунок 3.9 – Определение токов $I_{Л4}$ и $I_{Л5}$

$$K_{Т.Л4} = \frac{140,866}{140,87} = 1,$$

$$I_{С.3.4}^{II} = K_{отс} \cdot K_{Т.Л4} \cdot I_{С.3.5}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 549,36 = 604,296 \text{ А.}$$

Чувствительность II ступени ТЗНП проверяется по однофазному КЗ в конце защищаемой линии.

$$K_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{С.3.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (3.40)$$

$$K_{ч} = \frac{3 \cdot 215,783}{604,296} = 1,07.$$

Чувствительность не удовлетворительная, это означает что II ступень ненадежно защищает конец линии Л4, поэтому следующая ступень ТЗНП должна отстраиваться от II ступени смежной линии.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности

$$t_{c.34}^{\text{II}} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Расчет III ступени ТЗНП

III ступень должна отстраиваться от II ступени ТЗНП линии Л5 на которой произошло КЗ. Мне надо что то добавить чтобы строка спустилась ниже, вот это предложение я и написал.

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л6 – $I_{c.36}^{\text{I}}$, затем по условию согласования с $I_{c.36}^{\text{I}}$ рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л5, что наглядно представлено ниже на рисунках 3.10- 3.12

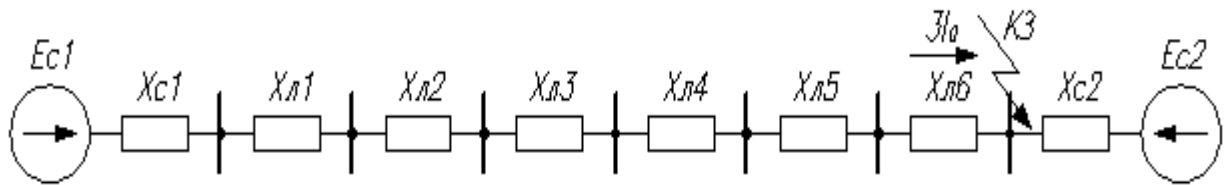


Рисунок 3.10

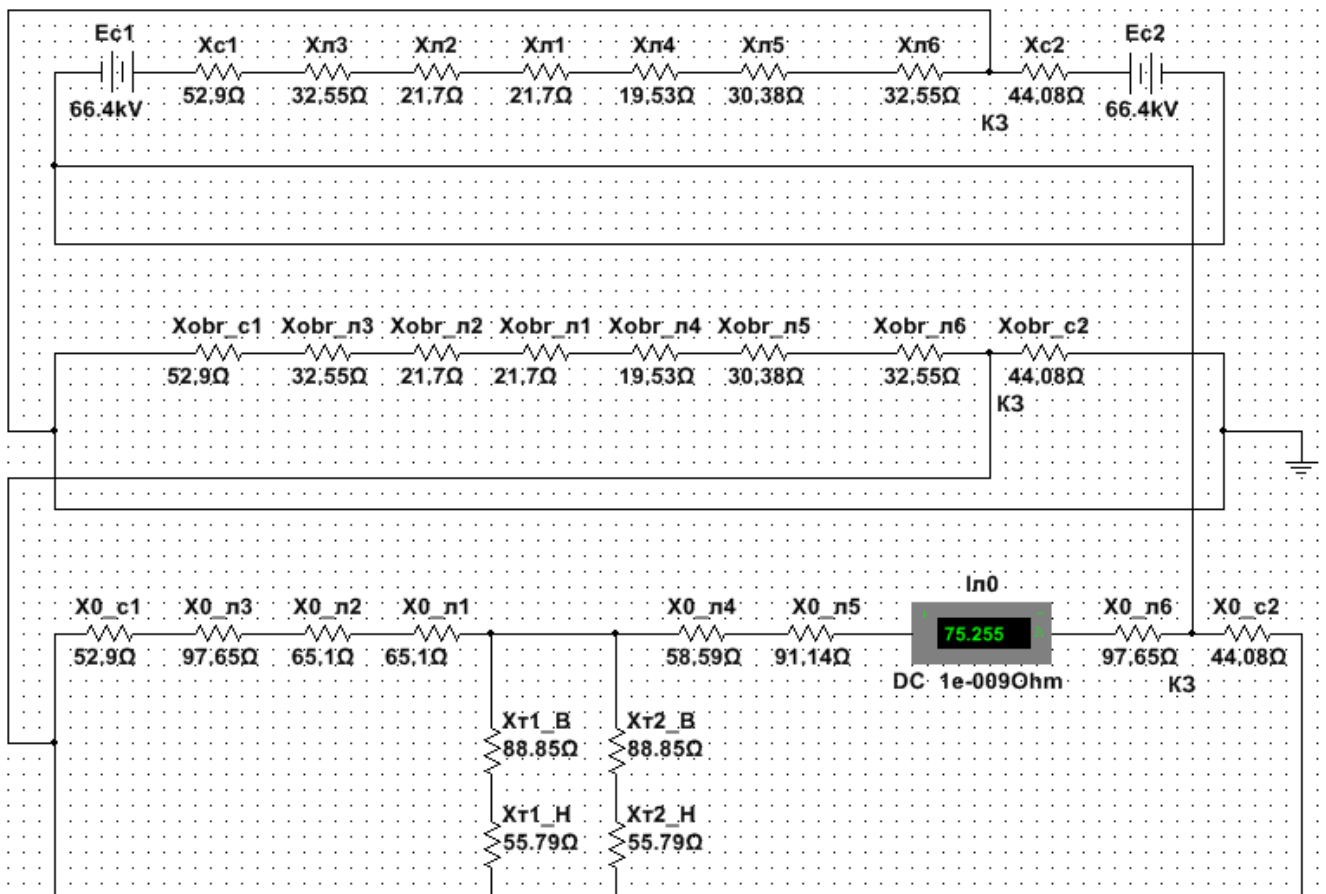


Рисунок 3.11 – Однофазное КЗ

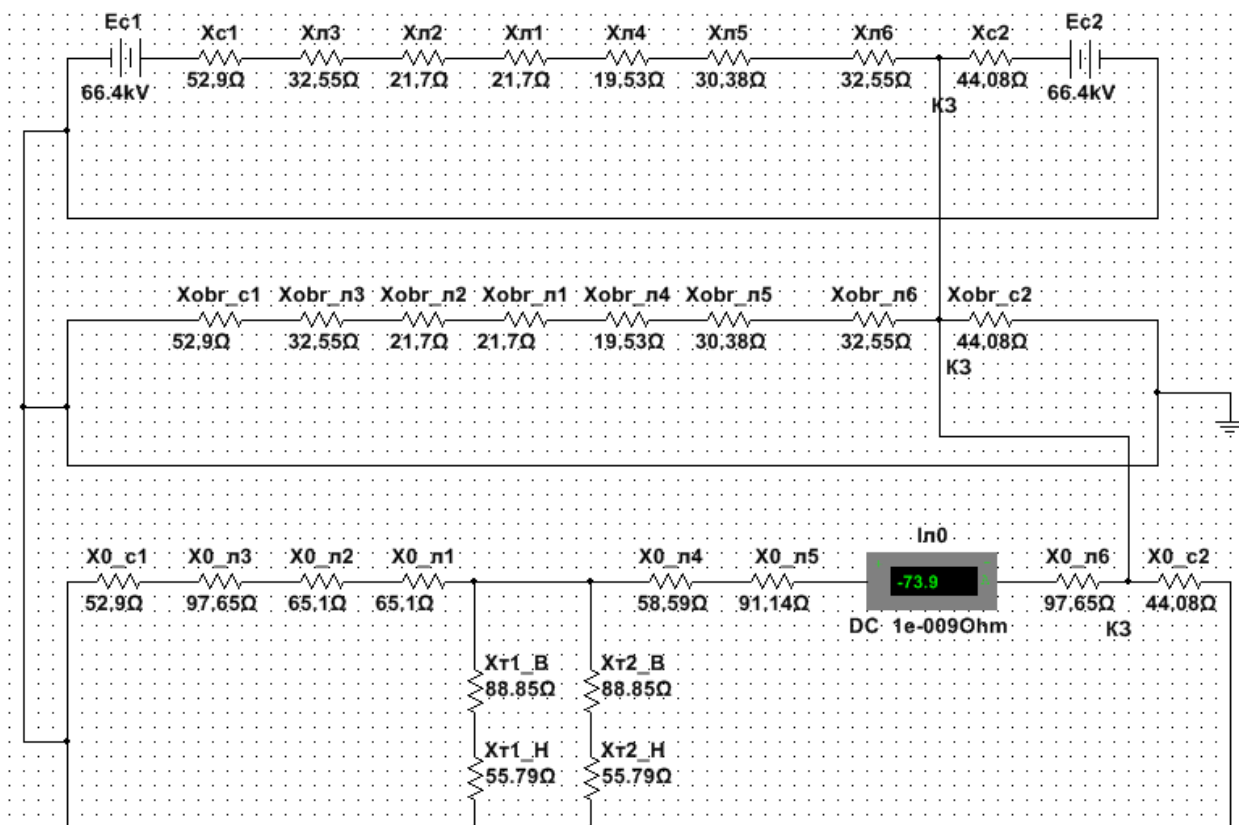


Рисунок 3.12 – Двухфазное КЗ на землю

Результаты моделирования

$$I_0^{(1)} = 75,255 \text{ A,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 73,9 \text{ A.}$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I степени

$$I_{с.з.6}^I = K_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 73,9 = 288,21 \text{ A.}$$

Ток срабатывания II степени защиты линии Л5

$$I_{с.з.5}^{II} = K_{отс} \cdot K_{т.л5} \cdot I_{с.з.6}^I, \quad (3.41)$$

$$K_{т.л5} = \frac{I_{л5}}{I_{л6}}, \quad (3.42)$$

где $I_{л5}$ и $I_{л6}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л5 и Л6 соответственно, А.

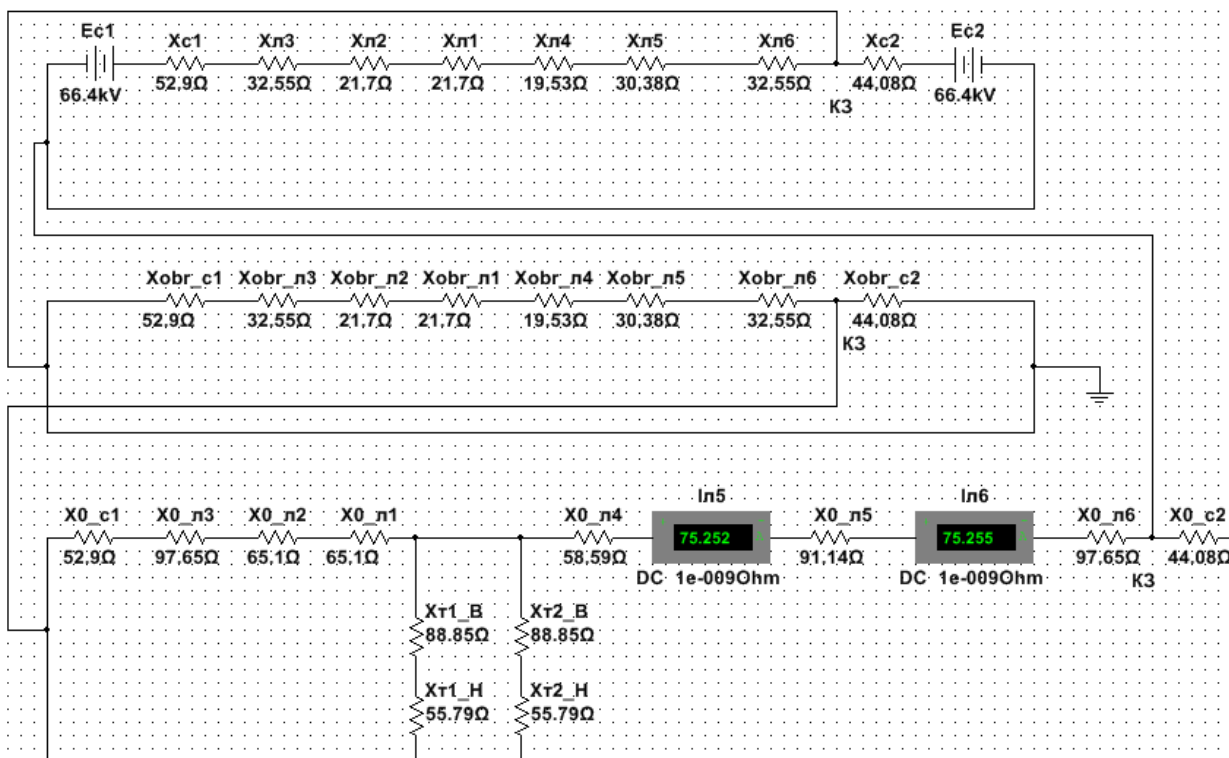


Рисунок 3.13 – Определение токов $I_{Л5}$ и $I_{Л6}$

$$K_{Т.Л5} = \frac{75,252}{75,255} = 1;$$

$$I_{С.3.5}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 288,21 = 317,031.$$

Ток срабатывания второй III степени защиты линии Л4

$$I_{С.3.4}^{III} = K_{отс} \cdot K_{Т.Л4} \cdot I_{С.3.5}^{II}, \quad (3.43)$$

$$I_{С.3.4}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 317,031 = 348,73 \text{ А.}$$

Чувствительность III степени ТЗНП проверяется по однофазному КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме энергосистемы.

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{С.3.4}^{III}} \geq 1,5, \quad (3.44)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 215,783}{348,73} = 1,85.$$

Чувствительность удовлетворительна.

Выдержка времени III ступени принимается по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии.

Выдержка времени III ступени Л6

$$t_{c.36}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5

$$t_{c.35}^{III} = t_{c.36}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л4

$$t_{c.34}^{III} = t_{c.35}^{III} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с.}$$

Расчет IV ступени ТЗНП

IV ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП. Наибольшее значение ток небаланса имеет при протекании тока трехфазного КЗ, точка КЗ берется на противоположной подстанции.

Составляется схема замещения прямой последовательности для трехфазного КЗ. Амперметр размещается в месте установки защиты линии Л4.

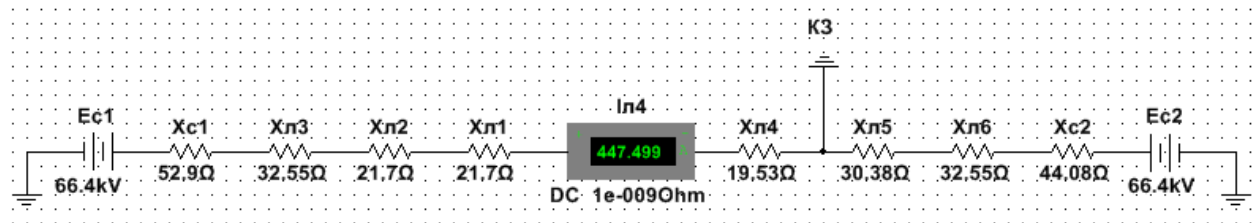


Рисунок 3.14 – Схема замещения прямой последовательности для определения $I_{кз}$

$$I_{c.3.4}^{IV} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot I_{нб}, \quad (3.45)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,25$;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $K_{пер} = 1$;

$I_{нб}$ – ток небаланса.

$$I_{нб} = I_{кз} \cdot \varepsilon \cdot K_A \cdot K_{одн}, \quad (3.46)$$

где ε – погрешность трансформаторов тока, $\varepsilon = 0,1$;

K_A – коэффициент апериодической составляющей, $K_A = 1$;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока,
 $K_{\text{одн}} = 0,5$.

$$I_{\text{нб}} = 447,499 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 22,37 \text{ A},$$

$$I_{\text{с.3.4}}^{\text{IV}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 22,37 = 27,97 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.3.4}}^{\text{IV}}} \geq 1,2, \quad (3.47)$$

где $I_0^{(1)}$ – ток протекающий через комплект защиты при однофазном КЗ в конце зоны резервирования.

IV ступень должна надежно чувствовать КЗ на землю в конце смежной линии. Составляется комплексная схема для однофазного КЗ в конце линии Л5. Амперметр располагается в месте установки ТЗНП Л4.

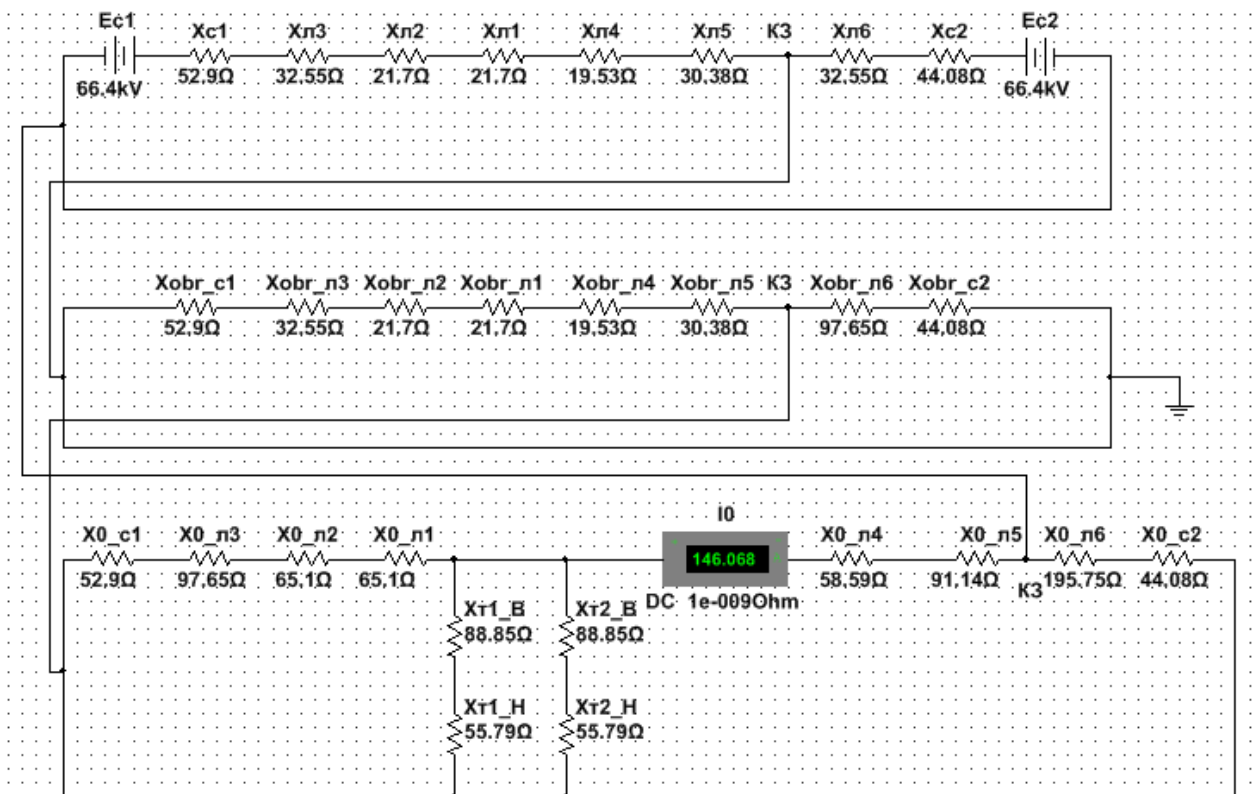


Рисунок 3.15 – Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии Л5

В результате моделирования получено

$$I_0^{(1)} = 146,068 \text{ A},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 146,068}{27,97} = 15,66.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП

ТЗНП подключается к линии через фильтр $3I_0$, собранный из трансформаторов тока, поэтому уставки срабатывания реле ТЗНП должны задаваться во вторичных токах.

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (3.48)$$

где $n_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-110М $n_{\text{ТА}} = 750/5 = 150$.

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{890,93}{150} = 5,94 \text{ A},$$

$$i_{\text{с.р}}^{\text{II}} = \frac{604,296}{150} = 4,03 \text{ A},$$

$$i_{\text{с.р}}^{\text{III}} = \frac{348,73}{150} = 2,32 \text{ A},$$

$$i_{\text{с.р}}^{\text{IV}} = \frac{27,97}{150} = 0,186 \text{ A}.$$

4 Автоматическое повторное включение

Общие положения.

Как следует из практики, около 85% дуговых коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи устраняется самостоятельно после отключения их защитой. Линия после этого может быть повторно включена. Такое повторное включение производится автоматикой повторного включения (АПВ). Пример двукратного автоматического повторного включения с нормальной его реализацией по времени представлен на рисунке 4.1. Если фазы силового выключателя могут управляться отдельно, то в сети с заземлённой нейтралью в большинстве случаев при однофазном повреждении производится однофазное АПВ, а при многофазных - трёхфазное. Если после

повторного включения осталось короткое замыкание (не погасла электрическая дуга или существует металлическое короткое замыкание), то устройство защиты отключает его окончательно. В некоторых сетях производится несколько попыток повторного включения.

АПВ после отключения КЗ выполняется только на воздушных линиях, т.к. только на них существует возможность самостоятельного погасания дуги короткого замыкания. Если защищаемый объект является комбинацией воздушной линии и другого электрооборудования (например, воздушная линия, работающая в блоке с трансформатором или воздушно-кабельная линия), должно быть четко установлено, что АПВ может выполняться только при повреждении на воздушной линии.

В модификациях устройства 7SA6 с возможностью однофазного отключения имеется возможность избирательно выполнять пофазную коммутацию. В зависимости от варианта поставки устройства функция АПВ позволяет однофазное/трехфазное повторное включение при одно- или многофазных КЗ.

Устройство 7SA6 может также работать совместно с внешним устройством АПВ. В этом случае между 7SA6 и внешним устройством АПВ должен осуществляться обмен сигналами через дискретные входы и выходы.

Кроме того, есть возможность осуществить управление встроенной функцией АПВ от внешнего устройства защиты (например, второй комплект защиты). Возможна установка двух устройств 7SA6 с функцией АПВ, а также установка одного устройства 7SA6 с функцией АПВ и другого устройства защиты с собственным блоком АПВ.

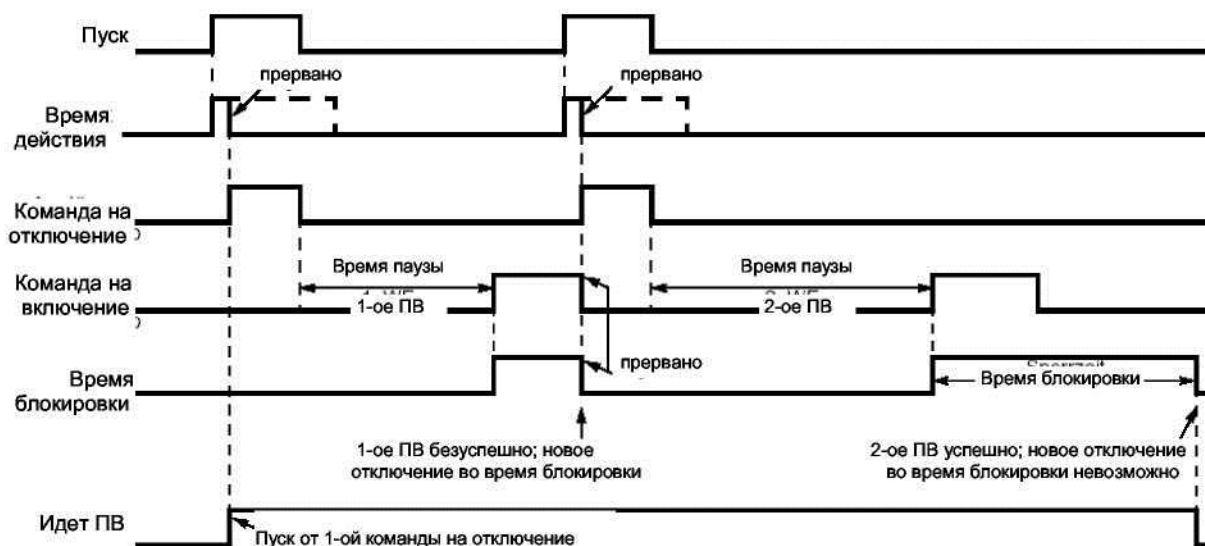


Рисунок 4.1 Схема реализации двукратного повторного включения (2-ое ПВ успешно)

Описание функции. Селективность перед АПВ

Согласно ПУЭ РК на одиночных линиях с односторонним питанием 110 кВ, для которых допустим в случае неуспешного АПВ переход на длительную работу двумя фазами, следует предусматривать АПВ двукратного действия на питающем конце линии. Встроенный в устройство 7SA6 блок АПВ позволяет выполнить до 8 попыток циклов повторного включения. При этом первые четыре цикла могут работать с разными параметрами настройки (времена действия и пауз, одно- или трехфазное включение). Начиная с пятого цикла действуют параметры, установленные для четвертого цикла. Чтобы АПВ было успешным, повреждения на всей длине воздушной линии должны быть отключены на всех питающих концах с одним и тем же, по возможности, минимальным временем. Например, у дистанционной защиты перед первым циклом АПВ может быть активна промежуточная ступень Z1B. Это означает, что повреждения в первом цикле АПВ отключаются без задержки по времени вплоть до границы зоны быстродействующей ступени Z1B (ступени ускоренного отключения) (Рис.6-102). При этом мирятся с ограничением селективности в пользу быстрого одновременного отключения, т.к. затем последует повторное включение. Нормальные ступени дистанционной защиты (Z1, Z2 и т.д.), а также нормальная ступенчатая схема задержек времени остальных функций защиты от КЗ не зависят от функционирования АПВ.

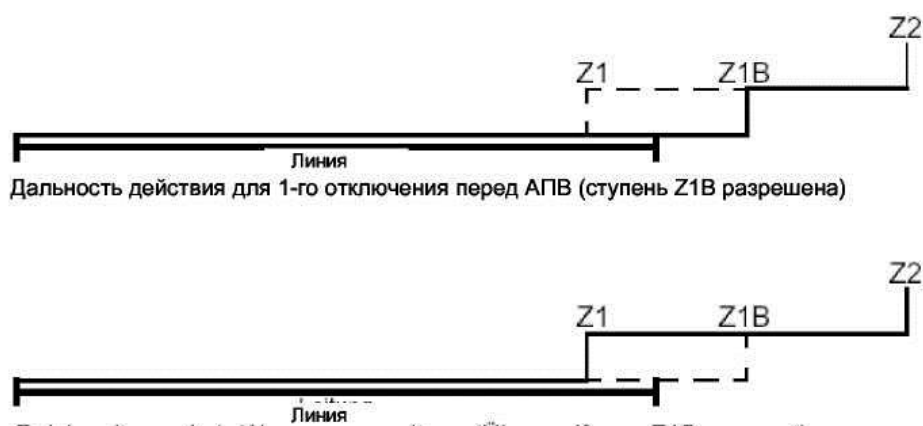


Рисунок 4.2- Дальность действия для 1-го отключения перед АПВ (ступень Z1B разрешена); 2) Дальность действия после 1-го АПВ (ступень Z1B заблокирована)

Пуск АПВ

В случае смешанных линий с воздушными и кабельными участками можно использовать сигналы ступеней дистанционной защиты для того, чтобы в известных пределах различать КЗ на кабельных и воздушных участках. Благодаря соответствующему подключению с помощью логических функций, программируемых пользователем (СFC), можно затем блокировать АПВ, если КЗ находится на кабельной линии.

Пуск АПВ неразрывно связан с фиксацией (запоминанием) первой команды на отключение неисправности в сети, которая вырабатывается защитой, работающей совместно с АПВ. Т.е. при многократном АПВ пуск выполняется только один раз при подаче первой команды на отключения. Эта фиксация команды является предпосылкой для всех последующих действий АПВ

Особые условия пуска возникают в случае, если первая команда отключения появляется лишь по истечении времени действия (смотри ниже в разделе "Время действия").

АПВ не запустится, если к моменту подачи первой команды отключения выключатель не готов хотя бы к одному циклу ОТКЛ - ВКЛ - ОТКЛ. Этот вариант можно задать настройкой соответствующего параметра. См. также подзаголовок "Проверка готовности выключателя".

Для каждой функции защиты от КЗ заданием параметра можно определить, должна ли она работать с АПВ или нет, т.е. должна ли она запускать АПВ или нет. То же самое относится и к командам на отключение, которые подаются через дискретные входы от внешних устройств и/или генерируются с помощью сигналов телеуправления и удаленного (теле) отключения.

Функции защиты и контроля, которые не реагируют на процессы типа КЗ, не запускают и АПВ, т.к. повторное включение здесь было бы бессмысленно. В устройстве 7SA6, таковой является, например, защита от перенапряжения.

Время действия

Часто бывает желательно, чтобы АПВ не выполнялось (блокировалось), если КЗ удерживается достаточно долгое время и электрическая дуга настолько интенсивна, что нельзя ожидать ее самостоятельного погасания во время бестоковой паузы. Из соображений обеспечения селективности отключаемые с задержкой повреждения также часто не должны сопровождаться АПВ. Поэтому при работе совместно с функцией дистанционной защитой рекомендуется использовать для АПВ задержку по времени (задержка времени действия АПВ).

Функция АПВ устройства 7SA6 может работать как с задержкой времени действия, так и без нее (параметр **AWE BETRIEBSART**, адрес 134, см. раздел 5.1). При работе без задержки времени действия не требуется пусковой сигнал от функции защиты или внешнего устройства защиты, пуск АПВ осуществляется как только появится первая команда на отключение.

При работе с задержкой времени действия она может использоваться для каждого цикла АПВ. Как правило, задержки времени действия запускаются объединенными по схеме ИЛИ пусковыми сигналами от всех функций защиты, которые могут запускать АПВ. Если по истечении задержки времени действия, команда на отключение не поступает, то соответствующий цикл АПВ не выполняется. Для каждого цикла АПВ можно задать, разрешается ли ему пуск или нет. Для первого сигнала общего пуска имеет

значение задержки времени действия только тех циклов, для которых разрешен пуск, т.к. другие циклы не должны запускаться. С помощью задержек времени действия и разрешения пуска можно управлять тем, какие циклы АПВ должны выполняться при различных временных характеристиках команд.

Режимы работы АПВ

Длительность бестоковой паузы, т.е. время от отключения повреждения (возврат команды на отключение или сигнал от блок-контактов) до начала команды автоматического включения, может варьироваться в зависимости от заданного при определении объема функций устройства режима работы АПВ и пусковых сигналов, получаемых от функций защиты.

В режиме *AUS* ... (по команде отключения ...) возможно однофазное или одно-/ трехфазное АПВ, если устройство и выключатель приспособлены к этому. В этом случае (для каждого цикла АПВ) возможны разные длительности пауз после однофазного и трехфазного отключения. Функция защиты, выполнив отключение, определяет и его вид: однофазное или трехфазное. В зависимости от этого изменяется длительность паузы.

В режиме *Ang* ... (при пуске) можно задавать разные длительности пауз для АПВ после различных видов КЗ: одно-, двух- и трехфазных. Здесь определяющим является картина пуска функции защиты к моменту исчезновения команды на отключение. Этот режим при трехфазном АПВ позволяет сделать длительность паузы зависимой от вида повреждения.

Блокировка АПВ

Различные ситуации могут приводить к тому, что АПВ запрещается (блокируется).

Например, если АПВ блокируется через дискретный вход, то повторное включение невозможно. Если АПВ еще не запустилось, то теперь оно не сможет запуститься. Если цикл АПВ уже начался, то выполняется динамическая блокировка (см. ниже). Каждый цикл АПВ может также блокироваться индивидуально через дискретный вход устройства. В этом случае соответствующий цикл является недопустимым и пропускается в ходе реализации АПВ (процесс переходит к следующему допустимому циклу). Если блокировка возникла после начала какого-либо цикла, то это приводит к прекращению АПВ, т.е. повторное включение больше не происходит, даже если другие циклы разрешены.

Реализация трехфазного цикла АПВ

Если функция АПВ готова к работе, то защита от КЗ отключает все повреждения в зоне действия ступеней защиты, которые настроены для запуска АПВ, трехфазно. АПВ запускается. При сбросе команды на отключения или размыкании контактов выключателя (контроль по блок-контактам) начинается бестоковая пауза (ее длительность задается соответствующим параметром)). По окончании паузы на силовой выключатель выдается команда на включения. Одновременно начинается отсчет время запрета (продолжительность задается соответствующим

параметром). Если при настройке функций защит по адресу 134 задано **AWE BETRIEBSART = Анг.**, то можно в зависимости от вида запуска защит задавать разные длительности паузы.

Если повреждение устранено (успешное АПВ), время запрета истекает и все функции защиты приходят в исходное (нейтральное) состояние. Обработка повреждения считается законченным.

Если повреждение не устранено (безуспешное АПВ), то защита от КЗ выполнит окончательное отключение по ступене, которая действует без АПВ. Любое повреждение во время запрета также приведет к окончательному отключению.

После безуспешного повторного включения (окончательного отключения) АПВ блокируется динамически (см. выше подзаголовки "Блокировка АПВ", стр.6-191). Вышеописанная схема реализации АПВ действует при однократном повторном включении. В устройстве 7SA6 возможно также многократное (до 8 циклов) АПВ.

3.1 Настройка параметров

Если на присоединении, на котором устанавливается дистанционная защита 7SA6, не выполняется АПВ (например, на кабельных линиях, трансформаторах, двигателях и т.д.), эта функция должна исключаться при параметрировании устройства (см. раздел 5.1, адрес 133). Тогда АПВ полностью выводится из действия, т.е. в устройстве 7SA6 не обрабатывается информации, связанная с функцией АПВ, отсутствуют относящиеся к ней сигналы, а дискретные входные сигналы для АПВ игнорируются. Все параметры АПВ недоступны и игнорируются.

Если, напротив, внутреннее АПВ должно использоваться, то при настройке объема функций по адресу 133 **AUTO-WE** должен быть задан вид АПВ, а по адресу 134 **AWE BETRIEBSART** – режим работы.

С помощью встроенной функции АПВ устройство 7SA6 позволяет выполнять до 8 попыток повторного включения. Параметры по адресам с 3401 по 3441 являются общими для всех циклов, индивидуальные настройки циклов начинаются с адреса 3450.

При этом для первых четырех циклов можно задать индивидуальные параметры. Для всех циклов, начиная с пятого, действуют значения параметров четвертого цикла.

По адресу 3401 **AUTO-WE** функция АПВ может включаться (Ein) или отключаться (Aus).

Условием того, что после отключения КЗ может произойти повторное включение, является то, что к моменту пуска АПВ (т.е. в начале подачи первой команды отключения) силовой выключатель готов по крайней мере к одному циклу **ОТКЛ-ВКЛ- ОТКЛ**. Готовность выключателя сообщается устройству сигналом "**>LS1 bereit**" (FNr 371).

В случае, когда такой сигнал отсутствует, по адресу 3402 задается **LS? VOR ANWURF = Nein**, т.к. иначе вообще никакое АПВ не возможно. Если проверка готовности выключателя возможна, следует задать **LS? VOR ANWURF = Ja**.

После этого перед каждым повторным включением будет проверяться готовность выключателя, с параметрами, которые задаются при настройке отдельных циклов АПВ.

Для повторной проверки готовности выключателя во время паузы по адресу 3409 **T LSÜBERW.** можно задать задержку времени проверки готовности выключателя. Эта задержка должна быть немного больше, чем время восстановления выключателя после цикла **ОТКЛ-ВКЛ-ОТКЛ**. Если по истечении этого времени выключатель все еще не готов, то он не включается и АПВ динамически блокируется.

Ожидание повторной готовности выключателя может привести к увеличению длительности паузы. Проверка условий контроля синхронизма (если эта функция используется) также может задержать повторное включение. Чтобы избежать неконтролируемого увеличения задержки, можно по адресу 3411A **T PAUSE VERL.** задать максимальное увеличение длительности паузы. При задании значения «∞» это увеличение длительности не ограничено. Эта настройка возможна только с помощью DIGSI 4 и опции "**Weitere Parameter**" (другие параметры). Учтите, что увеличенная длительность паузы после трехфазного отключения допустима только в том случае, если не возникает проблем с устойчивостью или перед повторным включением выполняется контроль синхронизма.

Время запрета **T SPERRZEIT** (адрес 3403) является интервалом времени, по истечении которого при успешном повторном включении неисправность в сети считается ликвидированной. Новое отключение от какой-либо функции защиты в этот промежуток времени приводит к тому, что при многократном АПВ будет запускаться следующий цикл. Если следующее повторное включение недопустимо, то при новом отключении считается, что последнее повторное включение было безуспешным. Время запрета должно быть больше, чем самое большое время команды от функции защиты, которая запускает АПВ.

7SA6 Руководство по эксплуатации

В общем случае достаточно несколько секунд. В районах с частыми грозами и штормами имеет смысл устанавливать меньшее время запрета, чтобы уменьшить вероятность окончательного отключения вследствие быстро следующих друг за другом ударов молнии или соударения проводов (пляска проводов).

Следует выбирать большее время запрета, если при многократном повторном включении отсутствует возможность контроля положения силового выключателя (см. выше), например, из-за отсутствия информации от блок-контактов и информации о готовности выключателя. Тогда время запрета АПВ должно быть больше, чем время готовности выключателя при

повторном включении.

Длительность блокировки при ручном включении **T BLK HANDEIN** (адрес 3404) должно обеспечивать надежное включение и отключение выключателя (от 0,5 сек до 1сек). Если в течении этого времени после включения выключателя какой-либо функцией защиты будет обнаружено повреждение, то АПВ не выполняется и это приведет к окончательному трехфазному отключению. Если это нежелательно, то по адресу 3404 следует задать

Возможности для обработки последовательности повреждений в цикле АПВ описаны в разделе 6.14.1 под заголовком " Обработка последовательности повреждений в цикле АПВ". Эта функция не применяется на тех концах линии, на которых используется АПВ с адаптивной бестоковой паузой (адрес 133 **AUTO-WE = ASP**, раздел 5.1). В этом случае адреса 3406 и 3407 для такого устройства игнорируются и недоступны.

Параметры функции обнаружений последовательности повреждений в цикле АПВ можно задать по адресу 3406 **FOLGEFEHLER-ERK**. Значение **Mit Anregung** означает, что каждый *пуск* защиты во время бестоковой паузы интерпретируется как последовательное повреждение в цикле АПВ. Для значения **Mit Auskomando** повреждение во время бестоковой паузы только тогда расценивается как повреждение в цикле АПВ, когда оно приводит к выдаче **команды отключения** одной из функций защиты. Сюда можно отнести также команды отключения, которые поступают от внешних устройств защиты через дискретный вход или передаются с другого конца защищаемого объекта. Если внешнее устройство защиты взаимодействует с внутренней АПВ, то обнаружение повреждений в цикле АПВ (по критерию пуска) происходит при условии, что пусковой сигнал от внешнего устройства подключен к 7SA6; иначе повреждения в цикле АПВ можно обнаружить лишь с помощью внешней команды отключения, даже если здесь было задано **Mit Anregung**.

Реакция на последующие повреждения задается по адресу 3407. Параметр **FOLGEFEHLER = blockiert AWE** означает, что после обнаружения повреждения в цикле АПВ повторное включение выполняться не будет (блокируется). Это целесообразно, если всегда должно выполняться только однофазное отключение или при включении после трехфазной паузы можно ожидать проблемы с устойчивостью (стабильностью). Если после отключения повреждения в цикле АПВ должен инициироваться цикл трехфазного АПВ, то задается значение **FOLGEFEHLER = Start TP FOLGE**. В этом случае вместе с командой трехфазного отключения повреждения в цикле АПВ запускается трехфазная пауза с отдельно задаваемой длительностью. Это имеет смысл, если допустимы трехфазные отключения. Параметр по адресу 3408 **T ANWURFÜBERW**. (время срабатывания выключателя) контролирует реакцию выключателя на команду отключения. Если выключатель спустя это время (от начала команды отключения) не отключится, то АПВ динамически блокируется. Критерием отключенного

(разомкнутого) состояния является положение блок-контактов выключателя или пропадание команды отключения. Если на присоединении используется защита от отказов выключателя (внутренняя или внешняя), то это время должно быть меньше, чем задержка времени этой защиты, благодаря чему в случае отказа выключателя повторное включение не производится.

Если команда повторного включения передается на другой конец, то, задавая значение параметра по адресу 3410 T INTER-EIN, эту передачу можно выполнить с задержкой. Передача команды АПВ на другой конец предполагает, что устройство на противоположном конце работает с адаптивной бестоковой паузой (адрес 133 AUTO-WE = ASP, см. также раздел 5.1). В противном случае этот параметр игнорируется. С одной стороны эта задержка предотвращает ненужное повторное включение на противоположном конце, если местное повторное включение оказывается неуспешным. С другой стороны следует учесть, что по линии не передается электроэнергия пока противоположный конец не включен. При рассмотрении устойчивости сети нужно это время прибавить к длительности паузы.

Обзор параметров.

Таблица 4.1 – Настройка параметров АПВ (часть 1).

| Адр. | Параметр | Возможные значения | Значение по умолчанию | Пояснения |
|-------|----------------|--|---------------------------|---|
| 3401 | AUTO-WE | Ein (включена) Aus (отключена) | Включена | Автоматическое повторное включение |
| 3402 | LS? VOR ANWURF | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Надо ли проверить готовность силового выключателя перед пуском АПВ ? |
| 3403 | T SPERRYEIT | 0.50..300.00 s | 3.00 сек | Продолжительность запрета АПВ |
| 3404 | T BLK HANDEN | 0.50..300.00 s 0 | 1.00 сек | Длительность блокирования АПВ при обнаружении ручного включения |
| 3406 | FOLGEFEHLERERK | Mit Anregung (при срабатывании) Mit Auskommando (при команде на отключение) | При команде на отключение | Обнаружение последовательности КЗ в цикле АПВ |
| 3407 | FOLGEFEHLER | blockiert AWE (АПВ блокируется) startet TP FOLGE (начинается отсчет паузы) | начинается отсчет паузы | Реакция устройства на последовательность КЗ во время бестоковой паузы |
| 3408 | T ANWURFÜBERW. | 0.01..300.0 s | 0.20 сек | Время контроля отказа выключателя в цикле АПВ |
| 3409 | T LS-ÜBER | 0.01..300.00 s | 3.00 сек | Время контроля готовности силового выключателя |
| 3410 | T INTER-EIN | 0.00..300.00 s ∞ | ∞ сек | Время до внутренней команды «Вкл.» |
| 3411A | T PAUSE VERL. | 0.50..300.00 s ∞ | ∞ сек | Максимальное увеличение длительности паузы |
| 3430 | MITNAHME ZPOL | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | Доотключение фаз (адекватность силового выключателя) |
| 3433 | ASP T WIRK | ∞.1..300.00 s ∞ | 0.20 сек | Время действия |
| 3434 | ASP T MAX | 0.50..3000.00 s | 5.00 сек | Максимальная адаптивная бестоковая пауза (АБП) |

Таблица 4.2 – Настройка параметров АПВ (часть 2).

| | | | | |
|-------|-----------------|-----------------------|----------|--|
| 3408 | T ANWURFÜBERW. | 0.01..300.0 s | 0.20 сек | Время контроля отказа выключателя в цикле АПВ |
| 3409 | T LS-ÜBER | 0.01..300.00 s | 3.00 сек | Время контроля готовности силового выключателя |
| 3410 | T INTER-EIN | 0.00..300.00 s ∞ | ∞ сек | Время до внутренней команды «Вкл.» |
| 3411A | T PAUSE VERL. | 0.50..300.00 s ∞ | ∞ сек | Максимальное увеличение длительности паузы |
| 3430 | MITNAHME 3POL | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | Дротключение фаз (адекватность силового выключателя) |
| 3433 | ASP T WIRK | ∞.1..300.00 s ∞ | 0.20 сек | Время действия |
| 3434 | ASP T MAX | 0.50..3000.00 s | 5.00 сек | Максимальная адаптивная бестоковая пауза (АБП) |
| 3435 | ASP erlaubt 1p. | Nein (Нет) Ja (Да) | нет | Разрешено ли однофазное выключение при АБП. |
| 3436 | ASP LS? vor WE | Nein (Нет) Ja (Да) | нет | Проверить готовность силового выключателя до ПВ |
| 3437 | ASP: Syn-Check | Nein (Нет) Ja (Да) | нет | Контроль синхронизма после 3-х фазной паузы |
| 3438 | T U STABIL | 0.10..30.00 s | 0.10 сек | Время стабильного состояния для напряжения |
| 3440 | Uphe Betrieb> | 30..90 V | 48 в | Граничное значение напряжения при отсутствии повреждения |
| 3441 | Uphe Betrieb< | 2..70 V | 30 в | Граничное значение фиксации отсутствия повреждения |
| 3450 | 1.WE: ANWURF | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | Разрешен ли запуск с этим циклом? |
| 3451 | 1.WE:T WIRK | 0.01..300.00 s; ∞ | 0.20 сек | (первое АПВ), время действия |
| 3453 | 1.WE:TP ANR1Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при однофазном запуске |

Если команда повторного включения передается на другой конец, то, задавая значение параметра по адресу 3410 T INTER-EIN, эту передачу можно выполнить с задержкой. Передача команды АПВ на другой конец предполагает, что устройство на противоположном конце работает с адаптивной бестоковой паузой (адрес 133 **AUTO-WE** = **ASP**, см.также раздел 5.1).

Таблица 4.3 – Настройка параметров АПВ (часть 3).

| Адр. | Параметр | Возможные значения | Значение по умолчанию | Пояснения |
|------|------------------|-----------------------|-----------------------|---|
| 3455 | 1.WE:TP ANR3Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном запуске |
| 3456 | 1.WE:TP AUS1Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при однофазном отключении |
| 3457 | 1.WE:TP AUS3Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном отключении |
| 3458 | 1.WE: TP FOLGE | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Длительность паузы при последовательности повреждений в цикле АПВ |
| 3459 | 1.WE: LS? vor WE | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Проверить готовность силового выключателя перед ПВ |
| 3460 | 1.WE: Syn-Check | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Контроль синхронизма после трехфазной паузы |
| 3461 | 2.WE: ANWURF | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Разрешен ли запуск в этом цикле? |
| 3462 | 2.WE: T WIRK | 0.01..300.00 s; ∞ | 0.20 сек | (Второе ПВ), время действия |
| 3464 | 2.WE: TP ANR1Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при однофазном срабатывании |
| 3465 | 2.WE: TP ANR2Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при двухфазном срабатывании |
| 3466 | 2.WE: TP ANR3Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном срабатывании |
| 3467 | 2.WE: TP AUS1Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | ∞ сек | Продолжительность паузы при однофазном отключении |
| 3468 | 2.WE: TP AUS3Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном отключении |
| 3469 | 2.WE: TP FOLGE | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Длительность паузы при последовательности повреждений в цикле АПВ |
| 3470 | 2.WE: LS? vor WE | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Проверить готовность силового выключателя перед ПВ |
| 3471 | 2.WE: Syn-Check | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Контроль синхронизма после трехфазной паузы |
| 3472 | 3.WE: ANWURF | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Разрешен ли запуск в этом цикле? |
| 3473 | 3.WE: T WIRK | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.20 сек | Третье ПВ, время действия |
| 3475 | 3.WE: TP ANR1Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при однофазном срабатывании |
| 3476 | 3.WE: TP ANR2Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при двухфазном срабатывании |
| 3477 | 3.WE: TP ANR3Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном срабатывании |
| 3478 | 3.WE: TP AUS1Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | ∞ сек | Продолжительность паузы при однофазном отключении |
| 3479 | 3.WE: TP AUS3Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном отключении |
| 3480 | 3.WE: TP FOLGE | 0.01..1800.00 s | 1.20 сек | Длительность паузы при последовательности повреждений в цикле АПВ |
| 3481 | 3.WE: LS? vor WE | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Проверить готовность силового выключателя перед ПВ |
| 3482 | 3.WE: Syn-Check | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Контроль синхронизма после трехфазной паузы |
| 3483 | 4.WE: ANWURF | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Разрешен ли запуск в этом цикле? |

Таблица 4.3 – Настройка параметров АПВ (часть 4).

| Адр. | Параметр | Возможные значения | Значение по умолчанию | Пояснения |
|------|------------------|---|-----------------------|---|
| 3484 | 4.WE: T WIRK | 0.01..300.00 s; ∞ | 0.20 сек | Четвертое ПВ, время действия |
| 3486 | 4.WE: TP ANR1Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при однофазном срабатывании |
| 3487 | 4.WE: TP ANR2Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 1.20 сек | Продолжительность паузы при двухфазном срабатывании |
| 3488 | 4.WE: TP ANR3Ph | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном срабатывании |
| 3489 | 4.WE: TP AUS1Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | ∞ сек | Продолжительность паузы при однофазном отключении |
| 3490 | 4.WE: TP AUS3Po | 0.01..1800.00 s; ∞ | 0.50 сек | Продолжительность паузы при трехфазном отключении |
| 3491 | 4.WE: TP FOLGE | 0.01..1800.00 s | 1.20 сек | Длительность паузы при последовательности повреждений в цикле АПВ |
| 3492 | 4.WE: LS? vor WE | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Проверить готовность силового выключателя перед ПВ |
| 3493 | 4.WE: Syn-Check | Nein (Нет) Ja (Да) | Нет | Контроль синхронизма после трехфазной паузы |
| 3431 | RSÜ/VWE | ohne (без) Verkürzte WE (укороченное ПВ) Rückspannungsüberwachung (Контроль «обратного» напряжения) | без | Контроль обратного напряжения / укороченное повторное включение |
| 3420 | AWE mit DIST. | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | АВП с дистанционной защитой? |
| 3421 | AWE mit SAB | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | АВП после мгновенного отключения? |
| 3422 | AWE mit ASE | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | АВП после команды «Откл.» при слабом питании? |
| 3423 | AWE mit EF | Nein (Нет) Ja (Да) | Да | АВП с защитой от замыкания на землю? |

Параметрирование уставок в программе DIGSI ® 4.

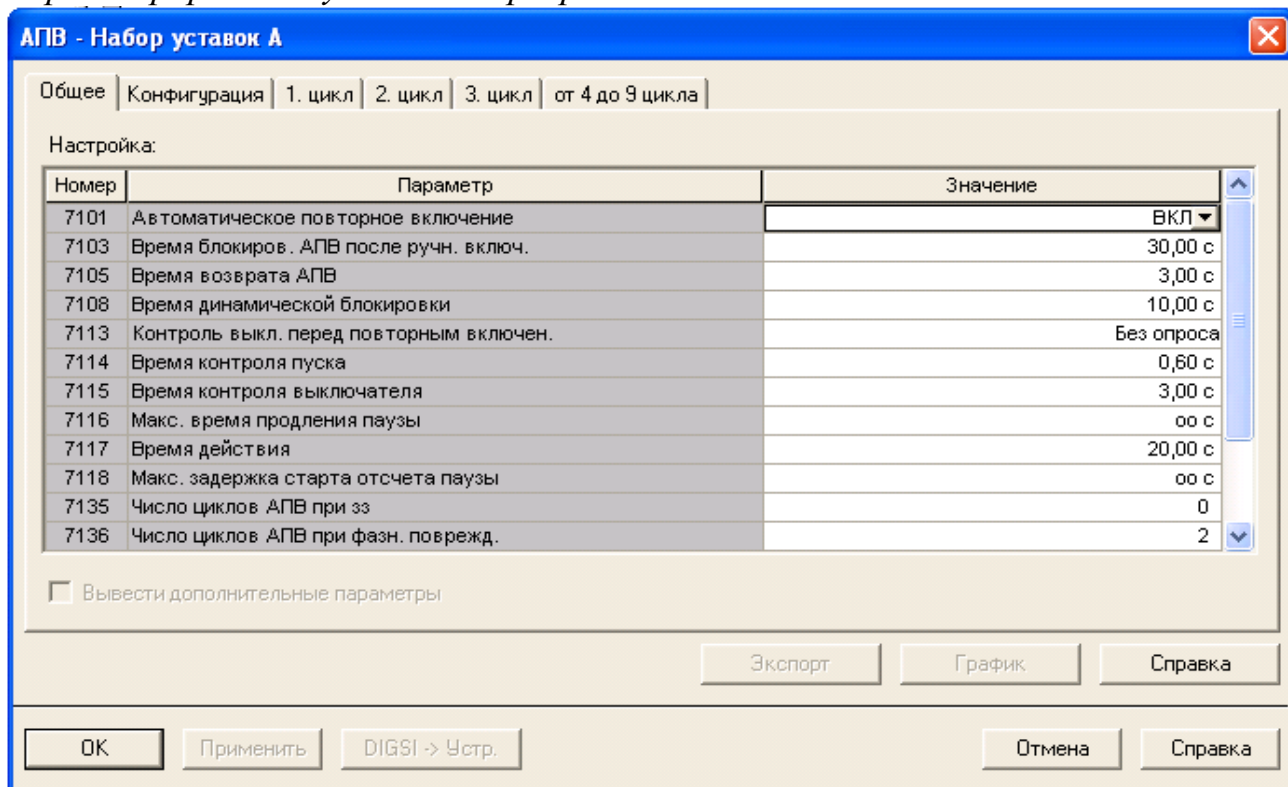


Рисунок 4.3 – Общие параметры уставок АПВ.

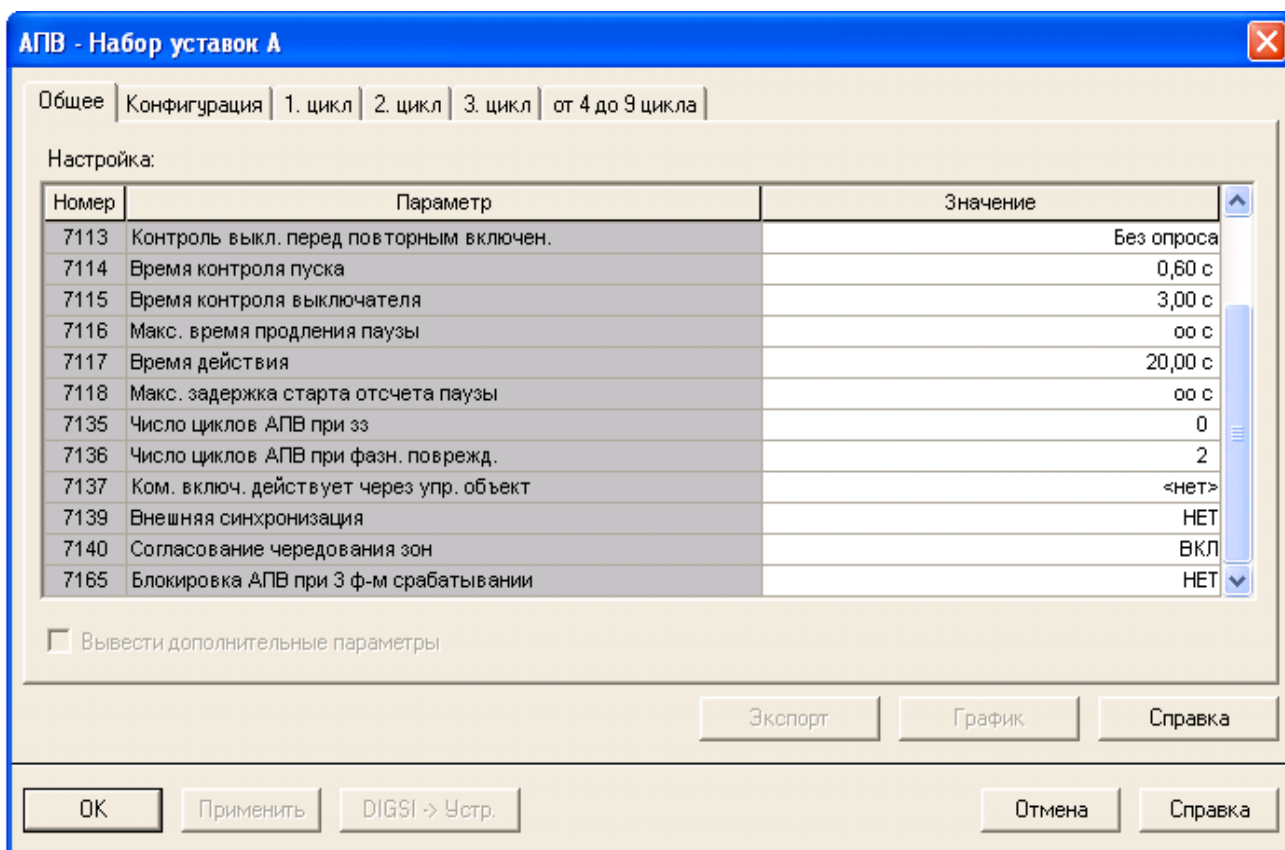


Рисунок 4.4 – Общие параметры уставок АПВ.

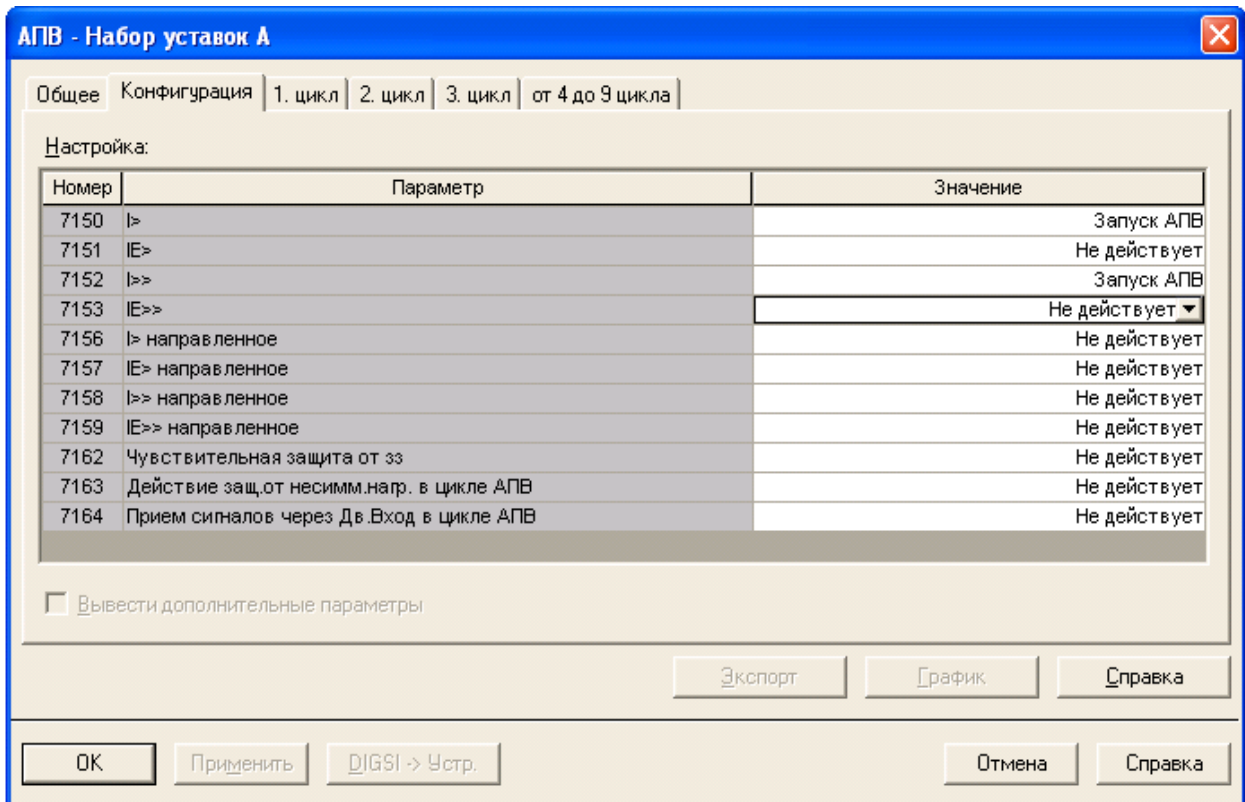


Рисунок 4.5 – Конфигурация уставок АПВ.

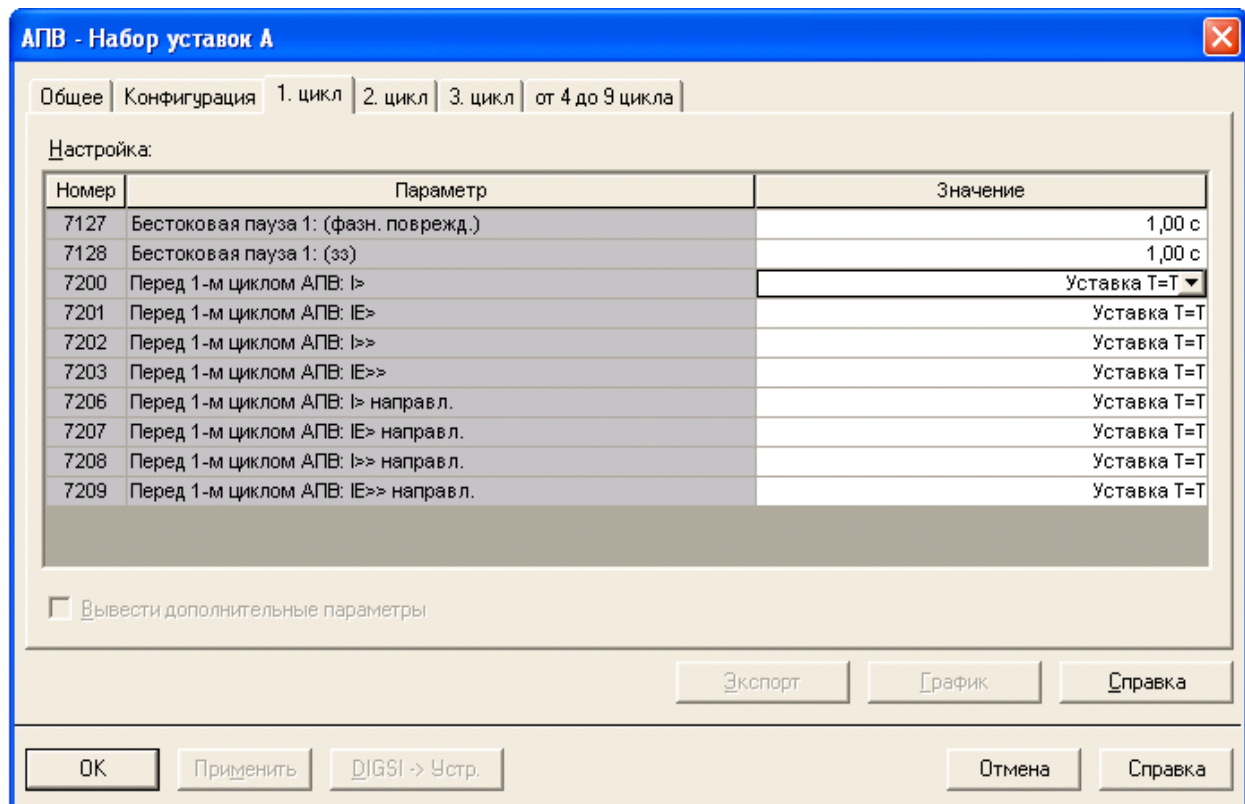


Рисунок 4.6 – Уставки 1-го цикла АПВ.

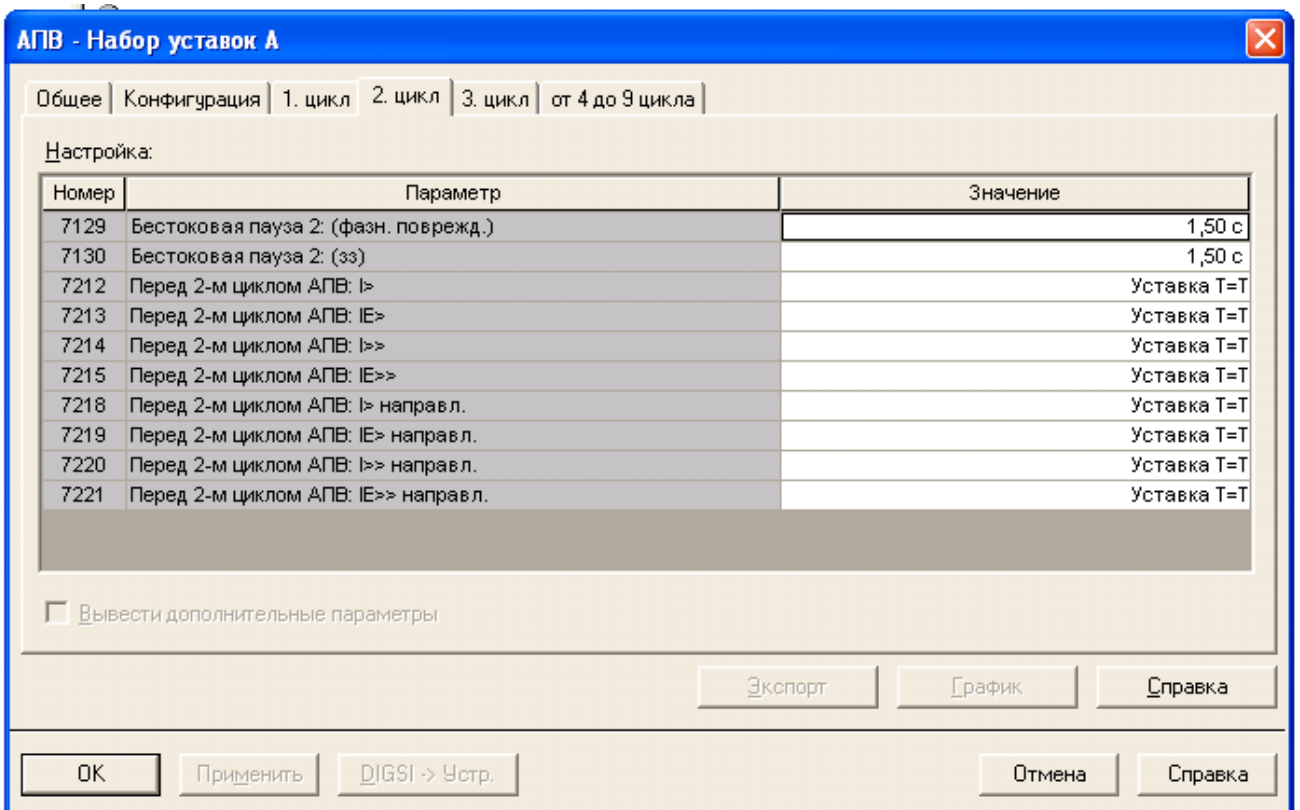


Рисунок 4.7 – Уставки 2-го цикла АПВ.

5 Бизнес план строительства подстанции «Смайловка 110/35/10 кВ»

Общее положение

В состав ПС входят два трехобмотных трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 110 и 35 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 424.55 млн. тенге.

Денежный поток: 144.28 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 5 лет.

Строительство осуществляется за счет кредита в банке «KaspiBank».

Рынок сбыта

Рынком сбыта электроэнергии являются населенные пункты, различные предприятия, фабрики.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии, который для Костанайской области равен 14.36 тенге/кВт.

План производства.

В соответствии со «СНиП» срок строительства ПС «Смайловка 110/35/10 кВ» принят равным 12 месяцам.

Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 50 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_z = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Организационный план

Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов:

- 1) утвержденного проектного задания;
- 2) рабочих чертежей и смет;
- 3) проекта организации строительства (ПОС);

- 4) директивных сроков строительства;
- 5) планов комплектования изделиями, конструкциями, материалами;
- 6) данных о наличии машин и механизмов;
- 7) данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства;
- 8) принятой в проекте транспортной схемы;
- 9) метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства;
- 10) типовых технологических карт;
- 11) схем комплексной механизации отдельных процессов;
- 12) типовых монтажных приспособлений и оснастки;
- 13) исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, маслостоки, водопровод, канализация).

Юридический план

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 15 % годовых.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Экологическая информация

Экология строительства это еще и ответственность за выбор места, где будет расположено подстанция, не стоит уделять этому вопросу мало внимания, ибо экология имеет важнейшую роль в жизни человека. Здесь стоит выделить два аспекта: как окружающая среда повлияет на человека и как человек повлияет на нее своим вмешательством. Экологические обследования обычно проводятся наряду с инженерными изысканиями. Очень важно определить, не несет ли район, выбранный для строительства, угрозы для здоровья и жизни людей.

Гораздо более серьезные вопросы экология строительства затрагивает в том случае, когда речь идет о возможном вреде, который человек может нанести природе возведением зданий. Это позволит сохранить ареал обитания птиц и зверей, которых так мало осталось в окрестностях наших городов. Все это можно предотвратить с помощью экологических изысканий, которые уже не выглядят простой формальностью.

При размещении, выполнении предпроектной и проектной подготовки, проведении строительных работ по зданиям, строениям и иным объектам, оказывающим прямое или косвенное влияние на состояние окружающей среды предусмотрели мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, оздоровлению окружающей среды.

5.1 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП.

Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Капитальные затраты на сооружение ПС состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы.

Капитальные вложения в ПС ($K_{ПС}$) зависят от многих факторов и разделены на четыре составляющие:

- 1) затраты по распределительным устройствам (РУ) – $K_{РУ}$;
- 2) затраты по силовым трансформаторам – K_T ;
- 3) затраты по РЗиА – $K_{РЗ}$;
- 4) постоянная часть затрат – $K_{пост}$.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗиА, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Таким образом, капитальные затраты по ПС

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_T + K_{РЗ} + K_{пост} \quad (5.1)$$

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблице 5.1 - 5.4.

Таблица 5.1– Капитальные вложения в распределительные устройства

| Наименование оборудования | Кол.-во, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего, млн. тенге |
|----------------------------|--------------|-----------------------------|-------------------|
| Выключатель 110 кВ | 4 | 3,64 | 14,56 |
| Выключатель 35 кВ | 6 | 2,58 | 15,48 |
| Разъединитель 110 кВ | 10 | 1,46 | 14,6 |
| Разъединитель 35 кВ | 17 | 1,02 | 17,34 |
| Трансформаторы тока 110 кВ | 21 | 0,16 | 3,36 |
| Трансформаторы тока 35 кВ | 39 | 0,09 | 3,51 |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | |
|------------------------------------|---|------|-------|
| Трансформатор напряжения 110 кВ | 2 | 0,12 | 0,24 |
| Трансформатор напряжения 35 кВ | 2 | 0,08 | 0,16 |
| Ограничители перенапряжений 110 кВ | 2 | 0,72 | 1,44 |
| Ограничители перенапряжений 35 кВ | 2 | 0,58 | 1,16 |
| КРУ 10 кВ | 1 | 10 | 10 |
| Итого | | | 81,85 |

Таблица 5.2– Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

| Наименование оборудования | Кол.-во, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего, млн. тенге |
|---|--------------|-----------------------------|-------------------|
| Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS» | 3 | 4,3 | 12,9 |
| Шкаф релейной защиты линии 35 кВ фирмы «SIEMENS» | 1 | 4,3 | 4,3 |
| Шкаф релейной защиты трансформатора фирмы «SIEMENS» | 3 | 4,3 | 12,9 |
| Итого | | | 30,1 |

Таблица 5.3 – Капитальные вложения в силовые трансформаторы

| Наименование оборудования | Кол.-во, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего, млн. тенге |
|--------------------------------|--------------|-----------------------------|-------------------|
| Трансформатор ТДТН – 16000/110 | 2 | 18 | 36 |

Примем, что постоянная часть затрат ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС

$$K_{\text{ПС}} = 81,85 + 30,1 + 36 + 120 = 267,95 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями.

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L , находятся затраты на сооружение линии:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (5.2)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы;

L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 5.4

Таблица 5.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

| Линия | Общая длина линии, км | Стоимость одного км.длины линии, млн.тенге | Общая стоимость линии, млн.тенге (с учетом рем.баз и линий связи) |
|-----------|-----------------------|--|---|
| ВЛ 110 кВ | 21 | 5,4 | 113,4 |
| ВЛ 35 кВ | 8 | 5,4 | 43,2 |
| Итого | | | 156,6 |

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{ЭС} = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (5.3)$$

$$K_{ЭС} = 267,95 + 156,6 = 424,55 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек.

Ежегодные эксплуатационные издержки составляют:

$$I_{\text{экс}\Sigma} = I_{\text{эксПС}} + I_{\text{эксЛЭП}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{эксПС}}$ – эксплуатационные издержки на подстанцию;

$I_{\text{эксЛЭП}}$ – эксплуатационные издержки на ЛЭП.

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ам}}^{\text{ПС}} = \frac{6,7}{100} \cdot 267,95 = 17,95 \text{ млн тг}$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ЛЭП}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ам}}^{\text{ЛЭП}} = \frac{2}{100} \cdot 156,6 = 3,132 \text{ млн тг}$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;

K – капитальные вложения.

Показатели стоимости ОРУ 110, 35кВ и КРУ 10 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{\text{экс}\Sigma} = 17,95 + 3,132 = 21,082 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет себестоимости на передачу электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- 1) энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- 2) ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- 3) энергия на компенсацию технических потерь;
- 4) материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);
- 5) расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- 6) износ основных средств;
- 7) командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- 8) канцелярские расходы;
- 9) охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- 10) поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- 11) страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- 12) переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- 13) типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- 14) подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- 15) расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
- 16) услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- 17) расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- 18) налоговые платежи;
- 19) расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- 20) услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере

установленного процента с сумм оборота);

21) услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (5.7)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;
 \mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum I = I_{\text{ам}} + I_{\text{др}}, \quad (5.8)$$

где $I_{\text{ам}}$ – ежегодные издержки на амортизацию (составляют 45% от общих затрат);

$I_{\text{др}}$ – прочие издержки (составляют 55% от общих затрат).

$$I_{\text{др}} = \frac{21,082 \cdot 0,55}{0,45} = 25,77 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum I = 21,082 + 25,77 = 46,85 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_z \cdot T_{\text{max}}, \quad (5.9)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_z – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 17,5 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 99,225 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{46,85}{99,225} = 0,472 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расчет чистой прибыли

Стоимость электроэнергии

$T = 14,36$ тенге/кВт·ч – тариф за электроэнергию в Костанайской области.

$T_{\text{ЭПО}} = 5,5$ тенге/кВт·ч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{КЕГОС}} = 1,685$ тенге/кВт·ч – тариф АО «КЕГОС» за передачу электроэнергии;

$T_{\text{РЭК}} = 3,3$ тенге/кВт·ч – тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \Xi \cdot T, \quad (5.10)$$

$$V_{\text{реал}} = 99,225 \cdot 14,36 = 1 \text{ млрд. } 425 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 99,225 \cdot 5,5 = 546 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты КЕГОС:

$$V_{\text{КЕГОС}} = 99,225 \cdot 1,685 = 167 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 99,225 \cdot 3,3 = 327 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$V_{\text{ост}} = 1,425 - (0,546 + 0,167 + 0,327) = 385 \text{ млн. тенге.}$$

Далее рассчитаем прибыль:

$$\Pi = 385 - 46,85 = 338,15 \text{ млн. тенге}$$

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 338,15 \cdot 0,8 = 270,52 \text{ млн. тенге.}$$

40% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,4 \cdot 270,52 = 108,208 \text{ млн. тенге.}$$

5.2 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения ЧПС необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (5.11)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге;
 r – ставка дисконтирования, $r = 15\%$ (банковский кредит);
 n – время реализации проекта, год;
 CF – денежный поток:

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам}, \quad (5.12)$$

$$CF = 108,208 + 21,082 = 129,29 \text{ млн. тенге.}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

ЧПС $= 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

ЧПС < 0 , то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7

Таблица 5.7 – Расчет ЧПС

| Год | CF , млн. тенге | $\frac{1}{(1+r)^n}$, млн. тенге | ЧПС, млн. тенге | I_c , млн. тенге |
|-----|-------------------|----------------------------------|-----------------|--------------------|
| 0 | | | | -424,55 |
| 1 | 129,29 | 0,87 | -316,81 | |
| 2 | 129,29 | 0,756 | -227,02 | |
| 3 | 129,29 | 0,658 | -152,20 | |
| 4 | 129,29 | 0,572 | -89,85 | |
| 5 | 129,29 | 0,497 | -37,89 | |
| 6 | 129,29 | 0,43 | 5,41 | |

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) – IRR

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адетивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

Внутренняя норма прибыли рассчитывается по формуле:

$$IRR = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_c}}\right) \cdot 100\%, \quad (5.13)$$

$$IRR = \left(1 - \sqrt[6]{\frac{129,29}{424,55}} \right) \cdot 100\% = 18\%$$

Внутренняя норма прибыли служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку на 3 % ($IRR - r = 18\% - 15\%$).

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 6 лет.

Анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

6 Безопасность жизнедеятельности

Общие положения

Подстанция «Смайловка» является транзитной, имеет два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 160 МВА; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам службы РЗА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

6.1 Анализ условий труда подстанции

Рациональное устройство рабочего места учитывает оптимальную его планировку, степень механизации и автоматизации, выбор рабочей позы оператора и расположения органов управления, инструментов, материалов и др. Оптимальная планировка обеспечивает удобство при выполнении работы, экономию сил и времени рабочего (оператора), правильное использование производственных площадей, безопасные условия работы.

Примером рабочего места дежурного у щита подстанции служат помещение щита управления и все помещения закрытой подстанции, в которых размещено электрооборудование (камеры силовых трансформаторов и реакторов, камеры или ячейки выключателей, ячейки кабельных или воздушных вводов, коридоры обслуживания аппаратов и шин и др.).

Рабочее место человека-оператора – это место оснащенное средствами отображения информации, органами управления и вспомогательным оборудованием, где осуществляется трудовая деятельность человека; оно может быть индивидуальным или коллективным (для двух или более операторов). Рабочее место оператора характеризуется рабочей средой, т.е. совокупностью факторов внешней среды. К ним относятся физические, биологические, информационные, психологические и эстетические свойства среды, воздействующие на человека.

На трансформаторной подстанции установлены трансформаторы, распределительные устройства высокого и низкого напряжения, а также установки релейной защиты, которые предназначены для защиты оборудования от токов КЗ. Одно из последствий токов короткого замыкания является появление искры, далее процесс возгорания переходит в пожар. Тем не менее остается вероятность поражения электрическим током. Основной причиной является человеческий фактор. Поэтому по правилам техники безопасности рабочему персоналу необходимо работать в парах. Кроме того все токоведущие части оборудования должны быть изолированы и металлические корпуса устройств должны быть заземлены и иметь защитное зануление.

Пожары на подстанциях серьезно влияют на энергоснабжение потребителей и доходы сетевого предприятия и его активы. Также пожары создают угрозу персоналу, аварийным бригадам, и людям случайно оказавшимся вблизи. Понимание возможности возникновения пожара, принятие соответствующих противопожарных мер, позволяют снизить риск их образования и смягчить последствия пожара.

Чтобы уменьшить масштабы повреждения оборудования трансформаторные подстанции (не все) оснащаются автоматической системой пожаротушения.

6.2 Система автоматического пожаротушения

В приоритетах установки системы пожаротушения дорогостоящее оборудование. Например диспетчерские помещения, склады, маслохозяйственные помещения.

В качестве огнетушащего вещества применяется комбинированный углекислотно-хладоновый состав.

Расчетная масса комбинированного углекислотно - хладонового состава m_d кг, для объемного пожаротушения определяется по формуле:

$$m_d = k \cdot g_n \cdot V; \quad (6.1)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент компенсации не учитываемых потерь углекислотно-хладонового состава;

$g_n = 0,4$ – нормативная массовая концентрация углекислотно-хладонового состава ;

V – объем помещения;

$$V = A \cdot B \cdot H; \quad (6.2)$$

где $A=6$ м – длина помещения;

$B=6$ м – ширина помещения;

$H=2,5$ м – высота помещения;

$$V = 6 \cdot 6 \cdot 2,5 = 90 \text{ м}^3$$

$$m_d = 1,2 \cdot 0,4 \cdot 90 = 43 \text{ кг}$$

При наличии постоянно открытых проемов, площадь которых составляет то 1% до 10% площади ограждающих конструкций помещений, следует принять дополнительный расход углекислотно-хладонового состава, равный 5 кг на 1 м² площади проемов.

Расчетное число баллонов ε определяется из расчета вместимости в 40 - литровый баллон 25 кг углекислотно-хладонового состава.

Внутренний диаметр трубопровода d_i , мм, определяется по формуле:

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17 \text{ мм}$$

Эквивалентная длина трубопровода l_2 , м определяется по формуле:

$$l_2 = k_1 \cdot l; \quad (6.3)$$

где $k_1 = 1,2$ - коэффициент увеличения длины трубопровода для компенсации не учитывающих местных потерь;

$l = 33 \text{ м}$ - длина трубопровода по проекту, тогда

$$l_2 = 1,2 \cdot 33 = 40 \text{ м}$$

Площадь сечения выходного отверстия оросителя A_3 , мм, определяется по формуле:

$$A_3 = \frac{S}{\varepsilon_1}; \quad (6.4)$$

где S - площадь сечения трубопровода, мм²;

ε - число оросителей;

$$A_3 = \frac{3,14 \cdot 8,5^2}{3} = 75 \text{ мм}^2$$

Расход углекислотно-хладонового состава Q , кг/с, в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода равна 1,4 кг/с.

Расчетное время подачи углекислотно-хладонового состава t , мин, определяется по формуле:

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q}; \quad (6.5)$$

$$t = \frac{43}{60 \cdot 1,4} = 0,5 \text{ мин}$$

Масса основного запаса углекислотно-хладонового состава m , кг, определяется по формуле:

$$m = 1,1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_2}{k}\right); \quad (6.6)$$

где $k_2 = 0,2$ - коэффициент учитывающий остаток углекислотно-хладонового состава в баллонах и трубопроводах;

$$m = 1,1 \cdot 43 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{1,2}\right) = 55 \text{ кг}$$

Из полученных результатов сделаем вывод, что для обеспечения нормального функционирования системы автоматического пожаротушения потребуется 2 баллона углекислотно-хладонового состава вместимостью 40 литров, с массой смеси 25 кг и рабочим давлением 12,5 Мпа.

После расчетов выбираем систему автоматического пуска углекислотно-хладонового состава. Из множества видов автоматических систем пожаротушения выбрал побудительно- пусковую секцию типа ПСР.

6.3 Расчет заземляющего устройства.

Подстанция является понижающей, расположенная во II климатической зоне, имеет два автотрансформатора напряжением 110/35/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 4750 \text{ А}$, получен путем расчета в программе Electronics Workbench.

Площадь подстанций ПС «Смайловка» 110/35/10 кВ $S = 33100 \text{ м}^2$.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, нижнего $\rho_{2изм} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,04 \text{ м}$ длиной $l = 5 \text{ м}$, соединенные стальной полосой сечением $40 \times 4 \text{ мм}$, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением $4 \times 40 \text{ мм}$.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 2,18 \text{ м}$.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,7 \text{ м}$.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, $S, \text{ м}^2$.

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi \quad (6.7)$$

где $\psi = 2$ - коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для II климатической зоны.

$$\rho_{1\text{расч}} = 400 \cdot 2 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений во II климатической зоне $h = 2$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 2.18$ м, то

$$\rho_{2\text{расч}} = \rho \quad (6.8)$$

$$\rho_{2\text{расч}} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности

$$\frac{\rho_{1\text{расч}}}{\rho_{2\text{расч}}} = \frac{\rho_{1\text{изм}} \cdot \psi}{\rho_{2\text{изм}}} = \frac{400 \cdot 2}{80} = 10 \quad (6.9)$$

Принимаем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 5$ м.

Определяем число вертикальных электродов при известном a

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (6.10)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, м²;

n – число вертикальных электродов.

Или определим число вертикальных электродов при известном a по формуле

$$n = \frac{P}{a} = \frac{760}{5} = 152$$

где P – периметр контура заземлителя.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $l_{\text{отн}}$, определяется из выражения

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_{\text{в}}} = \frac{2.18 - 0.7}{5} = 0.296 \text{ м} \quad (6.11)$$

Эквивалентное удельное сопротивление ρ_3 двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (6.12)$$

где показатель степени

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad (6.13)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,296 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,168$$

$$\rho_{\text{э}} = 80 \cdot \left(\frac{800}{80} \right)^{0,168} = 117,78 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L+n \cdot l_B} \quad (6.14)$$

где

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e} \quad (6.15)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2} \quad (6.16)$$

n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников.

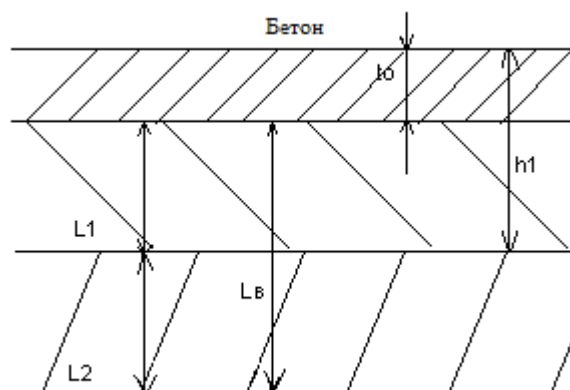


Рисунок 6.1 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2.18 + 2.82 \cdot \frac{800}{80} = 30.38 \text{ м}$$

$$g = \frac{2 \cdot 2.28}{\sqrt{33100} + 152 \cdot 30.38} = 0,001$$

$$L = 40 \cdot 200 + 36 \cdot 180 + 12 \cdot 60 + 3 \cdot 15 + 50 \cdot 100 + 4 \cdot 20 = 8662.5 \text{ м}$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{33100}} \cdot \left(\frac{800}{80}\right)^{0,001} + \frac{800}{8662.5 + 152 \cdot 5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Коэффициент напряжения прикосновения a_1 может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L}\right)^{0,45} \quad (6.17)$$

где $a = \frac{P}{n}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M = 0,69$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$a_1 = 0,69 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{33100}}{5 \cdot 8662.5}\right)^{0,45} = 0,12$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, определяется из формулы

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_c} \quad (6.18)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,45$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле

$$U_{пр} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 \quad (6.19)$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15$ с учетом АПВ, рекомендуемом времени для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага, составляет 450 В.

Потенциал заземлителя определяется по формуле

$$\varphi_3 = I_{кз} \cdot R_3 = 14320 \cdot 0,28 = 4009.6 \text{ В} \quad (6.20)$$

Находим максимальное напряжение прикосновения

$$U_{пр.мах} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 4009.6 \cdot 0,12 = 481.152 \text{ В} \quad (6.21)$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети

$$U_{пр} = U_{пр.мах} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{доп} \quad (6.22)$$

где I_h – ток через человека.

Имеем

$$I_h = \frac{U_{пр.мах}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{481.152}{1000 + 1,5 \cdot 800} = 0,22 \text{ А} \quad (6.23)$$

Проверяем условие безопасности, где $U_{пр} = 450$ В, определяемое ГОСТ 12.1.038 – 82.

$$U_{пр} = 481.152 - 0,45 \cdot 1,5 \cdot 800 \leq 450$$

$$211.152 \text{ В} \leq 450 \text{ В}$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, определяется в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,15$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 800} = 0,17 \quad (6.24)$$

По следующей формуле определяем напряжение шага

$$U_{ш} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 14320 \cdot 0,28 \cdot 0,15 \cdot 0,17 = 102.24 \text{ В} \quad (6.25)$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока

$$U_{ш} = U_{1-2max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{доп} \quad (6.26)$$

где $U_{пр} = 450$ В, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t = 0,15$ с

$$U_{1-2max} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 4009,6 \cdot 0,15 = 601,44 \text{ В} \quad (6.27)$$

Ток через человека находим по формуле

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{601,44}{1000 + 6 \cdot 800} = 0,104 \text{ А} \quad (6.28)$$

Проверим условие безопасности

$$U_{пр} = 601,44 - 0,104 \cdot 6 \cdot 800 \leq 450$$

$$102,24 \text{ В} \leq 450 \text{ В}$$

Условие выполняется.

Рассматриваем возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр,доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{14320 \cdot 0,12 \cdot 0,45} = 0,58 \text{ Ом} \quad (6.29)$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш,доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{14320 \cdot 0,15 \cdot 0,17} = 1,23 \text{ Ом} \quad (6.30)$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,28$ Ом, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность силового кабеля от службы ПС до ОРУ 35 кВ составляет 210 м.

$$l_k = 0,21 \text{ км}$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока принимаем ток, вычисленный приближенно по формуле

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0.21)}{350} = 0,363 \text{ A} \quad (6.31)$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина силового кабеля, км;

l_B – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициента α_2 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \quad (6.32)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,12;$$

$$a_2 = 0,45;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,17;$$

$$R_3 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 1,56 \text{ A}.$$

$$I_h = 0,363 \cdot \frac{0,28}{1000} = 0,0001018 \text{ A}$$

Находим $U_{\text{пр}}$

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 0,363 \cdot 0,28 \cdot 0,12 \cdot 0,45 = 0,0055 \text{ В}$$

Находим $U_{\text{ш}}$

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,363 \cdot 0,28 \cdot 0,15 \cdot 0,17 = 0,0026 \text{ В}$$

Ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,56 \cdot \frac{0,28}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,17 = 0,0026 \text{ мА}$$

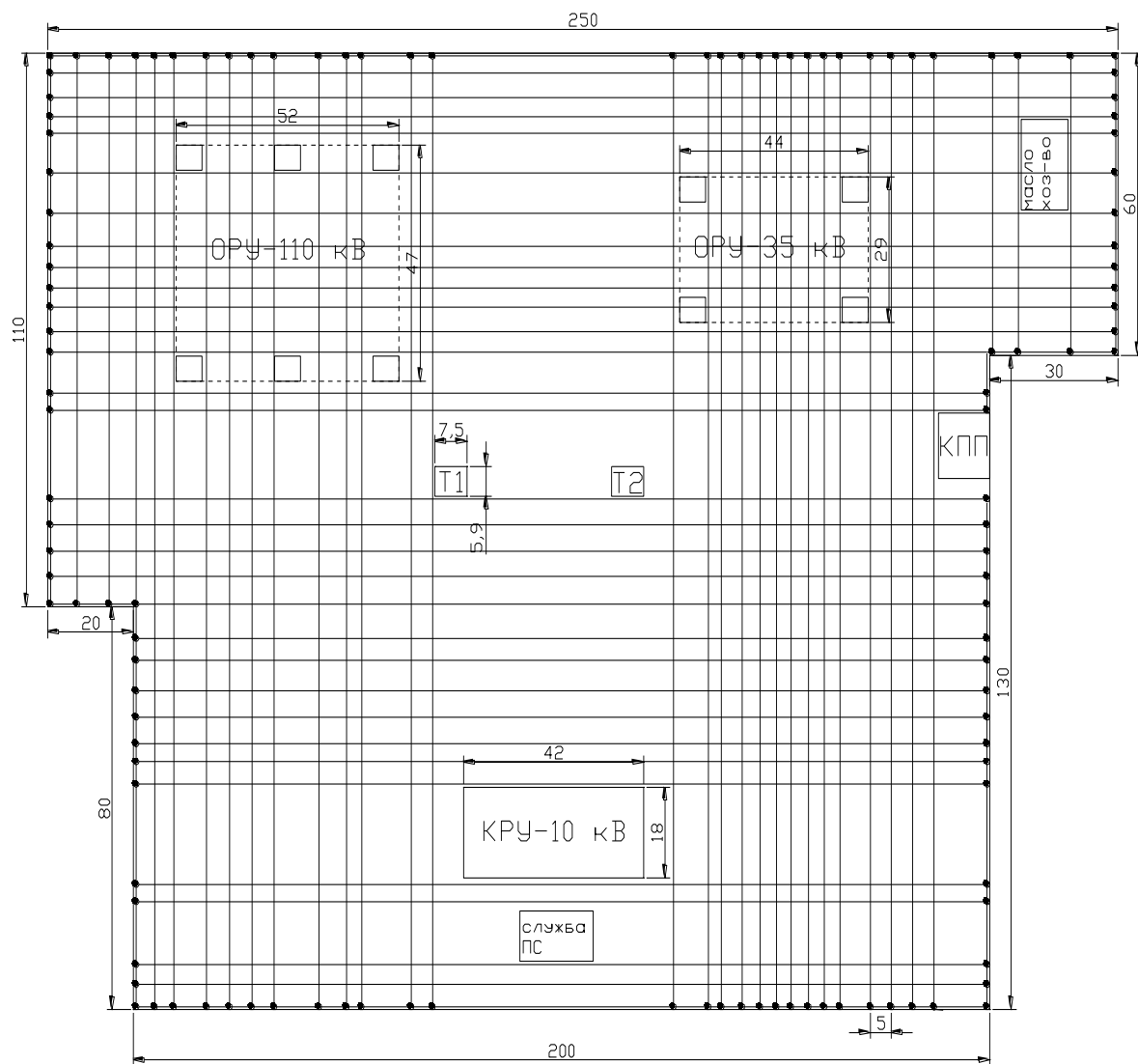


Рисунок 6.2 - Расчетная модель заземлителя

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{пр}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 с$ и более $U_{пр} = 36 В$ и $I_h = 6 мА$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита и автоматизация подстанции «Смайловка» напряжением 110/35/10 кВ.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: распределительные устройства, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения и др.

В целом, подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное, надежное электроснабжение потребителей.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе.

В этом разделе рассчитаны в качестве основных защит трансформатора дифференциальная токовая защита и газовая защита. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, максимальной токовой защитой с комбинированным пуском по напряжению.

Расчеты производились с помощью различных компьютерных программ: расчет токов короткого замыкания – при помощи программы «Electronics Workbench», чертежи начерчены в графической программе AutoCad 2007.

В качестве защит трансформатора и линии 110 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты немецкой фирмы «SIEMENS». По результатам проверки защит, установлено, что все защиты удовлетворяют требованиям надежности и чувствительности.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был проведен анализ условий труда, также произведен расчет заземляющего устройства, система пожаротушения на территории подстанции.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в реконструкцию подстанции «Смайловка». Экономический расчет определил целесообразность данного проекта. При 15-ти процентной ставке банка, срок окупаемости составил 6 года.

В качестве специального вопроса было рассмотрено автоматическое повторное включение.

Список использованной литературы

1. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л.: «Энергия», 1975. – 416с.
2. Александров В.Ф., Езерский В.Г., Захаров О.Г., Малышев В.С. Цифровые устройства частотной разгрузки. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2005. – 80 с.
3. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем./ Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд. МЭИ, 2002. – 295 с.
4. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1980. – 224 с.
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 608 с.
6. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Охрана труда в энергосистемах. Учебное пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. – М.: «Энергия», 1973. – 256 с.
7. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.
8. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
9. Морозова Ю.А., Наяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций.
10. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
11. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2000.-503с.
12. Овчинников В.В. Защита электрических сетей 0,4-35 кВ. Ч.1,Ч.2. – М.: Издательство редакции журнала «Энергетик» , 2002.
13. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем/ Под ред. Е.Д. Зейлидзона. – М.: Энергия, 1980. – 344 с.
14. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
15. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. – М.: Энергия, 1961. – 71 с.
16. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
17. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 88с.

18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов НО—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.
19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96с.
20. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. Л., «Энергия», 1976 – 384с.
21. Справочник по проектированию эл.снабж./Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
22. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
23. Толмачев В.Д., Соловьев С.В. Молниезащита. – М.: МИЭЭ, 2005. – 148 с.
24. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
25. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 1998. – 800 с.
26. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов КЗ на программе ElectronicsWorkbench

Токи короткого замыкания рассчитываем в программе Electronic Workbench. Найдем ток кз в точке К1(10 кВ)

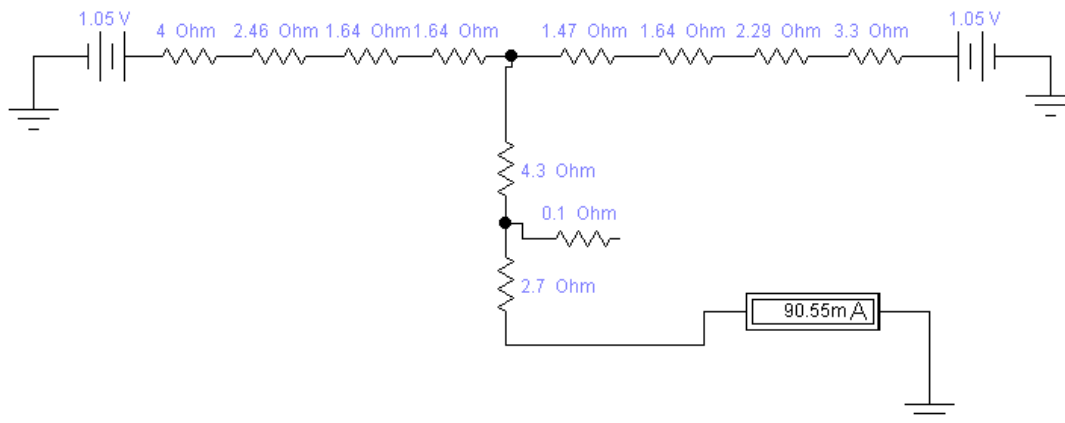


Рисунок А1 - Схема замещения для расчета токов кз в точке К1

$$I_K = 4,98 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot 1,83$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,98 \cdot 1,83 = 12,84.$$

Найдем ток кз в точке К2 (35 кВ)

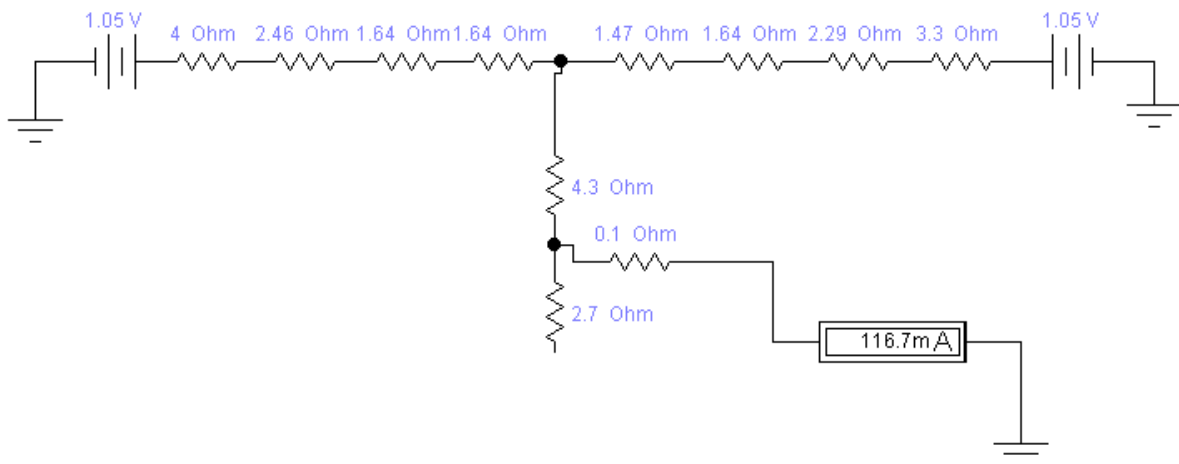


Рисунок А2 - Схема замещения для расчета токов кз в точке К2

$$I_K = 1,798 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,798 \cdot 1,83 = 4,663 \text{ кА.}$$

Найдем ток кз в точке К3 (110 кВ)

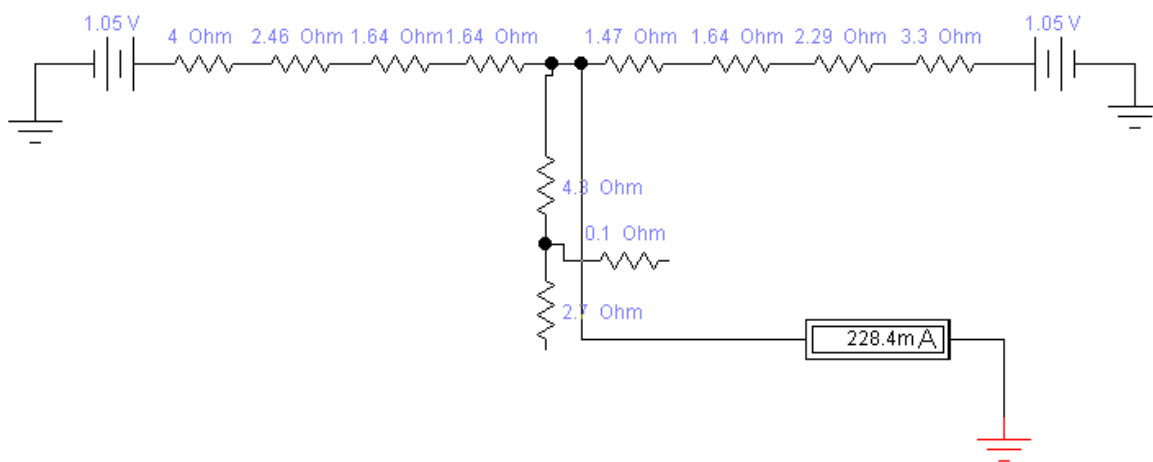


Рисунок А.3 - Схема замещения для расчета токов кз в точке К3

$$I_K = 1,2 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 1,83 = 3,09 \text{ кА.}$$