

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи

Новокрещенов Виталий Викторович

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА С ПОВЫШЕННОЙ
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬЮ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ НА
ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПРОДОЛЬНОЙ
КОМПЕНСАЦИЕЙ

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук
Иванов Игорь Юрьевич

КАЗАНЬ 2025

Оглавление

Введение.....	6
Глава 1 Анализ проблем функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с продольной компенсацией.....	13
1.1 Обзор основных элементов электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью.....	13
1.2 Анализ влияния устройств продольной компенсации на режимы работы линий электропередачи.....	26
1.3 Проблемы функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации.....	29
1.4 Существующие решения проблем функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации.....	33
1.5 Выводы по главе 1.....	36
Глава 2 Моделирование электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией для исследования функционирования дифференциальной защиты линии в различных режимах.....	38
2.1 Математическое описание процессов, возникающих в аварийном режиме на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации.....	38
2.2 Анализ моделей электротехнических комплексов и систем применительно к задачам релейной защиты	41

2.3	Разработка методики компьютерного моделирования электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией для исследования функционирования дифференциальной защиты линии в различных режимах	42
2.3.1	Блок моделирования короткого замыкания	44
2.3.2	Блок моделирования входных сигналов	44
2.3.2.1	Блоки моделирования источников питания	44
2.3.2.2	Блоки моделирования линий электропередачи	45
2.3.2.3	Блок моделирования устройства продольной компенсации	46
2.3.3	Блок моделирования дифференциальной защиты линии	46
2.4	Верификация разработанной компьютерной модели электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией	47
2.5	Выводы по главе 2.....	49
Глава 3 Результаты компьютерного моделирования аварийных режимов на линиях электропередачи с продольной компенсацией от 0 до 100 %		50
3.1	Исследование влияния степени компенсации устройств продольной компенсации на параметры режимов линий электропередачи	50
3.2	Исследование системных свойств и связей электротехнических комплексов и систем, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи	56
3.2.1	Аварийные режимы при различных временах возникновения короткого замыкания	57

3.2.2 Аварийные режимы при различных напряжениях по концам линии	59
3.2.3 Аварийные режимы при различных углах напряжения одноимённых фаз по концам линии	60
3.2.4 Аварийные режимы при различных переходных сопротивлениях в точке короткого замыкания	63
3.3 Исследование явления инверсии тока в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи	70
3.3.1 Линия с одним симметрично расположенным устройством продольной компенсации	70
3.3.2 Линия с двумя симметрично расположенными устройствами продольной компенсации	76
3.4 Исследование динамического изменения степени компенсации линии электропередачи в аварийном режиме	83
3.4.1 Предаварийный режим	83
3.4.2 Внутреннее короткое замыкание	85
3.4.3 Внешнее короткое замыкание	88
3.5 Исследование явления низкочастотных колебаний в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи	89
3.6 Выводы по главе 3.....	91
Глава 4 Разработка нового алгоритма функционирования и функциональной схемы дифференциальной защиты линии, позволяющих повысить чувствительность защиты при коротких замыканиях на линиях электропередачи с продольной компенсацией	92

4.1 Обоснование необходимости совершенствования дифференциальной защиты, установленной на линиях электропередачи с продольной компенсацией	92
4.2 Новый алгоритм функционирования дифференциальной защиты продольно-компенсированной линии электропередачи, основанный на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой линии	93
4.3 Функциональная схема защиты, реализуемая на дифференциальном принципе с контролем дифференциального значения активного тока	96
4.4 Оценка эффективности предложенного алгоритма функционирования дифференциальной защиты продольно-компенсированной линии электропередачи	96
4.4.1 Оценка селективности усовершенствованной дифференциальной защиты линии при внешних коротких замыканиях	102
4.4.2 Оценка чувствительности усовершенствованной дифференциальной защиты линии при внутренних коротких замыканиях	105
4.5 Выводы по главе 4.....	108
Заключение	109
Список сокращений и условных обозначений	111
Список литературы	113
Приложение А	123
Приложение Б	124
Приложение В	125

Введение

Актуальность темы. Согласно принципам построения интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), способом оптимизации работы электросетей Единой энергетической системы России выступает интеграция в сеть активных компонентов на основе силовой электроники. Эти компоненты обеспечивают возможность динамической регулировки параметров электрической сети.

В то время как зарубежные страны активно используют различные FACTS-технологии (управляемые системы электропередачи переменного тока), специфика Российской энергосистемы, обусловленная обширными расстояниями между объектами электросетевого комплекса, определяет актуальность применения устройств продольной компенсации (УПК). Внедрение УПК на линиях электропередачи (ЛЭП) даёт целый ряд преимуществ: существенное увеличение пропускной способности ЛЭП благодаря компенсации индуктивного сопротивления, улучшение статической и динамической устойчивости энергосистемы за счёт подавления электромеханических колебаний, возможность эффективного управления потоками активной мощности в параллельных ЛЭП. Практическое применение УПК требует тщательной проработки вопросов адаптации функционирования систем защиты. Это связано как с переменным характером параметров защищаемого объекта, так и со спецификой работы продольно-компенсированных ЛЭП при степени компенсации реактивного сопротивления ЛЭП более 50 %, связанной с появлением явлений инверсий токов, напряжений, низкочастотных колебаний при коротких замыканиях (КЗ).

Значительный вклад в решение проблем, стоящих перед системами защиты ЛЭП внесли советские и российские учёные: Я.С. Гельфанд, Ю.Н. Алимов, Л.С. Зисман, В.С. Скитальцев, А.И. Левиуш, Л.А. Надель, В.А. Рубинчик, Н.А. Дони, А.М. Наумов, В.С. Фурашов, А.А. Шурупов, А.Н. Подшивалин, В.А. Ефремов, Д.Б. Антонов, В.Ф. Лачугин, В.Д. Лебедев, Е.Н. Колобродов и другие.

На сегодняшний день большинство исследований в области адаптации алгоритмов функционирования устройств защиты продольно-компенсированных ЛЭП сосредоточено на совершенствовании алгоритмов работы дистанционной защиты. Существуют решения и для дифференциальной релейной защиты. Одно из них, авторами которого являются Altuve H.J., Mooney J.B. и Alexander G.E., заключается в переходе от одномерной плоскости к двухмерной путём деления токов по концам линии друг на друга. Однако этот метод имеет один очень важный недостаток: если внутреннее короткое замыкание сопровождается подсинхронным резонансом время обнаружения КЗ может достигать 0,179 секунд. Другое решение, предложенное Patrick T. Manditereza, представляет собой алгоритм позволяющий детектировать короткие замыкания с переходным сопротивлением до 330 Ом. Работа алгоритма основывается на измерении активной и реактивной мощностей в начале и конце линии, а также в непосредственной близости от УПК, и последующей математической обработки сигналов. К недостаткам этого алгоритма можно отнести ограниченность диапазона его работы (степень компенсации до 90% включительно), правильная работа только с фиксированными значениями ёмкости УПК, а также необходимость установки дополнительных промежуточных измерительных устройств и терминалов релейной защиты.

С учётом сказанного выше, остаётся нерешённой важная проблема: дифференциальная защита линий (ДЗЛ) демонстрирует недостаточную чувствительность при КЗ на ЛЭП, особенно в условиях повышенной компенсации. Это может быть чревато отказом в действии данного вида защит. В связи с чем, повышение чувствительности дифференциальной защиты при КЗ на ЛЭП с продольной компенсацией представляет собой значимую и актуальную научно-техническую задачу.

Объект исследования – электротехнический комплекс линий электропередачи с продольной компенсацией.

Предмет исследования – дифференциальная защита линий электропередачи с продольной компенсацией.

Цель исследования – повышение значений коэффициента чувствительности дифференциальных защит, которые позволят обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым Правилами устройства электроустановок к таким защитам при их установке на ЛЭП с продольной компенсацией.

Задачи исследования. Поставленная цель достигается решением следующих задач:

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта применения защит на ЛЭП с продольной компенсацией.

2. Разработка компьютерной модели электротехнического комплекса ЛЭП с продольной компенсацией от 0 до 100 %, позволяющей количественно оценить влияние УПК на значения токов КЗ по концам линии и рассчитать значение коэффициента чувствительности ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП.

3. Исследование системных свойств и связей электротехнического комплекса ЛЭП с продольной компенсацией, влияющих на чувствительность ДЗЛ в аварийном режиме продольно-компенсированной ЛЭП.

4. Разработка нового алгоритма функционирования и функциональной схемы ДЗЛ, позволяющих повысить чувствительность защиты при КЗ на ЛЭП с продольной компенсацией.

Методология и методы диссертационного исследования. В диссертационной работе применены теоретические (методы теоретических основ электротехники, теоретических основ релейной защиты, компьютерного моделирования переходных и установившихся режимов при КЗ, функционального программирования) и эмпирико-теоретический методы (при написании диссертации применялся метод аналогии, в ходе которого поведение разработанной модели сравнивалось с результатами натурных экспериментов).

Степень достоверности результатов. Адекватность математической модели, используемой при компьютерном моделировании аварийных режимов на ЛЭП с УПК, подтверждается сходимостью полученных результатов с данными

регистрации аварийных событий, записанными на реально действующих энергообъектах с продольной компенсацией отходящих ЛЭП.

Научная новизна результатов, полученных в диссертационной работе состоит в следующем:

1. Разработан способ оценки длины участка мёртвой зоны дифференциальной защиты продольно-компенсированной ЛЭП, основанный на проведении расчётов угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам ЛЭП в зависимости от локации точки КЗ и степени продольной компенсации.

2. Получены результаты экспериментов имитационного моделирования по оценке влияния величины падения напряжения в точке КЗ на снижение дифференциального тока ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП, а также результаты исследования переходных и установившихся режимов КЗ на ЛЭП с продольной компенсацией, подтверждающие, что УПК влияют на снижение коэффициента чувствительности ДЗЛ только в установившихся режимах КЗ.

3. Предложен новый алгоритм функционирования ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП, основанный на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой ЛЭП. Контроль дифференциального значения активного тока позволяет обнаруживать КЗ на ЛЭП даже в режимах инверсии полного тока на одном из концов защищаемого участка.

4. Разработана функциональная схема защиты, реализуемая на дифференциальном принципе с контролем дифференциального значения активного тока. Предлагаемая ДЗЛ обладает более высокими значениями коэффициента чувствительности (≥ 2) в сравнении с ранее известными видами ДЗЛ.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что благодаря проведённым исследованиям системных свойств и связей электротехнических систем, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты продольно-компенсированной линии, создана теоретическая база для принятия

обоснованных решений в части защиты линии в условиях внедрения устройств продольной компенсации.

Практическая значимость работы заключается в том, что предлагаемая ДЗЛ с контролем дифференциального значения активного тока:

1. Позволяет выполнить быстродействующую защиту линии, правильно функционирующую при всех видах КЗ на защищаемой ЛЭП с продольной компенсацией. Максимальное собственное время срабатывания предлагаемого алгоритма ДЗЛ при внутренних КЗ не превышает 25 мс.

2. Позволяет обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым Правилами устройства электроустановок к таким защитам при их установке на ЛЭП с продольной компенсацией.

3. Исключает наличие мёртвой зоны ДЗЛ на ЛЭП со степенью продольной компенсации более 50 %. Тем самым снимаются ограничения по степени компенсации продольного сопротивления ЛЭП, что является особо актуальным для нашей страны ввиду большой протяжённости электрических сетей.

Реализация результатов работы. Результаты выполненных исследований используются в организации АО «Сетевая компания» при разработке концептуальных вопросов создания систем РЗА на линиях, оснащённых устройством продольной компенсации. Также результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» и используются при проведении лабораторных работ в рамках дисциплины «Основы автоматизации электротехнических систем» подготовки бакалавров по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» при рассмотрении принципов построения дифференциальной защиты линий.

Положения, выносимые на защиту:

1. Способ оценки длины участка мёртвой зоны дифференциальной защиты продольно-компенсированной ЛЭП, основанный на проведении расчётов угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам ЛЭП в зависимости от локации точки КЗ и степени продольной компенсации.

2. Результаты экспериментов имитационного моделирования по оценке влияния величины падения напряжения в точке КЗ на снижение дифференциального тока ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП, а также результаты исследования переходных и установившихся режимов КЗ на ЛЭП с продольной компенсацией, подтверждающие, что УПК влияют на снижение коэффициента чувствительности ДЗЛ только в установившихся режимах КЗ.

3. Новый алгоритм функционирования ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП, основанный на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой ЛЭП, позволяющий обнаруживать КЗ на ЛЭП в режимах инверсии полного тока на одном из концов защищаемого участка.

4. Усовершенствованная функциональная схема ДЗЛ с контролем дифференциального значения активного тока, позволяющая повысить чувствительность защиты при КЗ на ЛЭП с продольной компенсацией.

Соответствие научной специальности. Тема диссертационного исследования соответствует следующим пунктам паспорта специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы»:

- п. 1. «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования промышленного назначения»;

- п. 3. «Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления».

Апробация результатов. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научных и научно-технических конференциях: Приборостроение и автоматизированный электропривод в ТЭК и ЖКХ (Казань, 2018 г.); Тинчуринские чтения (Казань, 2019 г.); Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов

(Тольятти, 2019 г.); Аспирантско-магистерский научный семинар, посвящённый дню энергетика (Казань, 2020 г.); Устойчивая энергетика и энергомашиностроение (Казань, 2021 г.); Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники (Казань, 2021 г.); Системные исследования в энергетике (Иркутск, 2021 г.); Фёдоровские чтения (Москва, 2021 г.); Энергетика и цифровая трансформация (Казань, 2022 г.); Электротехнические комплексы и системы (Челябинск, 2022 г.).

Публикации. По результатам исследований опубликовано 13 научных работ, в том числе 4 статьи в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень рекомендуемых изданий ВАК РФ, 1 статья в журналах, входящих в международные системы цитирования (Scopus), 4 статьи в сборнике трудов, индексируемом в РИНЦ, 4 тезиса конференций. Имеется 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Объем и структура диссертации. Диссертация изложена на 125 страницах и состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы. Работа включает в себя 11 таблиц и 61 рисунок. Список литературы содержит 90 источников.

Глава 1 Анализ проблем функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с продольной компенсацией

1.1 Обзор основных элементов электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью

В конце 20-го века в связи с развитием силовой электроники и наличием ряда не решённых задач зародилось такое направление как FACTS (Flexible AC Transmission System - гибкие системы передачи переменного тока). В нашей стране для обозначения этих систем был введён термин «активно-адаптивные сети» [1].

Элементы активно-адаптивной сети можно разделить на следующие группы [2]:

1) Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно, – поперечные компенсаторы.

2) Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые в сети последовательно, – продольные компенсаторы.

3) Устройства, сочетающие функции первых двух групп, – устройства продольно-поперечного включения или комбинированные компенсаторы.

4) Устройства ограничения токов КЗ.

5) Накопители электрической энергии.

6) Преобразователи рода тока.

Первые три группы имеют непосредственное отношение к технологии FACTS. Отдельные виды технологий так же частично используются в группах устройств 4, 5 и 6 [3]. В основе технологии регуляторов FACTS используются силовые полупроводники, которые обеспечивают более быструю реакцию по сравнению с системами, использующими электромеханическую базу [3].

Предтечей появления FACTS стали статические компенсаторы реактивной мощности (в англоязычной литературе именуемые как SVC - Static Var Compensator) используемые в основном на промышленных предприятиях для регулирования напряжения [4]. Однако, нефтяные эмбарго 1975 и 1979 годов привели к тому, что электростанции США, использующие нефтепродукты перестали быть рентабельными. Так как нефтяное эмбарго не затронуло твёрдотопливную сферу, угольные электростанции, расположенные на среднем западе США, продолжали выдавать дешёвую электроэнергию. Отсюда зародилась идея передавать дешёвую электроэнергию из одних регионов в другие, используя существующую электросетевую инфраструктуру, повысив её пропускную способность посредством элементов силовой электроники. Это привело к разработке амбициозного плана EPRI (Electric Power Research Institute), концепция которого сводилась к управлению потоками активной и реактивной мощности в системах переменного тока. По мере развития этого проекта, туда также вошли и уже существующие устройства группы SVC.

Как уже отмечалось выше, первыми устройствами FACTS стали статические компенсаторы реактивной мощности (см. Рисунок 1.1). Они представляли собой реактор или батарею конденсаторов с последовательно включённым реактором, коммутируемых с помощью тиристоров [5 – 11]. Распространены в основном за рубежом.

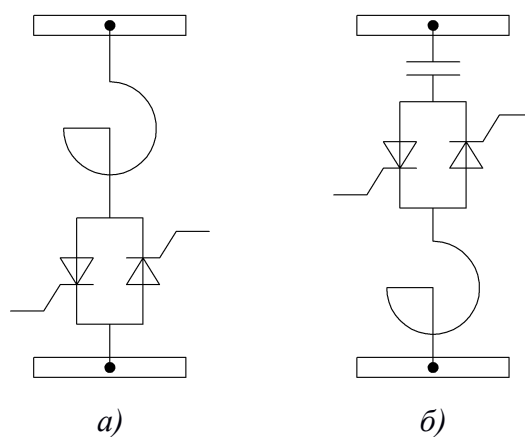


Рисунок 1.1 – Статические компенсаторы реактивной мощности: *а* – реактор с тиристорным переключением (или управлением); *б* – конденсатор с тиристорным переключением.

Однолинейная принципиальная электрическая схема

По мере совершенствования элементной базы вместо тиристорov стали применяться биполярные транзисторы с изолированным затвором, позволяющие отказаться от фазосдвигающих элементов большой мощности (см. Рисунок 1.2). Распространены в основном за рубежом [12].

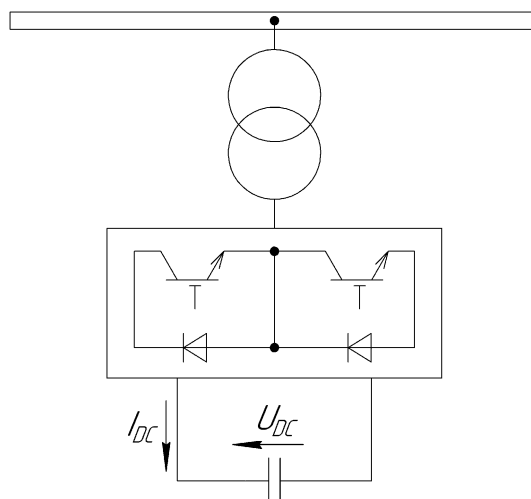


Рисунок 1.2 – Статический синхронный компенсатор. Схема электрическая принципиальная однолинейная

В конце 90-х годов 20-го века в современном виде появилась ещё одна разновидность поперечных статических компенсаторов – магнитоуправляемый шунтирующий реактор (Рисунок 1.3). Он позволял плавно изменять

индуктивность силовой цепи за счёт подмагничивания магнитопровода постоянным током [13, 14]. Будучи российской разработкой, магнитоуправляемые шунтирующие реакторы применяются как на территории России, так и некоторых других странах (Казахстане, Белоруссии, Литве, Анголе) [3].

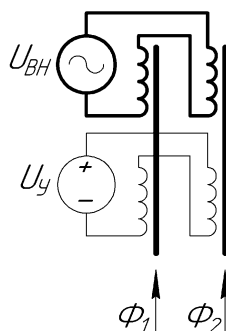


Рисунок 1.3 – Принципиальная электрическая схема одной фазы шунтирующего реактора с магнитным управлением

Ещё одним способом повышения пропускной способности ЛЭП является установка устройств продольной компенсации [15]. Одним из минусов такого технического решения является появление подсинхронного резонанса турбогенераторов. Одним из способов решения такой проблемы является использование управляемых УПК. Простейшим представителем управляемых УПК является последовательный конденсатор с тиристорным переключением, представленный на Рисунке 1.4. Работа этого устройства основана на дискретном шунтировании и дешунтировании конденсатора C с помощью тиристоров [16].

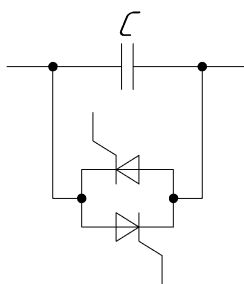


Рисунок 1.4 – Последовательный конденсатор с тиристорным переключением (односекционный)

На практике часто вместо односекционного последовательный конденсатор с тиристорным переключением применяют многосекционный (Рисунок 1.5), однако это кардинально не решает проблему подсинхронного резонанса турбогенераторов, так как для плавного изменения ёмкости требуется бесконечное число секций.

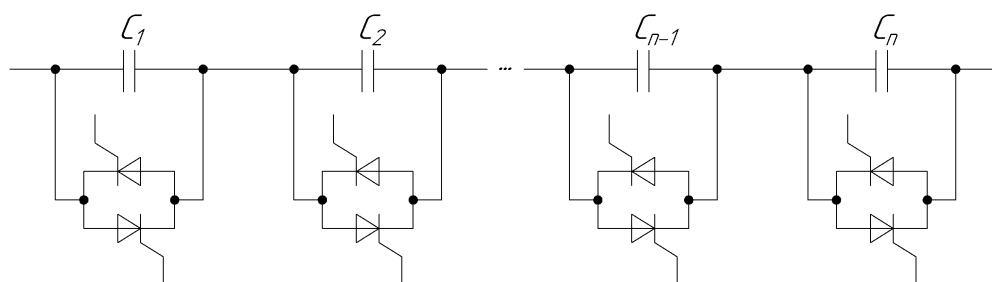


Рисунок 1.5 – Последовательный конденсатор с тиристорным переключением (многосекционный)

Для плавного регулирования ёмкости меняется угол открытия тиристорov [17]. Обязательным условием функционирования устройства является наличие реактора [18]. Выше обозначенное устройство получило название последовательный конденсатор с тиристорным управлением (Рисунок 1.6).

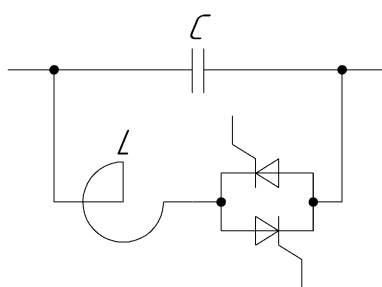


Рисунок 1.6 – Последовательный конденсатор с тиристорным управлением

Основной недостаток последовательного конденсатора с тиристорным управлением – невозможность плавного перехода от индуктивного режима к емкостному [19]. Этого недостатка лишён статический синхронный продольный компенсатор (Рисунок 1.7). При наличии внешнего накопителя энергии он

способен также поглощать избытки энергии и возвращать её в сеть в часы пик [20, 21].

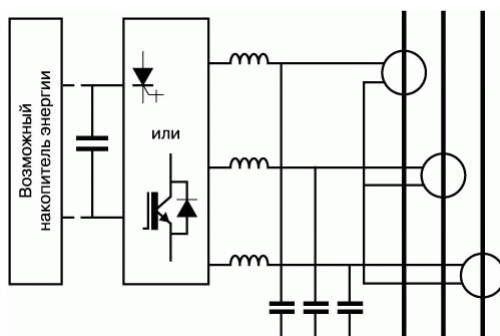


Рисунок 1.7 – Статический синхронный продольный компенсатор. Схема электрическая принципиальная

Объединением двух устройств в одно – статических синхронных поперечного и продольного компенсаторов был получен унифицированный регулятор потокораспределения мощности (Рисунок 1.8) [22 – 25].

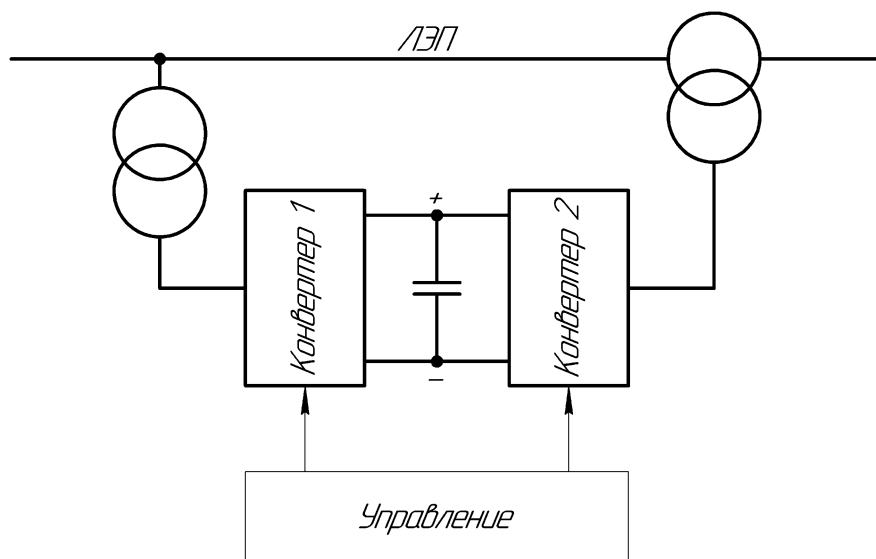


Рисунок 1.8 – Унифицированный регулятор потокораспределения мощности

Возможно для некоторых применений более дешёвым аналогом может оказаться устройство под названием Межлинейный регулятор потокораспределения мощности. Он предназначен для распределения активной и реактивной мощности между параллельными линиями [26, 27]. Представляет

собой несколько SSSC-устройств (статических синхронных продольных компенсаторов) объединённых через звено постоянного тока (см. Рисунок 1.9) [28, 29].

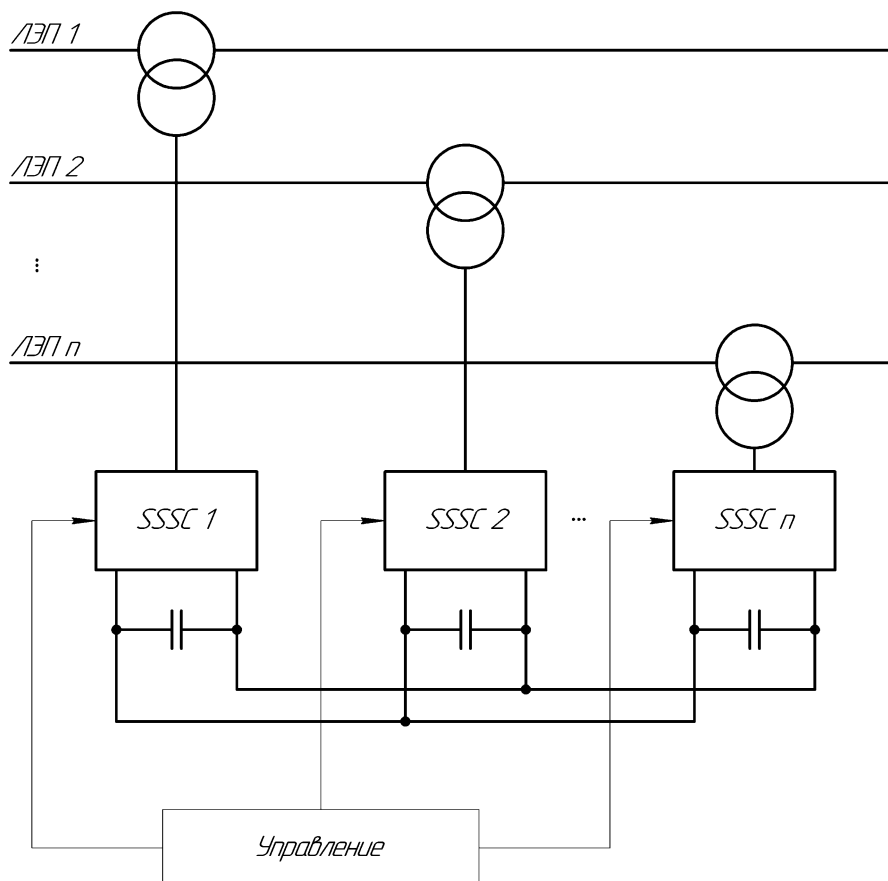


Рисунок 1.9 – Межлинейный регулятор потокораспределения мощности

Отметим, что использование нерегулируемых устройств продольной компенсации приводит к увеличению токов короткого замыкания, что является серьёзной проблемой для подавляющего большинства силового оборудования. Как было сказано в начале этого раздела, отдельные типы устройств и технологии FACTS, так же используются для задач ограничения токов КЗ. Перечислим наиболее популярные из них:

- метод оптимизации структуры и параметров сети (схемные решения);
- метод оптимизации режима заземления нейтралей элементов электрических сетей;
- стационарного или автоматического деления сети;

- использования токоограничивающих устройств;
- изменения схем электрических соединений обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

В качестве средства ограничения токов короткого замыкания, соответственно, используются или могут быть использованы:

- устройства автоматического деления сети;
- токоограничивающие реакторы;
- трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- трансформаторы с повышенным напряжением КЗ;
- безынерционные токоограничивающие устройства различного типа (резонансные, реакторно-вентильные, со сверхпроводящими элементами и т.п.);
- токоограничивающие коммутационные аппараты;
- токоограничивающие резисторы;
- автотрансформаторы, нормально выполненные без третичной обмотки, соединенной в треугольник;
- разземление нейтралей части трансформаторов;
- заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства;
- замена на связях распределительных устройств различного напряжения автотрансформаторов на трансформаторы;
- автоматическое размыкание в аварийных режимах третичных обмоток автотрансформаторов;
- специальные схемы соединения обмоток трансформаторов блоков;
- вставки постоянного тока;
- вставки переменного тока промышленной частоты.

Из выше перечисленных средств технология FACTS используется в следующих устройствах: резонансные безынерционные токоограничивающие

устройства, токоограничивающие устройства трансформаторного типа, токоограничивающие устройства реакторно-вентильного типа, вставки постоянного тока.

Работа резонансных токоограничивающих устройств основана на расстройке резонанса при наступлении аварийного режима из-за чего происходит повышение сопротивления цепи и, соответственно, снижение токов короткого замыкания [30]. В настоящее время известно более ста вариантов реализации схемы этих устройств. В схемах с применением FACTS-технологии расстройка резонанса осуществляется за счёт использования силовых полупроводниковых элементов – тиристоров (см. Рисунок 1.10).

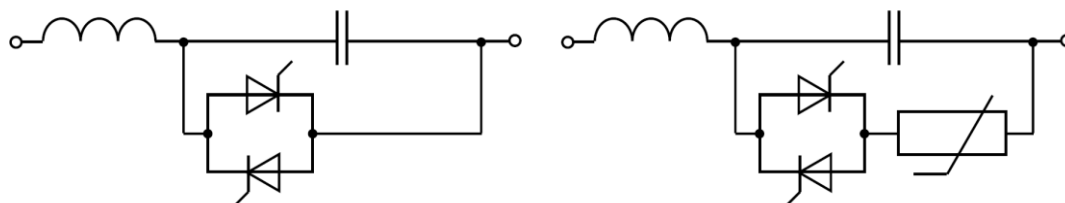


Рисунок 1.10 – Схемы резонансных токоограничивающих устройств с использованием FACTS-технологии

Основным элементом токоограничивающих устройств трансформаторного типа является трансформатор, первичная обмотка которого включена последовательно, а вторичная замкнута накоротко через тиристоры (см. Рисунок 1.11). В случае возникновения короткого замыкания вторичная обмотка размыкается и в первичной цепи возникает эффект токоограничения. Для снижения потерь напряжения в первичной обмотке, во вторичную включают конденсатор (см. Рисунок 1.12). Тиристорный ключ в этом случае служит для регулировки сопротивления первичной обмотки, а для ограничения ударных токов служит размыкатель ОТ.

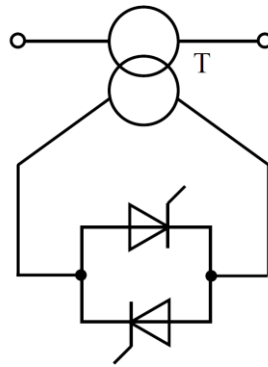


Рисунок 1.11 – Токоограничивающее устройство трансформаторного типа
(без емкостной компенсации)

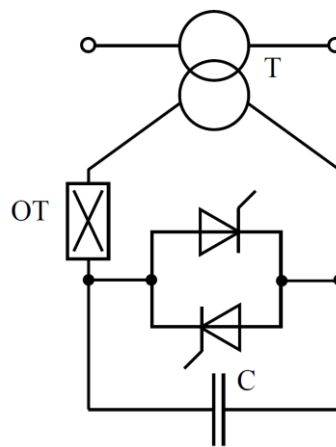


Рисунок 1.12 – Токоограничивающее устройство трансформаторного типа
(с емкостной компенсацией)

Основным элементом токоограничивающих устройств реакторно-вентильного типа является двоярный реактор с высоким коэффициентом магнитной связи между половинками реактора. Возможны два основных исполнения этого устройства. На Рисунке 1.13, *а* изображена схема, в которой тиристорные пары включены в обе ветви реактора. При наступлении аварийного режима (КЗ) одна из пар размыкается, способствуя значительному токоограничению во второй ветви, а другая размыкает цепь, когда ток проходит через ноль. В схеме, изображённой на Рисунке 1.13, *б* тиристорные ключи включены только в одну из ветвей реактора. Такое схемное решение позволяет использовать тиристоры с меньшим номиналом по току (по сравнению с техническим решением изображённым на Рисунке 1.13, *а*).

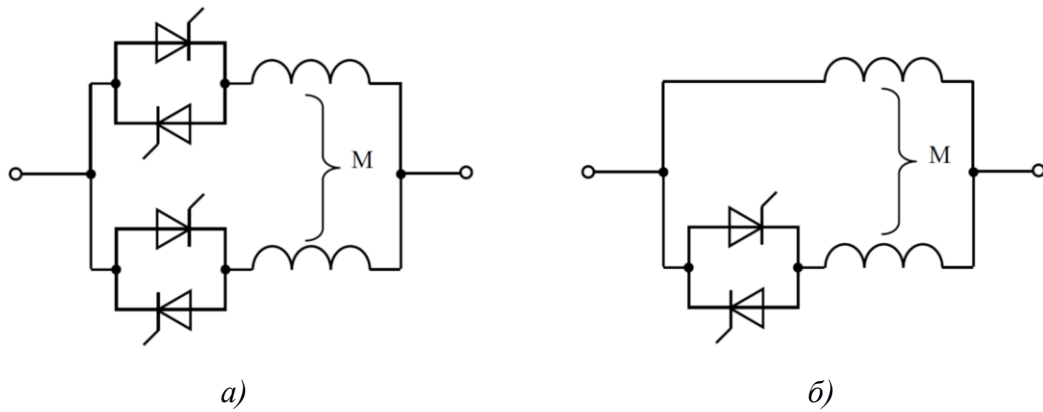


Рисунок 1.13 – Схемы токоограничивающих устройств реакторно-вентильного типа

Для ограничения токов КЗ так же могут использоваться вставки постоянного тока (ВПТ). Они состоят как правило, из следующих элементов (см. Рисунок 1.14): выпрямителя В и инвертора И, связанных между собой коротким отрезком линии электропередач W ; для обеспечения гальванической развязки между системами применяются два трансформатора – T_1 (со стороны выпрямителя) и T_2 (со стороны инвертора) [31, 32, 33].

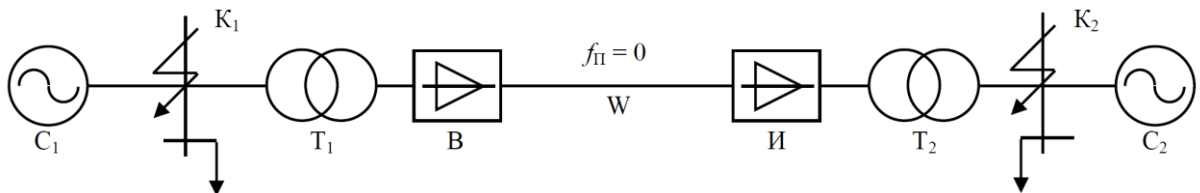


Рисунок 1.14 – Пример вставки постоянного тока

Подобная система на основе преобразователей тока мощностью 1420 МВт была реализована в 1980-х годах для экспорта электроэнергии из России в Финляндию на подстанции 330/400 кВ Выборгская. Для создания несинхронной связи энергосистем Сибири и Востока, в настоящее время работающих отдельно ООО «НПЦ Энерком-Сервис» разрабатывает оборудование вставки постоянного тока мощностью 200 МВт, которая позволит объединить энергосистему России в единое целое.

Вставки постоянного тока так же позволяют решать задачу увеличения пропускной способности линии электропередачи. В этом случае она представляет

собой систему с распределёнными параметрами, т.е. вместо короткого отрезка используется длинная линия электропередачи. В настоящее время известно несколько топологий этого технического решения, а именно существует три типа *HVDC*-вставок (от англ. *High-Voltage Direct-Current transmission*) [34, 35, 36]:

- однополярная (однополюсная) вставка (Рисунок 1.15);
- двухполярная (двухполюсная) вставка (Рисунок 1.16);
- униполярная вставка (Рисунок 1.17).

Однополярная вставка состоит из одного проводника имеющего, как правило, отрицательную полярность. В качестве обратного проводника может использоваться земля или металлический провод.



Рисунок 1.15 – Однополярная вставка HVDC

Двухполярная вставка состоит из двух каналов разной полярностью с независимым управлением. При отказе одного из звеньев (выпрямитель или инвертор) данный элемент шунтируется обходными коммутационными аппаратами. Так же в этом случае в качестве обратного проводника может использоваться заземление.

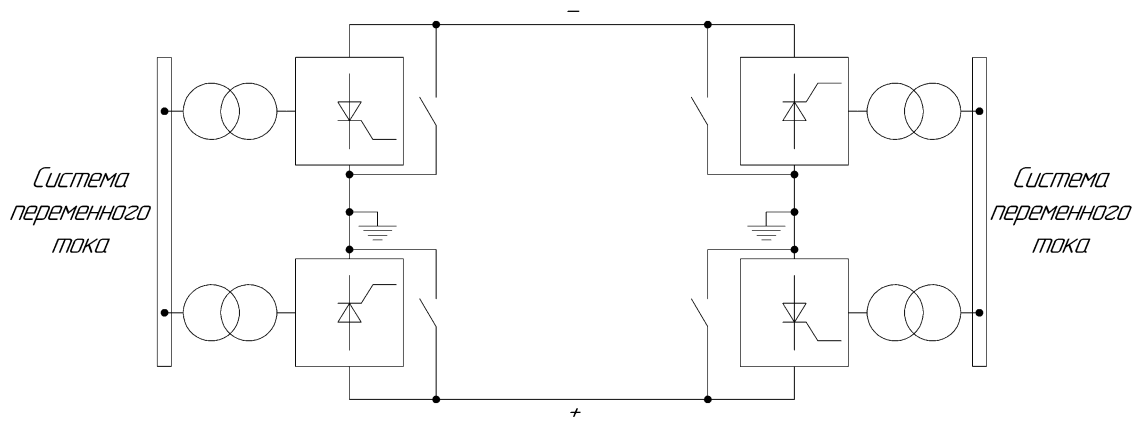


Рисунок 1.16 – Двухполярная вставка HVDC

Униполярная вставка имеет два или более проводников отрицательной полярности. В качестве обратного провода используется заземление. В случае выхода из строя одного из элементов (выпрямитель, инвертор, провод) их нагрузку берёт на себя другой канал способный передавать мощность выше номинальной [37].

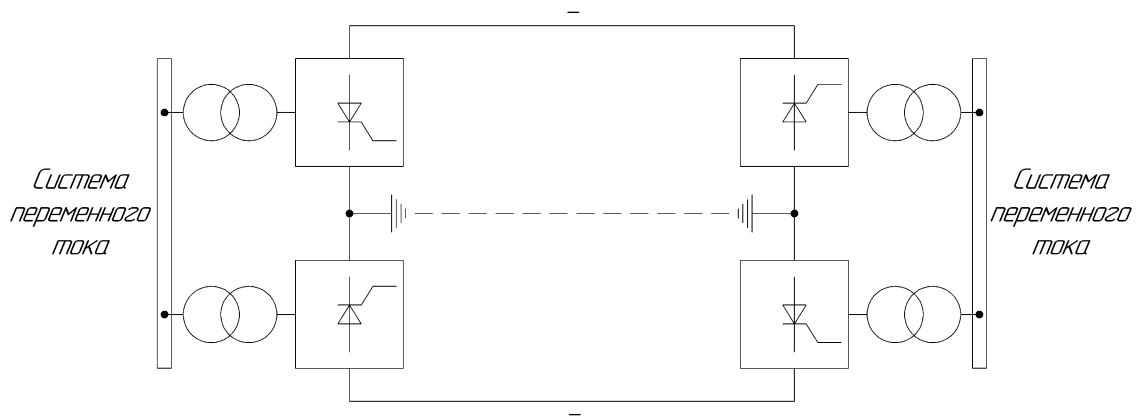


Рисунок 1.17 – Униполярная вставка HVDC

Доказано, что FACTS-системы работают эффективней, если в их составе используются накопители электрической энергии [2] (например, см. Рисунок 1.7). Такими накопителями могут быть:

- аккумуляторные батареи большой энергоемкости (АББЭ);
- накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов;

- накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелием) сверхпроводников;
- накопители энергии на основе топливных элементов [38];
- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи с маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

Наиболее перспективными считаются электростатические накопители (первые четыре пункта) так как они потенциально могут запастись большее количество энергии при меньших затратах (при соответствующем развитии технологии). Кроме того, они лишены вращающихся и трущихся частей, а эксплуатационные издержки по сравнению с электромашинными накопителями (последние два пункта) в перспективе будут стремиться к нулю.

К сожалению в России в качестве задела в отношении накопителей большой энергоёмкости имеется только лишь эскизный проект маховикового накопителя на основе асинхронизированной машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт.

1.2 Анализ влияния устройств продольной компенсации на режимы работы линий электропередачи

В рамках изложенного выше литературного обзора можно сделать вывод, что в нашей стране (в Российской Федерации) в контексте *FACTS*-технологий сделан хороший задел относительно управляемых устройств поперечной компенсации. Применение других известных *FACTS*-технологий имеется только в планах. На наш взгляд, ввиду большой протяжённости нашей страны наиболее востребованными для России *FACTS*-технологиями являются УУПК и *HVDC*. Это подтверждается опубликованными планами на сайте ФСК ЕЭС [39, 40]. При этом из этих двух технологий наибольшее предпочтение отдаётся именно УУПК как более дешёвой технологии увеличения пропускной способности ЛЭП.

Как уже было отмечено в разделе 1.1 установка на линии электропередач устройств продольной компенсации позволяет решить следующие проблемы:

1) увеличение пропускной способности линии за счёт компенсации индуктивного сопротивления;

2) повышение статической и динамической устойчивости между системами за счёт демпфирования электромеханических колебаний (в случае применения управляемого УПК);

3) управление потоками активной мощности нескольких параллельных линий (в случае применения управляемого УПК хотя бы на одной из линий).

Как правило, установка устройств продольной компенсации целесообразна на линиях с соотношением индуктивного сопротивления к активному сопротивлению более 15 – 20 [41]. Для зарубежных стандартов такими параметрами обладают линии от 400 кВ. В России такими линиями являются ЛЭП с напряжением 500 – 750 кВ [41].

Продольная компенсация бывает сосредоточенная и распределённая. Распределённая компенсация выполняется при степени компенсации индуктивного сопротивления более 50%. Во всех остальных случаях она выполняется сосредоточенной.

Как показывают математические выкладки и многочисленные исследования, например [42], устройство сосредоточенной продольной компенсации целесообразней устанавливать в середине линии. Это обеспечивает максимально возможную пропускную способность (при прочих равных условиях) и при этом наименьшие значения перенапряжения на выводах УПК. В случае использования двух и трёх УПК на линии то их оптимальное расположение зависит от длины ЛЭП. С точки зрения пропускной способности для ЛЭП до 500 км расположение УПК значения не имеет. Для ЛЭП длиной более 500 км наибольшая пропускная способность наблюдается (в пределах 100% компенсации) при наиболее равномерном расположении УПК по длине линии. С точки зрения перенапряжений на выводах конденсаторов, то перенапряжения минимальны, если устройства продольной компенсации так же располагаются равномерно (для

линий длиной до 1000 км). Для линий длиной 1000 км и более в случае использования двух УПК наименьшие перенапряжения наблюдаются при расположении УПК по концам линии, однако, это оказывается в ущерб пропускной способности. Для решения этой проблемы предлагается располагать УПК ассиметрично относительно центра линии – в начале и в середине [43].

Теоретическим пределом продольной компенсации является тот случай, когда емкостное сопротивление УПК равно индуктивному сопротивлению линии электропередач. На практике данный режим едва достижим по ряду факторов (особенно для линий сверхвысокого напряжения). Во-первых, как уже было сказано выше, и как это следует из закона электрофизики, на большем сопротивлении при прочих равных условиях возникает большая разность потенциалов. В данном случае эта разность потенциалов приводит к перенапряжениям на выводах компенсирующих конденсаторов. Как уже отмечалось выше, эта проблема имеет решение, заключающееся в распределении компенсирующей ёмкости вдоль линии. Отметим, что при большей степени продольной компенсации и при большей длине линии требуется большее количество УПК. Но при увеличении количества пунктов УПК стоимость всего проекта пропорционально увеличивается и при всём при этом из-за увеличения количества элементов снижается надёжность ЛЭП. Во-вторых, степень компенсации более 50% приводит к неправильной работе всех известных видов защит. Это связано, в частности, с возникновением на таких линиях при внешних и внутренних коротких замыканиях таких явлений как: инверсия тока, инверсия напряжения, возникновение низкочастотных колебаний после отключения короткого замыкания и т.д. Все эти явления приводят к неправильной работе релейной защиты и автоматики (РЗА). Обсудим эти проблемы более подробно.

1.3 Проблемы функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации

Токовые отсечки. Ток КЗ, на который реагирует отсечка,

$$I_{\text{к}} = \frac{E}{x_{\text{AK}}},$$

где x_{AK} – реактивное сопротивление сети от источника питания до точки КЗ (Рисунок 1.18, а).

При КЗ до УПК сопротивление x_{AK} растет при удалении точки КЗ, в связи с чем ток $I_{\text{к}}$ (Рисунок 1.18, б) уменьшается.

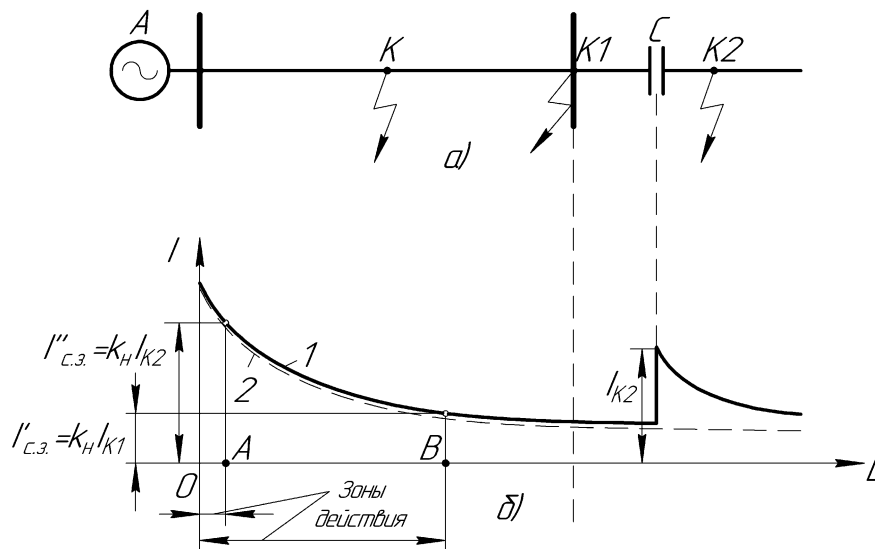


Рисунок 1.18 – Влияние устройства продольной емкостной компенсации (УПК) на работу токовой отсечки:

а – участок сети с УПК; б – характер изменения тока КЗ и зона действия отсечки при наличии и отсутствии УПК (кривые 1 и 2)

В случае КЗ за УПК ток КЗ увеличивается скачком от I_{K1} до I_{K2} из-за компенсирующего действия емкости C УПК. По мере дальнейшего перемещения точки КЗ ток $I_{\text{к}}$ снова уменьшается за счет удлинения участка ЛЭП до точки короткого замыкания.

Ток срабатывания мгновенной отсечки выбирается так, чтобы она не действовала за пределами защищаемой линии. Из приведенных кривых 1 и 2 (Рисунок 1.18, б) видно, что при наличии УПК $I''_{с.з} > I'_{с.з}$, а зона действия отсечки соответственно меньше, чем при отсутствии УПК ($OA < OB$). Таким образом, продольная компенсация существенно снижает эффективность токовой отсечки и ограничивает возможность ее применения.

Аналогично влияет УПК и на токовые отсечки нулевой последовательности, но в меньшей степени, поскольку x_0 (т.е. сопротивление нулевой последовательности) линии в 2–3 раза больше x_1 , а x_0 и x_1 УПК одинаковы, поэтому емкостное сопротивление $x_{УПК}$ в меньшей степени снижает суммарное индуктивное сопротивление x_0 сети и линии от места установки защиты до точки КЗ.

Дистанционная защита. На Рисунке 1.19 показан характер изменения сопротивления при удалении точки КЗ K от места установки дистанционной защиты $P1$. При КЗ до УПК это сопротивление растет пропорционально расстоянию до места КЗ. При переходе точки КЗ за УПК (из $K1$ в $K2$) величина сопротивления резко уменьшается, поскольку батарея конденсаторов компенсирует определенную часть индуктивности линии. При дальнейшем удалении точки K (за точку $K2$) сопротивление участка снова нарастает, но закон пропорциональности между полным сопротивлением и расстоянием до места короткого замыкания, положенный в основу принципа действия дистанционных защит, оказывается нарушенным (см. Рисунок 1.19, б).

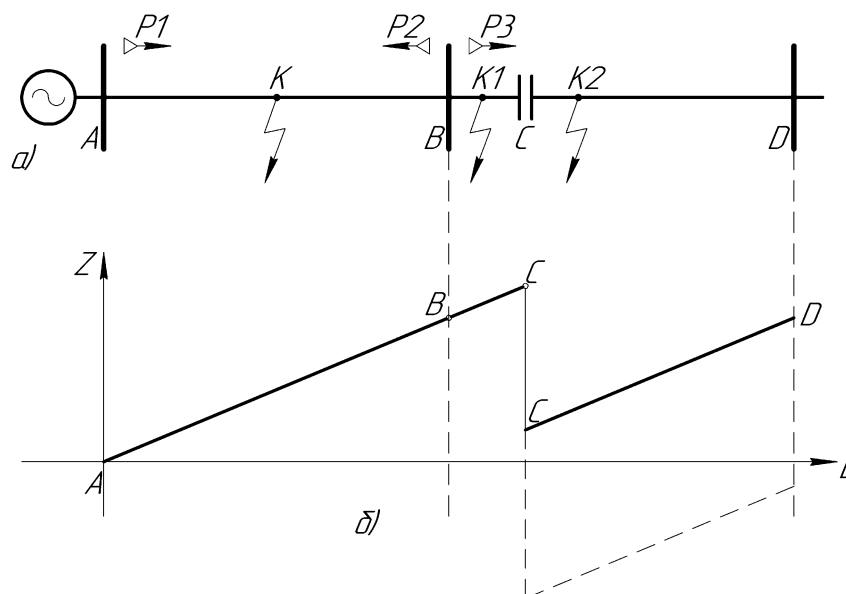


Рисунок 1.19 – Влияние ёмкости УПК на работу дистанционной защиты

Таким образом, далекое КЗ, происшедшее на смежной линии BD , воспринимается защитой $P1$ как близкое КЗ, расположенное на защищаемой линии AB , в результате защита может срабатывать неправильно с выдержкой времени первой зоны. Помимо искажения величины измеренного сопротивления z_p , $x_{УПК}$ (реактивное сопротивление устройства продольной компенсации) может исказить знак реактивной составляющей z_p , что приводит к нарушению направленности действия защиты. Такие условия возникают тогда, когда емкостное сопротивление УПК преобладает над индуктивным сопротивлением линии, от места установки защиты до места включения продольной компенсации. Например, для защиты $P1$ при $x_{УПК} > x_{AC}$ сопротивление z_{K2} в случае повреждения в точке $K2$ и за ней имеет емкостный характер, т. е. его индуктивная составляющая имеет отрицательный знак. Так как характеристика срабатывания реле включает в себя, как правило, по большей части зону положительных активно-индуктивных значений реле $P1$ не будет действовать, оно воспринимает это КЗ как повреждение до шин A .

Необходимо отметить, что и реле $P3$, находящееся у места КЗ (при повреждении в $K2$), отказывает в действии по той же причине, так как $x_{УПК} > x_{BC}$. В то же время реле $P2$ придет в действие, хотя по своему принципу оно не должно

работать. При индуктивном сопротивлении участка BC (КЗ в К1) z_{P2} на реле P2 имеет отрицательный знак и располагается в III квадранте (в зоне отрицательных активных и реактивных сопротивлений), если же сопротивление BC станет емкостным (при КЗ в К2), то вектор сопротивления может попасть в другой квадрант, в ту часть, которая охвачена характеристикой реле, что приведёт к его неправильному срабатыванию. Из всего сказанного следует, что наличие УПК весьма существенно влияет на поведение дистанционных защит, искажая величину и знак z_p и приводит к неправильным действиям этих защит. Применение дистанционных защит в сети с УПК возможно при условии ограничения их зон действия и при относительно небольшом значении $x_{УПК}$.

Направленная защита (токовая). Наличие продольной компенсации может вызывать отказ и неправильное действие реле направления мощности в направленных защитах. Например, реле мощности, расположенное в P2 (Рисунок 1.19, а), из-за возникающей инверсии тока может неправильно работать при КЗ в точке К2 за УПК.

Дифференциальная защита линий. Дифференциально-фазная высокочастотная защита.

Рассмотрим случай, когда конденсаторная батарея расположена на одном из концов линии электропередачи. Если при коротком замыкании вблизи конденсаторов емкостное сопротивление последних достаточно велико для перекомпенсации индуктивности участка в сторону питающей системы, то применение дифференциально-фазных защит затруднено: ток короткого замыкания в перекомпенсированном участке получается опережающим, а на противоположном конце поврежденной линии – отстающим (дифференциально-фазная защита отказывает в действии). Такое положение наиболее вероятно в схеме Рисунка 1.20, а. В остальных случаях оно может иметь место при степени компенсации, большей 0,5. Следует заметить, что если конденсаторы продольной компенсации, послужившие причиной отказа релейной защиты, окажутся в результате повышения напряжения на их зажимах зашунтированными защитным разрядником, релейная защита подействует правильно [44].

Рассмотрим случай, когда конденсаторная батарея расположена в середине участка (Рисунок 1.20, б и 1.20, в). При этом варианте правильная работа высокочастотных защит обеспечивается при степени компенсации, не превышающей 0,5. При степени компенсации, большей 0,5 возможны отказы защит в действии по причинам, указанным выше.

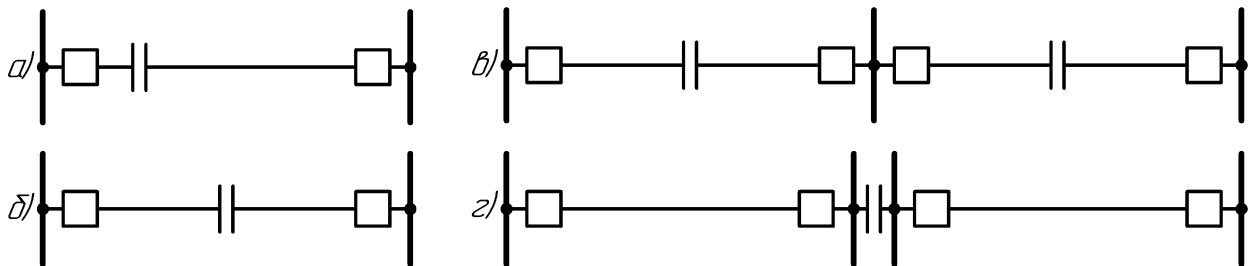


Рисунок 1.20 – Варианты расположения конденсаторов продольной компенсации

Рассмотрим вариант, когда конденсаторная батарея расположена между шинами переключательного пункта (Рисунок 1.20, г). Существенным преимуществом данного варианта, с точки зрения релейной защиты, является независимость в этом случае действия как направленной и дифференциально-фазной высокочастотных защит, так и поперечной защиты параллельных линий от работы разрядников, поскольку конденсаторы продольной компенсации в варианте Рисунка 1.20, г располагаются вне зон действия этих защит [44].

Наличие на линии устройств продольной компенсации также значительно затрудняют работу автоматики повторного включения (АПВ) [45, 46, 47].

1.4. Существующие решения проблем функционирования комплексов релейной защиты при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации

Из-за описанных выше проблем степень компенсации продольного сопротивления линии как правило составляет не более 50%. Тем не менее существуют научные разработки позволяющие частично решать описанные проблемы. В частности, выдающимся учёным и электроэнергетиком В. Г. Гарке

был запатентован «быстродействующий релейный орган для дистанционной защиты линии с продольной компенсацией» позволяющий исключить из продифференцированного напряжения линии электропередачи первую производную напряжения на продольной ёмкости, тем самым повысив надёжность прототипа, взятого за основу [48].

Российским учёным Е. Н. Колобродовым предлагается разбивать защищаемую дистанционной защитой линию с продольной компенсацией на отдельные однородные по контролируемым электрическим параметрам участки [49].

Известен также «приём» с запоминанием вектора напряжения непосредственно до возникновения аварийного режима, позволяющего традиционной дистанционной защите правильно реагировать на короткие замыкания в зоне защищаемого объекта [50].

Известен метод искусственного ограничения зоны действия дистанционной защиты, когда при выходе точки короткого замыкания за устройство продольной компенсации, происходит блокировка ложного срабатывания. Для этого дополнительно вычисляется напряжение по следующей формуле и сравнивается с измеренным напряжением:

$$\bar{V}_{CALC} = \bar{Z}_{1L} \cdot (\bar{I}_A + k_0 \cdot \bar{I}_r) + (-jX_C) \cdot \bar{I}_A,$$

где:

\bar{I}_A – ток фазы А в месте подключения реле;

\bar{I}_r – ток нулевой последовательности в месте подключения реле;

k_0 – компенсационный коэффициент нулевой последовательности;

\bar{Z}_{1L} – сопротивление нулевой последовательности;

X_C – сопротивление устройства продольной компенсации.

Если отношение рассчитанного напряжения V_{CALC} к измеренному V_{MEAS} оказывается больше единицы, то срабатывает блокировка (см. Рисунок 1.21) [50].

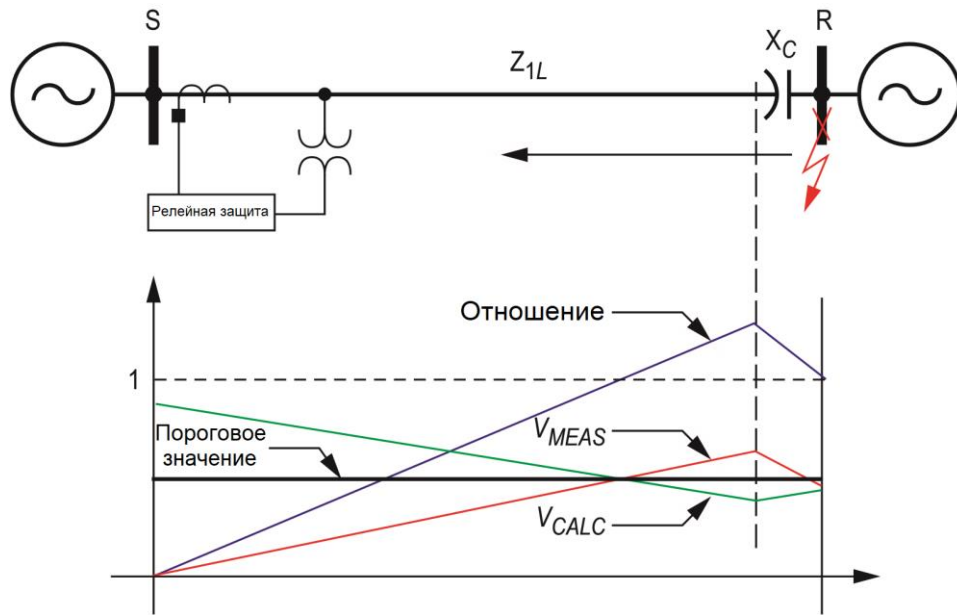


Рисунок 1.21 – Измеренное напряжение, расчетное напряжение и их соотношение меняются по мере перемещения места повреждения вдоль линии с последовательной компенсацией

Существует решение и для дифференциальной релейной защиты. Оно заключается в переходе от одномерной плоскости к двухмерной путём деления токов по концам линии друг на друга. Однако этот метод имеет один очень важный недостаток: если внутреннее короткое замыкание сопровождается подсинхронным резонансом время обнаружения внутреннего короткого замыкания может достигать 0,179 секунд [50]. Таким образом, на сегодняшний день применение дифференциальной защиты на ЛЭП ограничено появлением инверсии тока во время короткого замыкания, что в свою очередь ограничивает степень продольной компенсации ЛЭП и соответственно её пропускную способность. В мире существует несколько действующих проектов, где продольная компенсация составляет около 90% и при этом отсутствует явление инверсии тока при КЗ, что не мешает устойчивому функционированию дифференциальной релейной защиты, но это достигается за счёт большого количества распределённых вдоль линии устройств продольной компенсации, что, несомненно, ведёт к значительному удорожанию капитальных вложений.

На момент завершения диссертационного исследования в открытой печати появилась статья [89], в которой описывается некий алгоритм-концепция

позволяющий детектировать короткие замыкания с переходным сопротивлением до 330 Ом. Работа алгоритма основывается на измерении активной и реактивной мощностей в начале и конце линии, а также в непосредственной близости от УПК, и последующей математической обработке сигналов. К недостаткам этого алгоритма можно отнести ограниченность диапазона его работы (степень компенсации до 90% включительно), правильная работа только с фиксированными значениями ёмкости УПК, а также необходимость установки дополнительных промежуточных измерительных устройств и терминалов релейной защиты.

1.5 Выводы по главе 1

1. Рассмотрены основные элементы электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Показано текущее состояние дел по применению элементов активно-адаптивной сети в ЕЭС России, а также перспективы дальнейшего внедрения этих элементов в ЕЭС России. Показано, что для Российской Федерации наиболее востребованной FACTS-технологией является компенсация реактивного сопротивления линии.

2. Освещены проблемы функционирования комплексов релейной защиты и автоматики при применении их на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации. Показано, что использование на линии устройства для продольной компенсации реактивного сопротивления создаёт проблемы функционирования для всех видов устройств релейной защиты, а именно: токовой, дистанционной, дифференциальной.

3. Существующие решения адаптации алгоритмов релейной защиты для защиты компенсированных ЛЭП в основном направлены на совершенствование дистанционной защиты. Так же имеется наработка в отношении дифференциальной релейной защиты, которая имеет существенный недостаток в определённых режимах функционирования – в режиме подсинхронного резонанса время реагирования на внутреннее короткое замыкание может достигать 0,179

секунд. Таким образом, совершенствование алгоритмов функционирования дифференциальной релейной защиты, применяемой на ЛЭП с устройствами продольной компенсации, является актуальной задачей.

Глава 2 Моделирование электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией для исследования функционирования дифференциальной защиты линии в различных режимах

2.1 Математическое описание процессов, возникающих в аварийном режиме на линиях электропередачи с устройством продольной компенсации

При проведении исследований в рамках настоящей диссертационной работы, использовалась математическая модель электрической системы и её модификации, однолинейная принципиальная электрическая схема которой (базовая модификация) показана на Рисунке 2.1. На Рисунке 2.2 представлена схема замещения исследуемой ЭЭС.



Рисунок 2.1 – Однолинейная принципиальная схема электрической системы взятая за основу при проведении исследований

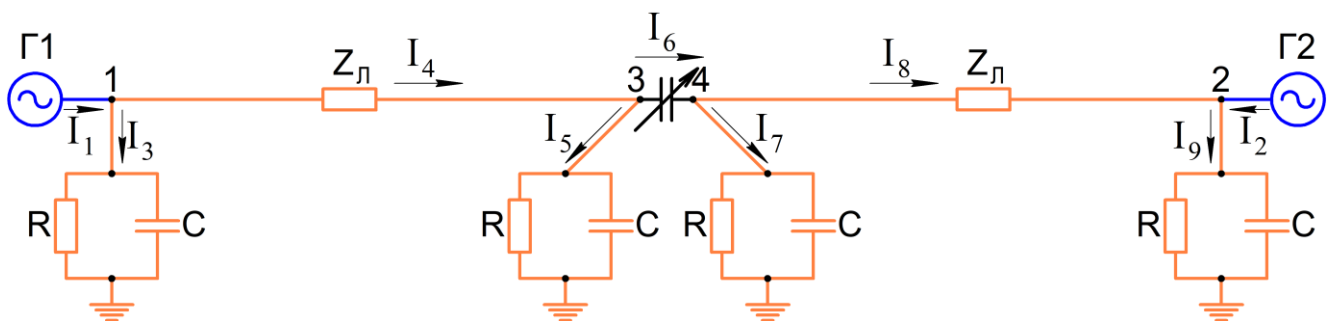


Рисунок 2.2 – Схема замещения исследуемой ЭЭС

В представленной на Рисунке 2.1 модели в качестве эквивалентных генераторов для упрощения, так как не стояла задача исследования устойчивости, использовались статические источники трёхфазного синусоидального

напряжения. Так как в реальных схемах в качестве генераторов используются электромеханические машины с вращающимся ротором в рамках настоящей рукописи принято решение изображать математический аппарат в общепринятой форме, используя уравнения Парка-Горева и общепринятую систему координат $d-q$ [51 – 54]. С учетом вышесказанного математическая модель, описывающая переходные процессы в эквивалентном генераторе имеет следующий вид:

генератор 1:

$$\frac{d\Psi_{d1}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(-u_{d1} - i_{d1}r - \frac{\omega_1}{\omega_0} \Psi_{q1} \right), \quad (2.1)$$

$$\frac{d\Psi_{q1}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(-u_{q1} - i_{q1}r - \frac{\omega_1}{\omega_0} \Psi_{d1} \right), \quad (2.2)$$

генератор 2:

$$\frac{d\Psi_{d2}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(-u_{d2} - i_{d2}r - \frac{\omega_2}{\omega_0} \Psi_{q2} \right), \quad (2.3)$$

$$\frac{d\Psi_{q2}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(-u_{q2} - i_{q2}r - \frac{\omega_2}{\omega_0} \Psi_{d2} \right). \quad (2.4)$$

При использовании для описания генераторов системы вращающихся координат, уравнения переходных процессов в элементах ЭЭС так же записываются в системе координат $d-q$ произвольно выбранной синхронной машины, называемой опорной. В нашем случае за опорный выбран генератор №1. Итак, для элементов ЭЭС будем иметь:

для линии 1

$$\frac{di_{d4}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(\frac{U_{d1}}{x_L} - \frac{U_{d3}}{x_L} - \frac{r_L}{x_L} \cdot i_{d3} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot i_{q3} \right), \quad (2.5)$$

$$\frac{di_{q4}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(\frac{U_{q1}}{x_L} - \frac{U_{q3}}{x_L} - \frac{r_L}{x_L} \cdot i_{q3} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot i_{d3} \right), \quad (2.6)$$

$$\frac{dU_{d1}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{d3} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{q1} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{d1} \right), \quad (2.7)$$

$$\frac{dU_{q1}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{q3} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{d1} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{q1} \right), \quad (2.8)$$

$$\frac{dU_{d3}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{d5} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{q3} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{d3} \right), \quad (2.9)$$

$$\frac{dU_{q3}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{q5} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{d3} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{q3} \right), \quad (2.10)$$

для регулируемого УПК [55, 56, 57]

$$\frac{d(u_{d3} - u_{d4})}{dt} = \omega_0 \left(x_{\text{УПК}}(I_7) \cdot i_{d7} - \frac{\omega_2}{\omega_0} (u_{q3} - u_{q4}) \right), \quad (2.11)$$

$$\frac{d(u_{q3} - u_{q4})}{dt} = \omega_0 \left(x_{\text{УПК}}(I_7) \cdot i_{q7} - \frac{\omega_2}{\omega_0} (u_{d3} - u_{d4}) \right), \quad (2.12)$$

$$I_7 = \sqrt{i_{d7}^2 + i_{q7}^2}, \quad (2.13)$$

для линии 2

$$\frac{di_{d8}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(\frac{U_{d4}}{x_L} - \frac{U_{d2}}{x_L} - \frac{r_L}{x_L} \cdot i_{d8} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot i_{q8} \right), \quad (2.14)$$

$$\frac{di_{q8}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(\frac{U_{q4}}{x_L} - \frac{U_{q2}}{x_L} - \frac{r_L}{x_L} \cdot i_{q8} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot i_{d8} \right), \quad (2.15)$$

$$\frac{dU_{d4}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{d7} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{q4} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{d4} \right), \quad (2.16)$$

$$\frac{dU_{q4}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{q7} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{d4} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{q4} \right), \quad (2.17)$$

$$\frac{dU_{d2}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{d9} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{q2} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{d2} \right), \quad (2.18)$$

$$\frac{dU_{q2}}{dt} = \omega_0 \cdot \left(x_C i_{q9} - \frac{\omega_2}{\omega_0} \cdot U_{d2} - \frac{x_C}{r_g} \cdot U_{q2} \right). \quad (2.19)$$

Используемые в формулах обозначения соответствуют принятым в [51, 58, 59].

2.2 Анализ моделей электротехнических комплексов и систем применительно к задачам релейной защиты

При моделировании электротехнических комплексов и систем, как правило, используют три вида моделей: физическую, математическую и компьютерную. Каждая из них имеет свои достоинства и недостатки. К достоинствам физической модели можно отнести:

- возможность получения с её помощью обширного опытного материала, создания предпосылок для построения теоретических гипотез;
- наглядность: использование физической модели обеспечивает регистрацию наблюдений без преобразования, что приводит к уменьшению общей погрешности моделирования;
- возможность воспроизведения сложных физических процессов.

Недостатками физической модели являются:

- часто высокая стоимость моделей для исследования сложных явлений и процессов;
- необходимость для каждого процесса изготавливать соответствующую ему модель.

Неоспоримым преимуществом математической модели является тот факт, что она лишена недостатков, которыми обладает физическая модель: во-первых, она не требует капитальных вложений в отличие от физической модели, которую перед началом эксперимента необходимо создать, вложив определённое количество материально-технических ресурсов; второе преимущество вытекает из первого, так для перестройки модели не требуются какие-либо капиталовложения. Дополнительным преимуществом математической модели является возможность реализации с её помощью режимов, опасных или трудновоспроизводимых в натуре (короткое замыкание, эксперименты с режимами электрооборудования на атомной электростанции (АЭС) и т. д.).

К недостаткам математической модели относят её чрезмерное упрощение, а, следовательно, исключение факторов, влияющих на результат.

Так как компьютерная модель, базируется на математической, она обладает теми же базовыми достоинствами и недостатками что и последняя. При этом использование компьютера как инструмента обработки математической (компьютерной) модели позволяет намного упростить:

- сам процесс моделирования (при наличии соответствующих библиотек);
- исследование явлений и процессов в динамике их развертывания;
- получение разных характеристик объекта в числовом или графическом виде.

Анализируя достоинства и недостатки всех трёх используемых при моделировании электротехнических комплексов и систем моделей, для решения задач, поставленных при написании диссертации, было принято решение для исследования явлений на ЛЭП с УПК и построения комплекса релейной защиты использовать компьютерную модель, так как она отвечает всем требованиям поставленной задачи (математический аппарат её отдельных элементов самодостаточен, однозначно сформулирован и хорошо изучен), а её недостатки (так как разрабатываемая релейная защита реагирует только на электрические величины при повреждении на линии) не повлияют на конечный результат.

2.3 Разработка методики компьютерного моделирования электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией для исследования функционирования дифференциальной защиты линии в различных режимах

Для исследования влияния параметров сети, содержащей УПК, на работу ДЗЛ, а также получения количественной оценки устойчивости функционирования защиты, в программе для ПК PSCAD была разработана компьютерная модель (см. Рисунок 2.3) электротехнической системы [60], электрическая схема которой представлена на Рисунке 2.1, 2.2. Структурная схема компьютерной модели ДЗЛ представлена на Рисунке 2.4.

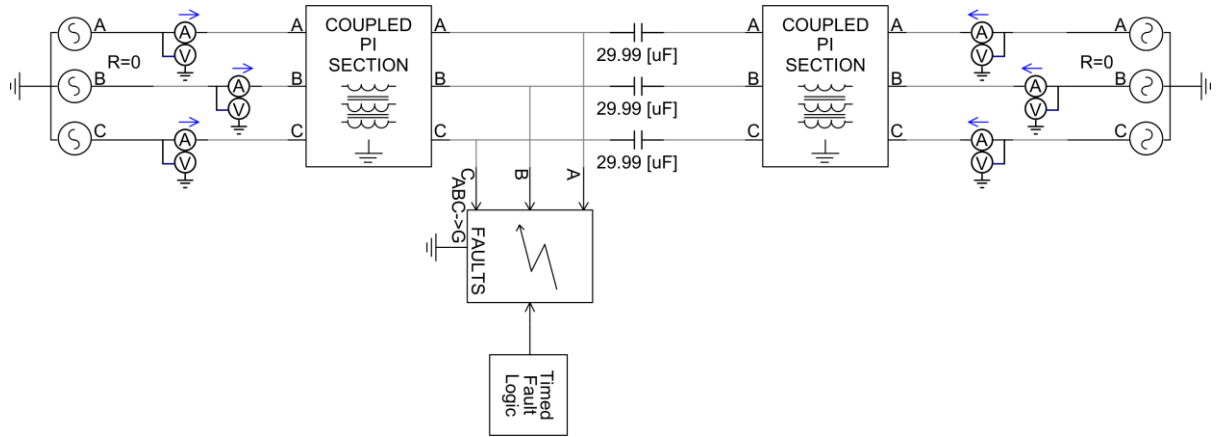


Рисунок 2.3 – Компьютерная модель электротехнической системы, выполненная в программе PSCAD

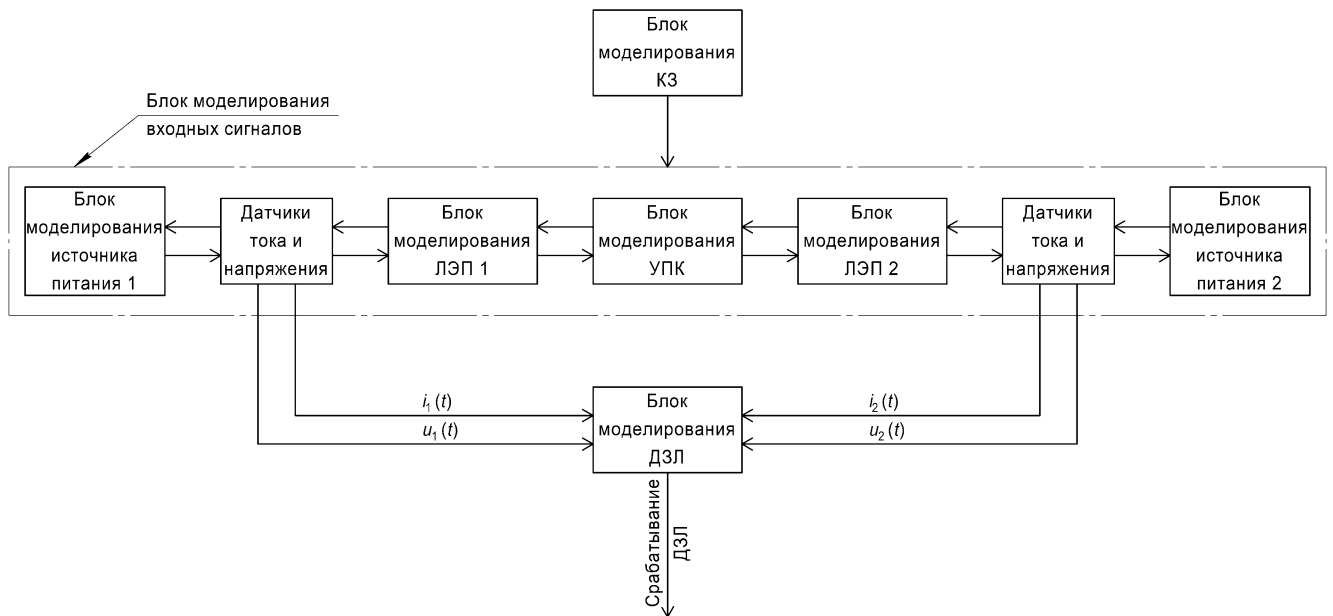


Рисунок 2.4 – Структурная схема компьютерной модели ДЗЛ

В данной схеме с помощью блочного принципа реализованы следующие элементы модели:

- блок моделирования КЗ, моделирующий внутреннее или внешнее КЗ с заданной длительностью;
- блок моделирования входных сигналов;
- блок моделирования ДЗЛ, моделирующий реакцию ДЗЛ на имитируемые повреждения.

2.3.1 Блок моделирования короткого замыкания

Для симуляции разного рода коротких замыканий, в блоке моделирования короткого замыкания задавались такие параметры как: сопротивление в месте КЗ, вид КЗ (трёхфазное, двухфазное, двухфазное на землю, однофазное), длительность КЗ. Для имитации дуговых коротких замыканий использовались нелинейные элементы с симметричной (см. рис. 4.6) вольт-амперной характеристикой (ВАХ), обеспечивающей в соответствии с поставленными задачами настоящего исследования удовлетворительные результаты, в отношении точного воспроизведения формы кривой напряжения электрической дуги во время КЗ [70].

2.3.2 Блок моделирования входных сигналов

Для симуляции входных сигналов для моделируемой релейной защиты, а так же для изучения процессов, происходящих на ЛЭП с УПК, использовался блок моделирования входных сигналов. Он в свою очередь включал в себя:

- блоки моделирования источников питания;
- блоки моделирования ЛЭП;
- блоки моделирования УПК;
- вспомогательные блоки, выполняющие функции датчиков тока и напряжения.

2.3.2.1 Блоки моделирования источников питания

Для имитации источников электроэнергии использовались блоки моделирования источников питания. Они представляли собой трёхфазные генераторы синусоидального напряжения с такими настраиваемыми параметрами как: уровень электродвижущей силы (ЭДС), который, как правило, задавался равным 230 кВ; сдвиг по фазе (использовался для симуляции перетоков активной

мощности, а также для симуляции качания); внутреннее сопротивление (в зависимости от целей эксперимента задавалось равным от 0 до значений сопротивлений, характерных для энергосистем класса номиналом 220 кВ).

2.3.2.2 Блоки моделирования линий электропередачи

Каждый блок ЛЭП представлял собой шестиполюсник, схема замещения которого представлена на Рисунке 2.5.

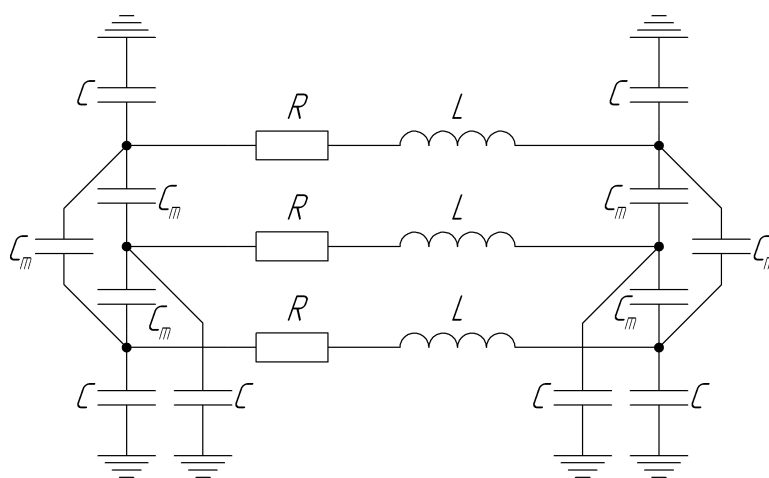


Рисунок 2.5 – Схема замещения участка линии электропередачи

При проведении исследований за основу были взяты две реально существующие линии электропередачи: Ухта – Микунь напряжением 220 кВ (в вариантах с сечением провода 400 и 500 мм²) и Братск – Иркутск напряжением 500 кВ. В зависимости от моделируемой линии в процессе исследования задавались параметры, такие как: погонное активное сопротивление прямой и нулевой последовательности, индуктивное сопротивление прямой и нулевой последовательности (см. таблицу 2.1), а также длина участка ЛЭП. При необходимости получения более детальных характеристик, блоки ЛЭП дробились на более короткие участки.

Таблица 2.1 – Перечень элементов используемых в схеме замещения и их технические характеристики

Обозначение в схеме	Наименование	Технические данные ЛЭП			
		220 кВ		500 кВ	
		400 мм ²	500 мм ²	300 мм ²	500 мм ²
<i>R</i>	Активное сопротивление провода, Ом/км	0,075; 0,225*	0,06; 0,21*	0,0327; 0,1827*	0,02; 0,17*
<i>L</i>	Индуктивное сопротивление провода, Ом/км	0,42; 1,39*	0,413; 1,36*	0,31; 1,33*	0,304; 1,3072*
<i>C</i>	Емкостное сопротивление, МОм/км	∞	∞	0,268; 0,47*	0,264; 0,455*

* Сопротивление нулевой последовательности.

2.3.2.3 Блок моделирования устройства продольной компенсации

Блок моделирования УПК представлял собой идеальный конденсатор с настраиваемой ёмкостью. Ёмкость конденсатора задавалась исходя из требуемой степени компенсации по формуле

$$C = \frac{1}{kj\omega X_L}, \quad (2.20)$$

где C – ёмкость конденсатора, k – степень (коэффициент) компенсации, j – мнимая единица, ω – угловая частота, X_L – индуктивное сопротивление. Когда требовалась нулевая степень компенсации, блок УПК временно исключался из схемы.

2.3.3 Блок моделирования дифференциальной защиты линии

При проведении исследований использовался алгоритм классической ДЗЛ, основанный на сравнении мгновенных значений токов, в котором дифференциальный ток вычисляется по формуле:

$$i_{\text{диф}}(t) = i_1(t) + i_2(t), \quad (2.21)$$

где $i_1(t)$ и $i_2(t)$ – мгновенные значения токов по концам линии.

Разработанный в рамках настоящего диссертационного исследования алгоритм ДЗЛ с повышенной чувствительностью подробно описан в главе 4.

2.4 Верификация разработанной компьютерной модели электротехнического комплекса линий электропередачи с продольной компенсацией

Первого июля 2023-го года в 19:03:28 по местному времени на одной из цепей воздушной ЛЭП Братск – Иркутск на расстоянии 92,96 км от УПК в сторону Братской ГЭС произошло дуговое короткое замыкание фазы С на землю. С целью верификации разработанной компьютерной модели, данный режим был воспроизведён, а результаты представлены на Рисунках 2.6, 2.7.

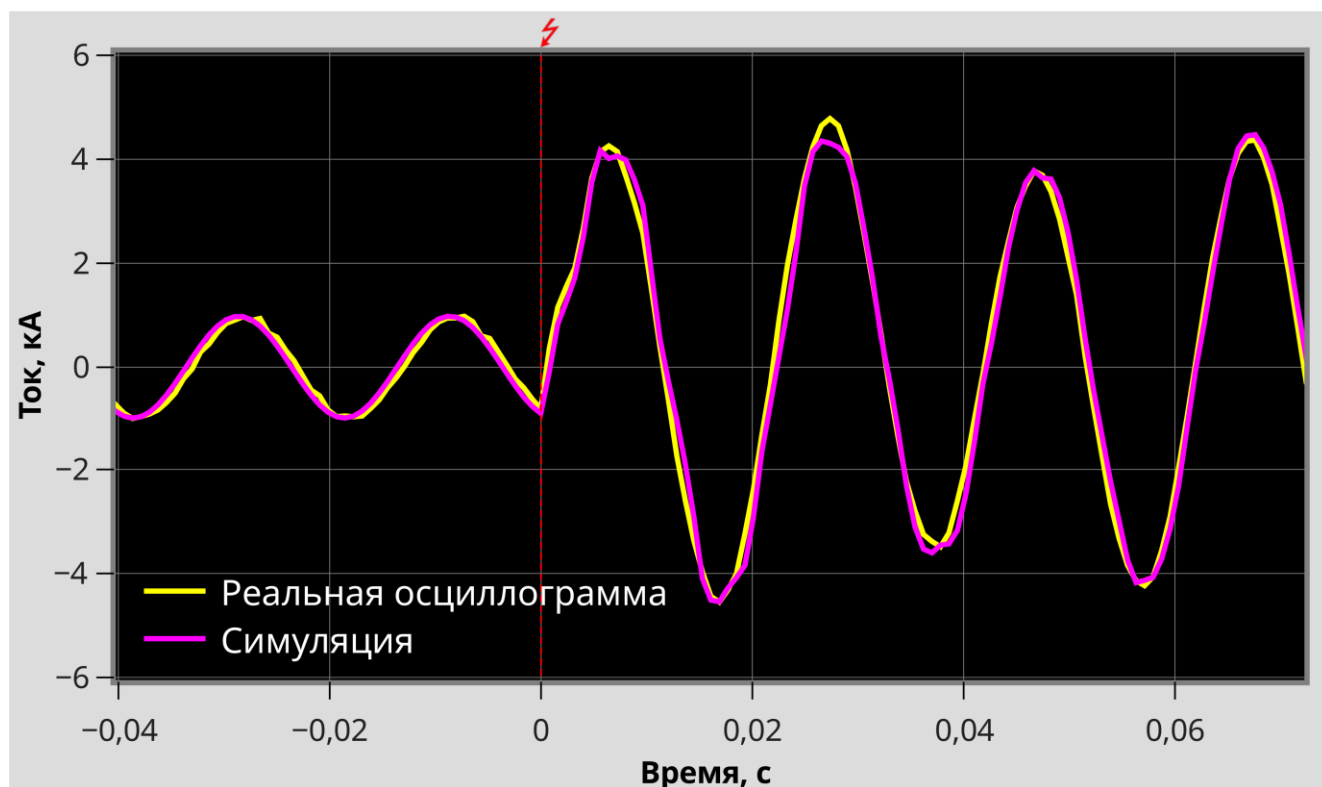


Рисунок 2.6 – Осциллограммы токов со стороны УПК

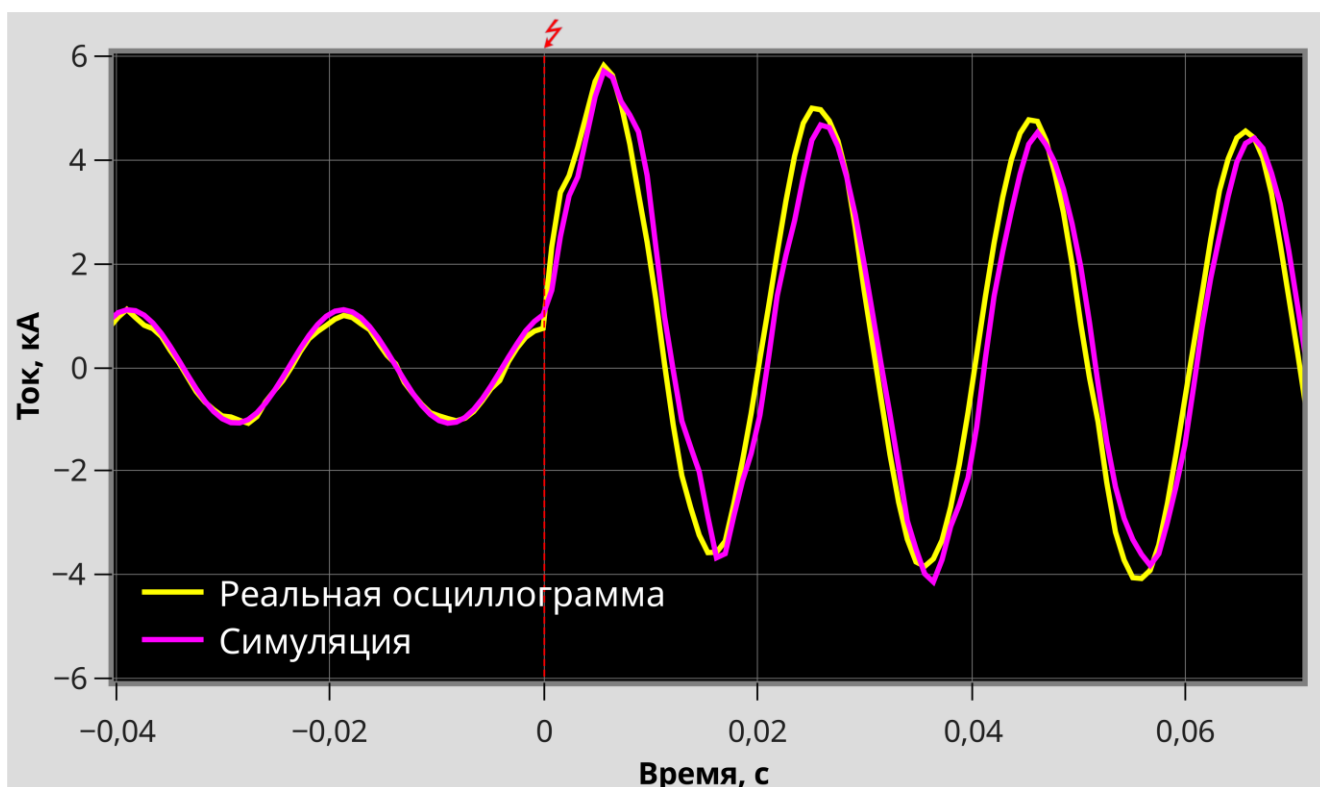


Рисунок 2.7 – Осциллограммы токов со стороны некомпенсированного участка

В результате погрешность по амплитуде составила менее 12%, погрешность по углу - менее 1,5% [60]. К возможным причинам расхождения результатов можно отнести:

- отсутствие точных данных относительно режимов работы оборудования (величины ЭДС эквивалентных генераторов, а также их углы; сопротивление системы на конечных и промежуточных подстанциях, оперативное состояние электрической схемы);
- отсутствие точных данных относительно сопротивления в месте КЗ (сопротивление дуги, сопротивление заземляющего устройства опоры);
- использование в модели идеализированных эквивалентных генераторов (отсутствие динамического качания роторов генераторов, отсутствие форсировки возбуждения во время КЗ);
- погрешности, обусловленные конечным шагом дискретизации, используемым при вычислениях.

2.5 Выводы по главе 2

1. Приведены аналитические выражения, описывающие процессы, возникающие в аварийном режиме на ЛЭП с УПК.
2. Рассмотрены различные виды моделей электротехнических комплексов и систем в зависимости от поставленной задачи научного исследования.
3. Разработана компьютерная модель, положенная в основу диссертационного исследования; представлена её структурная схема; описана применяемая методика исследования.
4. Проведённая верификация разработанной компьютерной модели показала удовлетворительные результаты, что позволяет её использовать при последующих исследованиях.

Глава 3 Результаты компьютерного моделирования аварийных режимов на линиях электропередачи с продольной компенсацией от 0 до 100 %

3.1 Исследование влияния степени компенсации устройств продольной компенсации на параметры режимов линий электропередачи

Для исследования влияния степени компенсации устройств продольной компенсации на параметры режимов линии электропередачи в программе PS CAD была создана компьютерная модель электротехнической системы, схема замещения которой показана на Рисунке 3.1. За прототип была взята линия электропередач 220 кВ Ухта – Микунь, на которой по заявлению ФСК ЕЭС планируется установка устройств продольной компенсации [39].

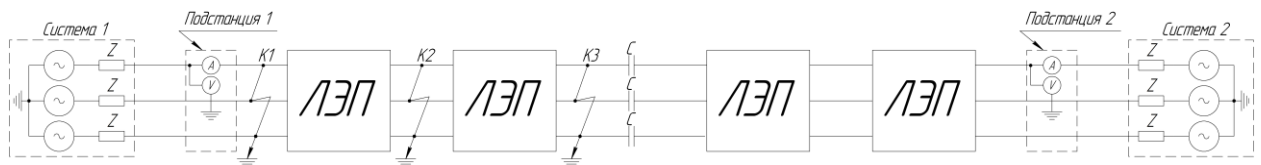


Рисунок 3.1 – Схема замещения линии с продольной компенсацией, соединяющей две электроэнергетические системы

Представленная схема модели электротехнической системы состоит из следующих элементов: идеальных источников трёхфазного синусоидального напряжения с последовательно включёнными сопротивлениями Z (блоки Система 1, Система 2), идеальных амперметров и вольтметров (блоки Подстанция 1, Подстанция 2), идеальных конденсаторов C , четырёх секций, представляющих собой схему замещения воздушной линии электропередачи (блоки ЛЭП). Принципиальная схема блока ЛЭП представлена на Рисунке 2.5.

При проведении исследования были приняты следующие количественные параметры схемы: линейное напряжение источников электроэнергии было одинаковым и составляло 220 кВ, внутреннее сопротивление источников

электроэнергии (символизируемое элементами Z): $0,518+j5,210$ Ом (прямая и обратная последовательность), разность углов напряжения одноимённых фаз: 0° ; сопротивление в точке КЗ: 0 Ом, начало короткого замыкания приходилось на момент времени, когда угол напряжения фазы А равен 0° .

Согласно теоретическим основам электротехники [61, 62] 100% компенсация продольного индуктивного сопротивления контура (в данном случае ЛЭП) достигается тогда, когда последовательно включённые индуктивное и ёмкостное сопротивление равны (по модулю) между собой, т.е. когда

$$|X_L| = |X_C| \quad (3.1)$$

или

$$|j\omega L| = \left| \frac{1}{j\omega C} \right|, \quad (3.2)$$

где X_L – индуктивное сопротивление, X_C – ёмкостное сопротивление, j – мнимая единица, ω – угловая частота, L – индуктивность, C – ёмкость, так как за счёт того, что они имеют разные знаки, при их последовательном сложении результирующее сопротивление равно нулю. Соответственно, когда их модули неравны, происходит либо неполная компенсация (недокомпенсация) либо перекомпенсация (когда ёмкостное сопротивление больше индуктивного). Таким образом, для 100%-й компенсации индуктивного сопротивления моделируемой ЛЭП, равного $106,176$ Ом, ёмкость конденсаторов, используемых в качестве УПК, составляла $29,99$ мкФ.

Формула исследования влияния степени компенсации устройств продольной компенсации на параметры режимов линии электропередачи сводилась к следующему. В каждой точке короткого замыкания поочерёдно имитировались трёхфазные симметричные короткие замыкания при разной степени продольной компенсации: $0, 5, 10, 20, 40, 50, 80, 100\%$. При проведении исследований за положительное направление токов принято направление от шин в линию. Результаты исследований снимались с фазы «А».

При нулевой степени продольной компенсации компенсированная линия электропередачи превращается в обычную (некомпенсированную) с присущими ей аperiodическими составляющими в начале короткого замыкания (Рисунок 3.2).

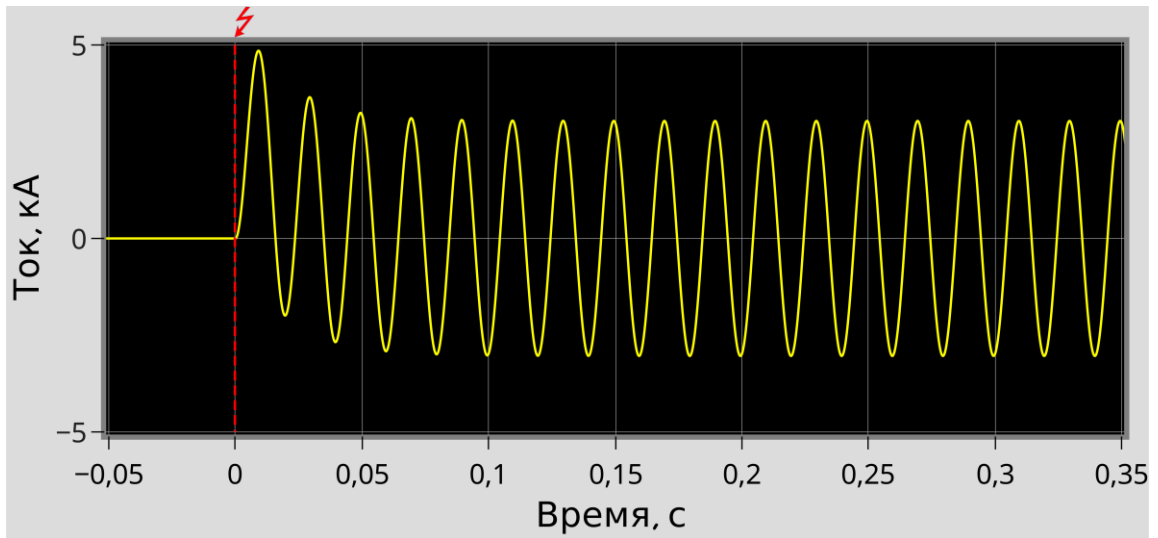


Рисунок 3.2 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 0%

С ростом степени продольной компенсации аperiodическую составляющую со стороны УПК сменяет затухающая синусоида подсинхронной частоты (см. Рисунок 3.3), частота которой растёт до определённого предела вместе с ростом степени продольной компенсации.

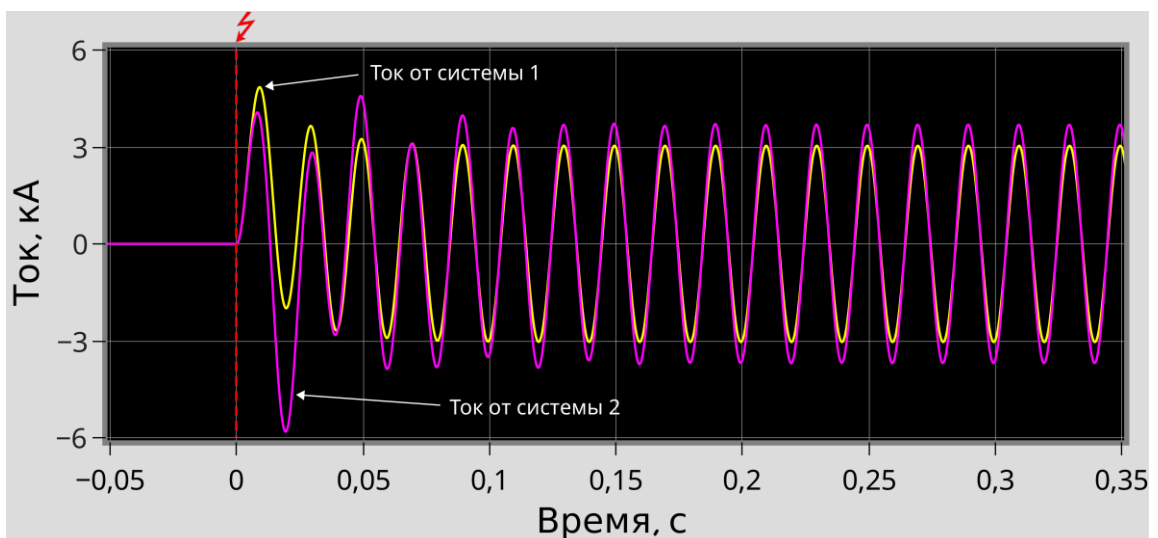


Рисунок 3.3 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 10%

Так, при степени продольной компенсации 20% и более частота подсинхронной синусоиды становится более половины промышленной частоты, из-за чего начинает наблюдаться явление амплитудной модуляции (см. Рисунок 3.4).

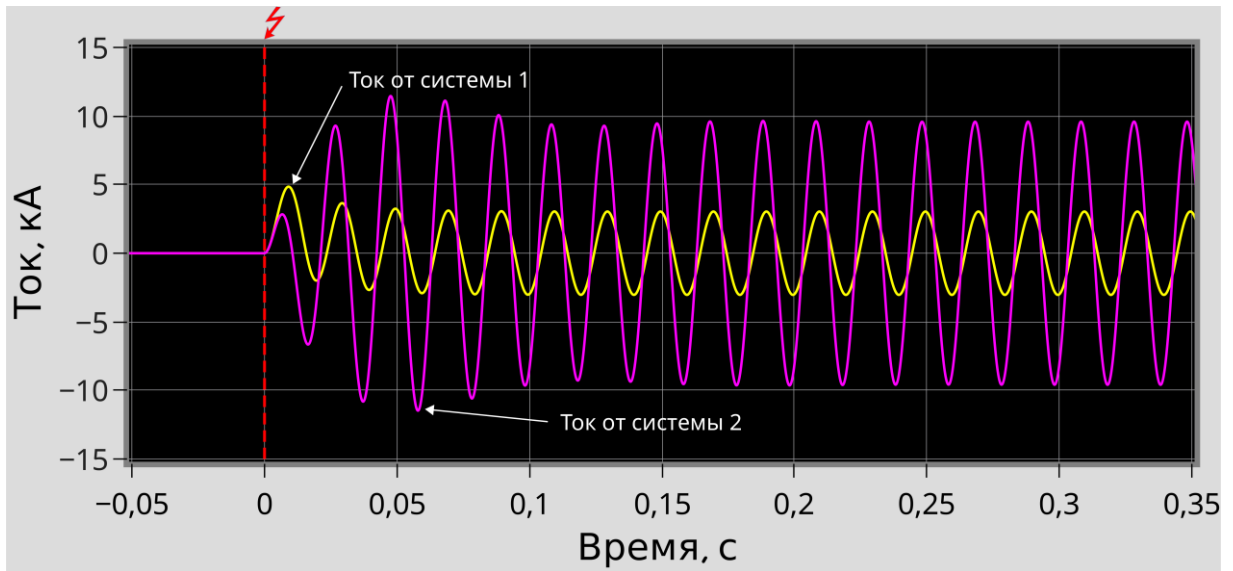


Рисунок 3.4 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 40%

При этом скорость роста подсинхронной частоты зависит от расположения точки короткого замыкания. Это обуславливается степенью компенсации индуктивного сопротивления повреждённого участка со стороны УПК: когда ёмкость УПК такова, что при коротком замыкании степень компенсации индуктивного сопротивления этого участка, близка к 100%, наблюдается максимальная частота подсинхронной составляющей, которая по своему значению стремится к промышленной частоте. При этом наблюдается экспоненциальное нарастание амплитуды тока короткого замыкания, а токи находятся под взаимным углом близким к значению 90° (см. Рисунок 3.5).

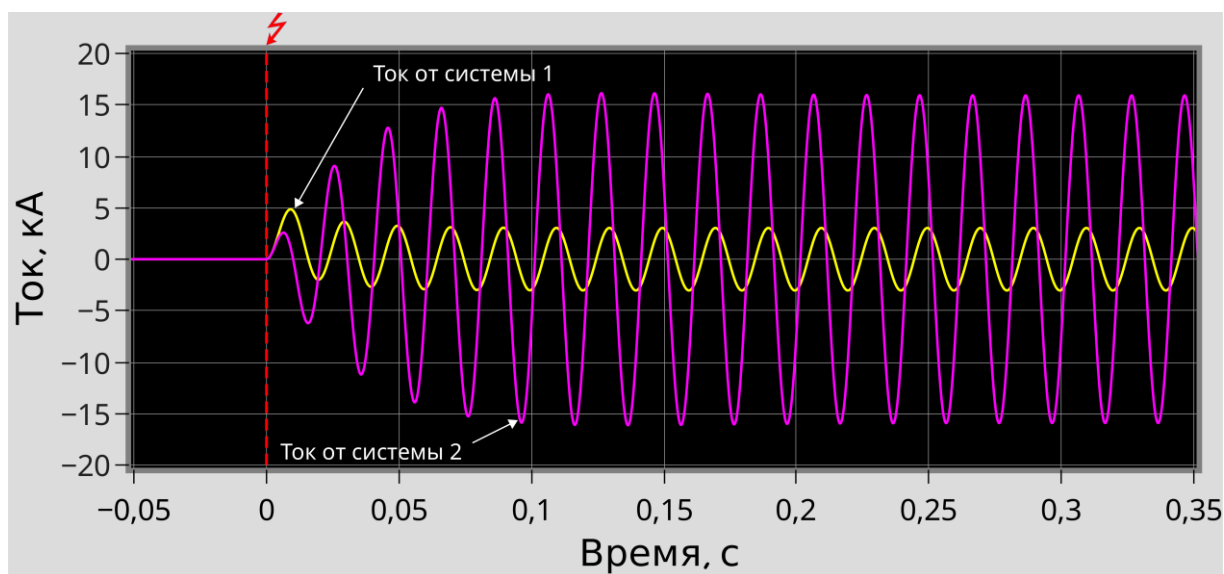


Рисунок 3.5 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 50%

При последующем увеличении степени продольной компенсации вышеупомянутого участка происходит последующие увеличение частоты свободных колебаний и подсинхронная составляющая переходит в сверхсинхронную (см. Рисунок 3.6).

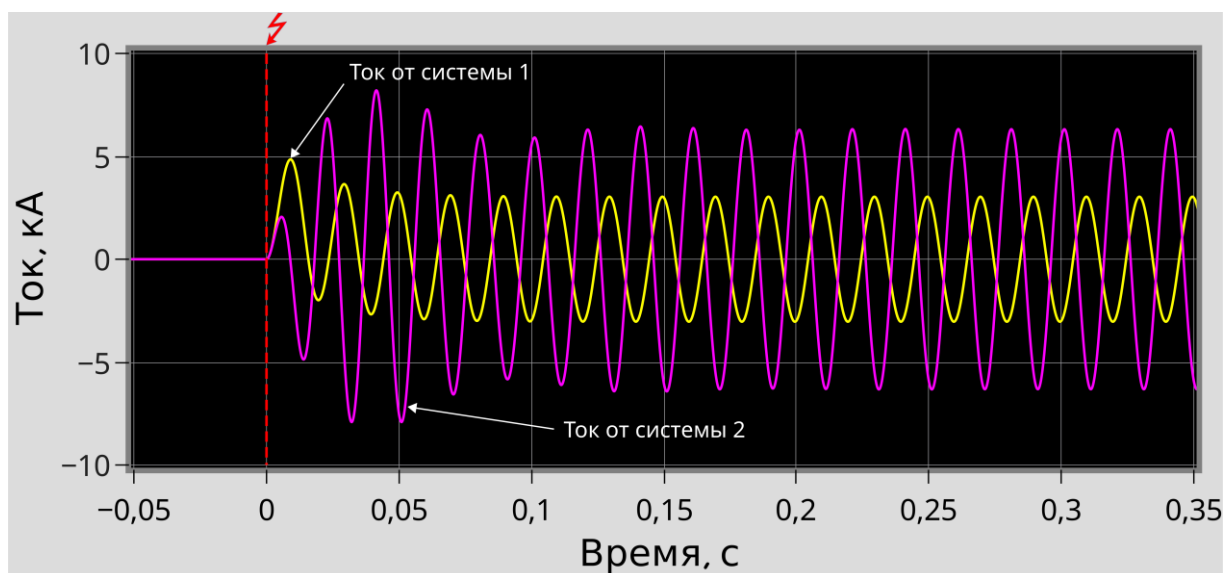


Рисунок 3.6 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 80%

Известно, что использование устройств продольной компенсации, за счёт снижения уровня индуктивного сопротивления приводит к увеличению токов короткого замыкания в электрической сети [63, 64]. Помимо увеличения уровня

сквозного тока короткого замыкания, так же, несмотря на возникающую инверсию токов, использование устройств продольной компенсации приводит к увеличению значений токов КЗ на защищаемой ЛЭП, что при умеренной степени продольной компенсации (менее 75%) благоприятно сказывается на коэффициенте чувствительности дифференциальной защиты (см. табл. 3.1). Более высокие степени продольной компенсации (75% и более) наоборот приводят к снижению коэффициента чувствительности. Поэтому использование для защиты ЛЭП от коротких замыканий на холостом ходу существующих алгоритмов дифференциальной защиты реагирующих на периодическую составляющую тока КЗ не приведёт к ухудшению устойчивости их функционирования при степени сосредоточенной компенсации до 75% при условии расположения УПК посередине линии.

Таблица 3.1 – Отношение токов КЗ на компенсированной и некомпенсированной ЛЭП (установившийся режим)

Точка короткого замыкания	Степень компенсации, %										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
К2	1	1,04	1,09	1,15	1,25	1,38	1,6	1,88	1,85	1,162	0,634
К3	1	1,11	1,27	1,54	2,05	2,95	2,49	1,24	0,659	0,377	0,231

Из осциллограммы Рисунка 3.6 видно, что при степени компенсации продольного индуктивного сопротивления, содержащего УПК повреждённого участка ЛЭП, более 50% углы при коротком замыкании стремятся к 180° , т.е. наблюдается инверсия тока. Несмотря на это в самом начале переходного процесса (около 5 мс) токи как бы синфазны. Как известно из преобразования Фурье, скачкообразный переходной процесс (каковым является начало КЗ) содержит бесконечное множество гармоник, кратных основной. Согласно выражению (3.2) при изменении частоты, для сохранения равенства должны пропорционально меняться значения и других переменных, например, L и/или C , в противном случае равенство нарушается. Так, уже для второй гармоники (100 Гц), содержащейся в переходном процессе соотношение индуктивного

сопротивления к емкостному будет составлять 4:1, т.е. уже для второй гармоники имеющиеся в ЛЭП значения продольной индуктивности и ёмкости приводят к режиму значительной недокомпенсации, и, следовательно, инверсия токов для данных частот будет отсутствовать, что наглядно продемонстрировано при использовании частоты 100 Гц вместо 50 Гц (см. Рисунок 3.7). Это обстоятельство может обеспечивать срабатывание дифференциальной защиты ЛЭП, использующей существующие алгоритмы и реагирующей на переходной процесс, что наглядно показано в таблице 3.2 – коэффициент чувствительности дифференциальной защиты в первые 50 мс после начала КЗ снижается на незначительную величину – менее чем на 20%.

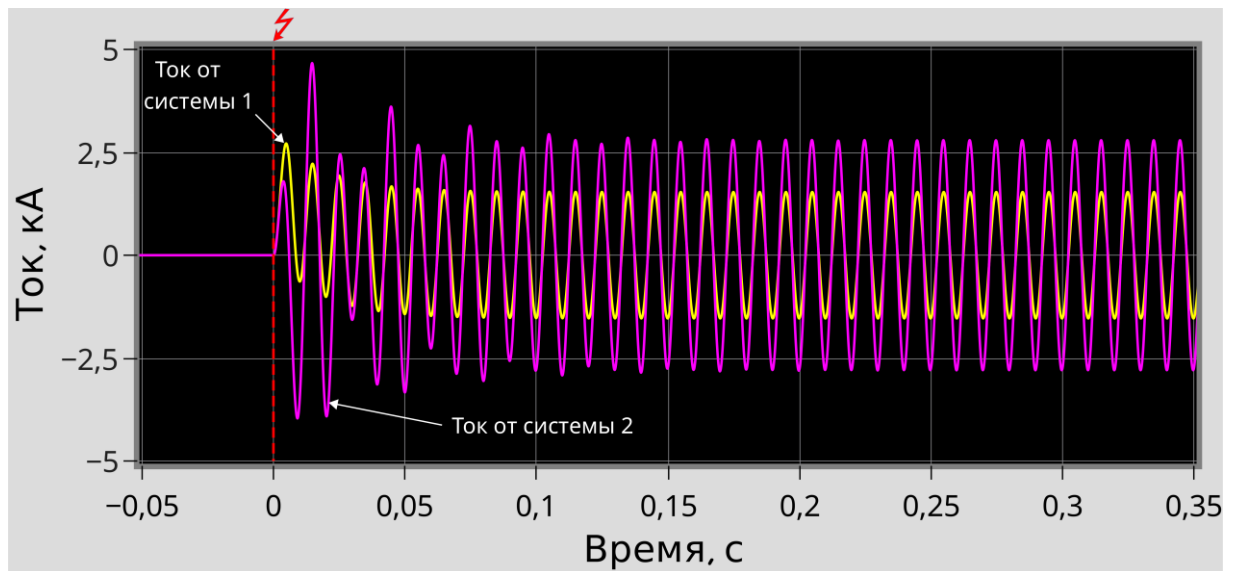


Рисунок 3.7 – Временные диаграммы токов при степени компенсации 100% (100 Гц)

3.2 Исследование системных свойств и связей электротехнических комплексов и систем, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи

Для исследования системных свойств и связей электротехнических комплексов и систем в аварийном режиме компенсированной линии

электропередачи использовалась модель линии электропередачи, описанная в разделе 3.1.

3.2.1 Аварийные режимы при различных временах возникновения короткого замыкания

При проведении исследований влияния времени возникновения короткого замыкания на качественный состав переходного процесса были приняты следующие количественные параметры схемы: степень компенсации продольного индуктивного сопротивления ЛЭП была фиксированной и составляла 100%; линейное напряжение источников электроэнергии было принято 220 кВ, разность углов одноимённых фаз по напряжению: 0° ; переходное сопротивление в месте короткого замыкания: 0 Ом.

Формула исследования влияния времени возникновения короткого замыкания на качество аварийного режима сводилась к следующему. В каждой точке короткого замыкания поочерёдно имитировались трёхфазные симметричные короткие замыкания начало которых приходилось на разные моменты времени, когда вектор напряжения фазы А источников электроэнергии находился в положении: 0° , 30° , 90° , 150° , 180° , 210° , 270° , 330° . При этом за положительное направление токов принималось направление от шин в линию. Результаты исследований, приведённые на Рисунках 3.8 – 3.9, снимались с фазы «А».

Как видно из осциллограмм Рисунков 3.8 и 3.9, несмотря на инверсный характер токов в установившемся режиме, в самом начале переходного процесса, как уже было отмечено выше, токи, вне зависимости от момента начала КЗ, направлены к месту короткого замыкания. Это обстоятельство может обеспечивать срабатывание дифференциальной защиты ЛЭП, использующей существующие алгоритмы и логику работы (см. таблицу 3.2).

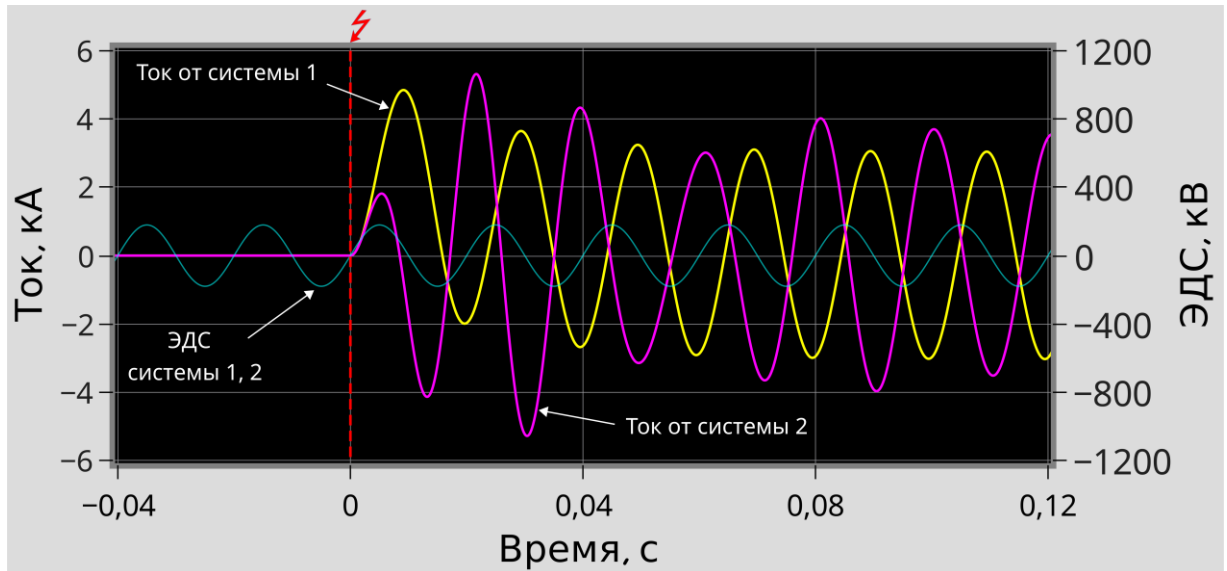


Рисунок 3.8 – Временные диаграммы токов при углах напряжения 0°

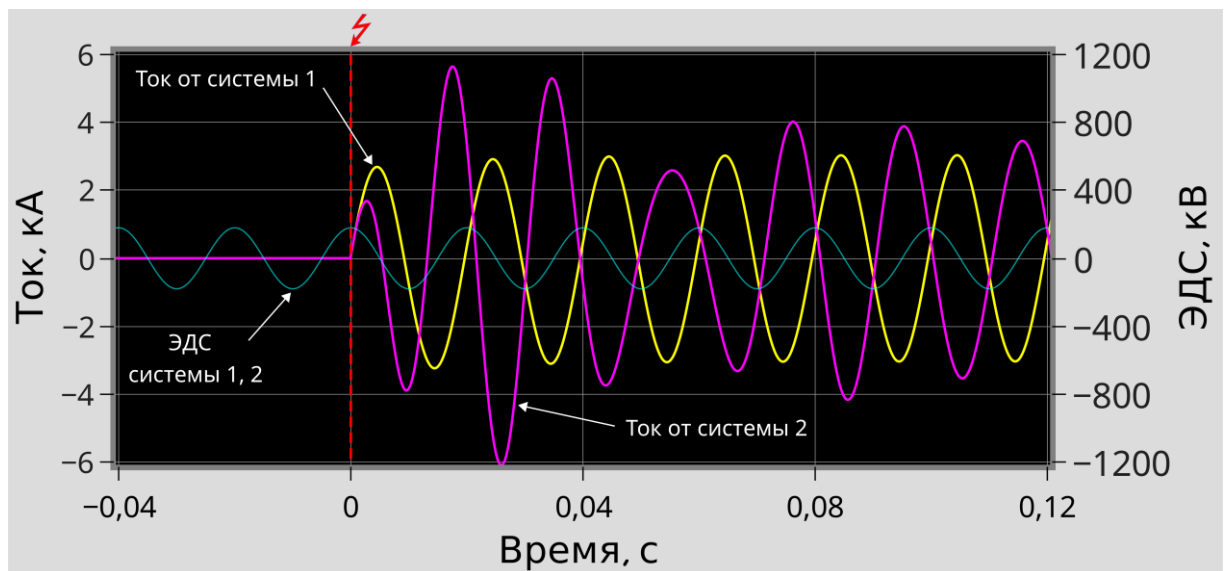


Рисунок 3.9 – Временные диаграммы токов при углах напряжения 90°

Рисунки 3.8 и 3.9 также наглядно отражают результаты проведённых исследований (см. таблицу 3.2) заключающиеся в том, что время возникновения короткого замыкания по большей части оказывает влияние на аperiodическую составляющую токов со стороны некомпенсированного участка и в меньшей мере влияет на аperiodическую составляющую токов со стороны УПК.

Таблица 3.2 – Максимальные мгновенные значения токов КЗ при переходном процессе на ЛЭП со 100% степенью компенсации по отношению к амплитудным значениям токов КЗ в установившемся режиме на некомпенсированной ЛЭП

Точка короткого замыкания	Вид короткого замыкания	Угол ЭДС					
		0°	30°	60°	90°	120°	150°
К2	трёхфазное	1,25	1,21	1,06	0,958	1,12	1,22
	двухфазное	1,21	1,06	0,958	1,12	1,22	1,25
К3	трёхфазное	0,912	0,91	0,848	0,804	0,902	0,92
	двухфазное	0,91	0,848	0,804	0,902	0,92	0,912

3.2.2 Аварийные режимы при различных напряжениях по концам линии

Формула исследования влияния перетоков активной мощности, вызванных разностью напряжения по концам ЛЭП на качество аварийного режима, сводилась к следующему. Исследование проводилось в два этапа. На первом этапе рассматривался режим перетока активной мощности справа налево. На втором этапе рассматривался режим слева направо. На каждом этапе в каждой точке короткого замыкания (см. Рисунок 3.1) поочерёдно имитировались трёхфазные симметричные короткие замыкания, начало которых приходилось на разные моменты времени, когда вектор напряжения фазы А источников электроэнергии находился в положении: 0°, 30°, 90°, 150°, 180°, 210°, 270°, 330°. При этом за положительное направление токов принималось направление от шин в линию.

В ходе исследования было установлено, что при направлении мощности до наступления повреждения от точки короткого замыкания к устройству продольной компенсации, в самый первый момент времени наблюдается большая степень противофазности токов, чем при направлении мощности от устройства продольной компенсации к точке КЗ. При этом наибольшая степень противофазности наблюдается, когда начало короткого замыкания приходится на момент времени, когда вектор фазного напряжения находится в диапазоне углов 0 - 30°, 180 - 210°.

Точно так же как и на холостом ходу для ЛЭП 500 кВ наибольшие высокочастотные искажения токов наблюдаются при коротком замыкании, начало которого приходится на момент времени, когда синусоида источника электроэнергии находится на гребне волны, т.е. при углах 90° и 270° . Минимальная степень искажений имеет место быть при возникновении повреждения, когда синусоида питающего напряжения проходит через ноль.

3.2.3 Аварийные режимы при различных углах напряжения одноимённых фаз по концам линии

При проведении исследований влияния различных углов напряжений на качественный состав переходного процесса при коротком замыкании на линии электропередачи, снабжённой устройством продольной компенсации, были приняты следующие количественные параметры схемы: степень компенсации продольного индуктивного сопротивления ЛЭП была фиксированной и составляла 100%; линейное напряжение источников электроэнергии было принято равным 220 кВ; разность углов одноимённых фаз по напряжению составляло: 0° и $8,04^\circ$ (что обеспечивало протекание по ЛЭП тока номинального уровня и передачи активной мощности справа налево), 0° и $16,8^\circ$ (что обеспечивало протекание по ЛЭП двойного номинального тока и передачи активной мощности справа налево), $8,04^\circ$ и 0° (что обеспечивало протекание по ЛЭП тока номинального уровня и передачи активной мощности слева направо), $16,8^\circ$ и 0° (что обеспечивало протекание по ЛЭП двойного номинального тока и передачи активной мощности слева направо); переходное сопротивление в месте короткого замыкания: 0,01 Ом.

Формула исследования влияния перетоков активной мощности, вызванных разностью углов напряжения по концам ЛЭП на качество аварийного режима, сводилась к следующему. Исследование проводилось в четыре этапа. На первом этапе рассматривался режим перетока активной мощности слева направо при номинальном токе линии электропередач. На втором этапе рассматривался этот

же режим, но с двойным номинальным током. На третьем и четвёртом этапе изучался режим перетока активной мощности слева направо соответственно с номинальным и двойным номинальным током. На каждом этапе в каждой точке короткого замыкания поочерёдно имитировались трёхфазные симметричные короткие замыкания. При этом за положительное направление токов принималось направление от шин в линию. Результаты исследований, приведённые на Рисунках 3.10 – 3.11, снимались с фазы «А».

В ходе исследования было установлено, что при разности углов $16,8^\circ$ (что соответствует двойному номинальному току ЛЭП по термической стойкости) и направлении активной мощности от УПК к точке КЗ, переходной процесс практически отсутствует (Рисунок 3.10). При этом в самом его начале и на всём протяжении установившегося режима токи практически противофазны [93]. Это обстоятельство даёт основание полагать, что в этом режиме идентифицировать внутреннее КЗ на ЛЭП, оперируя существующими общепринятыми алгоритмами, используемыми дифференциальной защитой ЛЭП крайне затруднительно (см. таблицу 3.3), так как дифференциальный ток в этом режиме будет стремиться к малым значениям на всём протяжении существования КЗ.

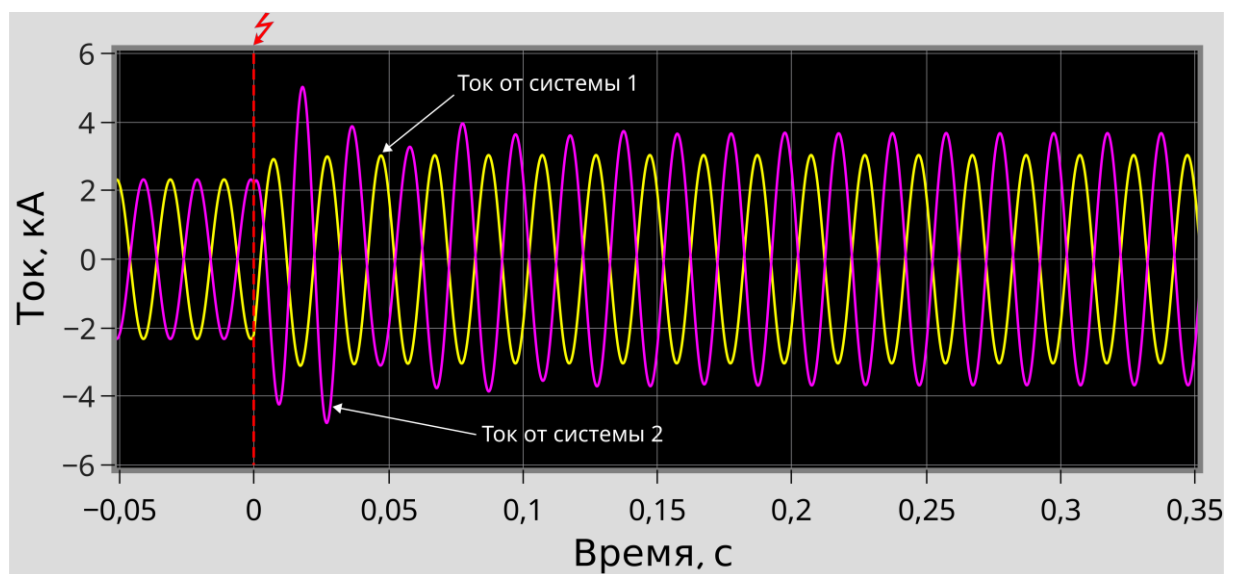


Рисунок 3.10 – Временные диаграммы токов при разности углов ЭДС источников $+16,8^\circ$ (направление активной мощности от УПК к точке КЗ)

Напротив, при отрицательной разности углов, составляющей $-16,8^\circ$ и направлении активной мощности от точки КЗ к УПК в самом начале переходного процесса токи синфазны (Рисунок 3.11), что, теоретически, позволяет дифференциальной защите ЛЭП идентифицировать внутреннее КЗ (см. таблицу 3.3).

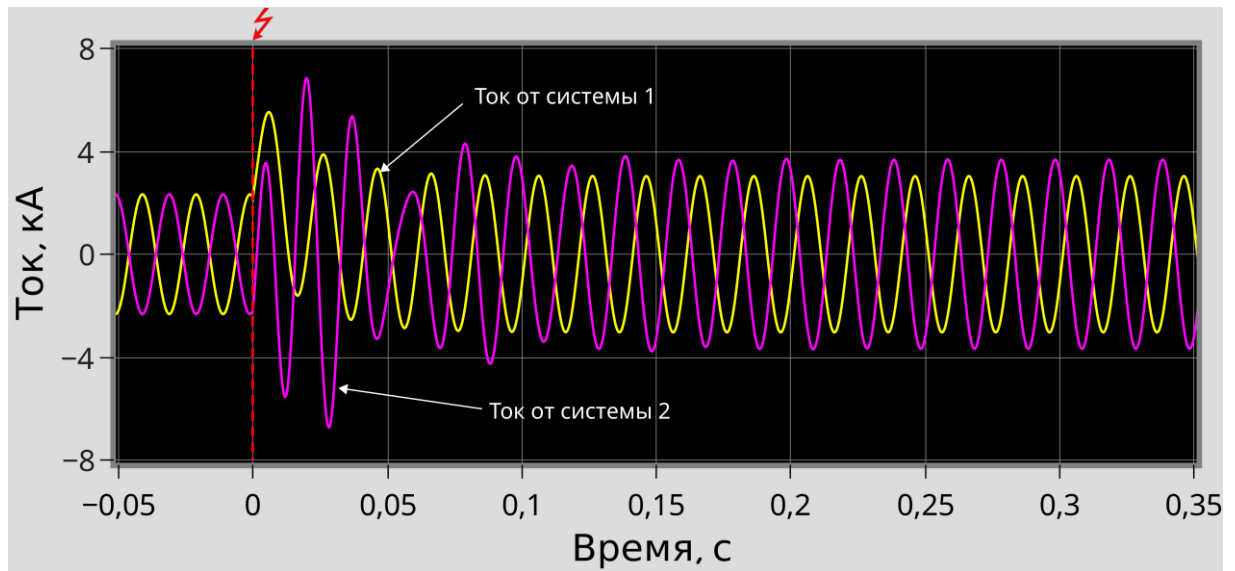


Рисунок 3.11 – Временные диаграммы токов при разности углов ЭДС источников $-16,8^\circ$ (направление активной мощности от точки КЗ к УПК)

Таблица 3.3 – Отношение минимально возможных амплитудных значений при переходном процессе на ЛЭП со 100% компенсацией вызванным коротким замыканием к амплитудным значениям токов КЗ в установившемся режиме на некомпенсированной ЛЭП (в скобках показаны значения для установившегося режима компенсированной ЛЭП)

Точка короткого замыкания	Угол между ЭДС систем							
	$-24,3^\circ$	$-21,5^\circ$	$-16,8^\circ$	$-8,04^\circ$	$8,04^\circ$	$16,8^\circ$	$21,5^\circ$	$24,3^\circ$
К2	1,389 (0,929)	1,337 (0,897)	1,227 (0,841)	1,082 (0,735)	0,789 (0,533)	0,665 (0,422)	0,541 (0,364)	0,483 (0,33)
К3	1,439 (0,441)	1,366 (0,417)	1,235 (0,376)	0,986 (0,3)	0,6 (0,167)	0,374 (0,115)	0,341 (0,105)	0,349 (0,109)

В таблице 3.3 также показываються короткие замыкания при разности углов $21,5^\circ$, что при замыкании в точке КЗ вызывает полную инверсию токов (токи по

концам линии находятся под взаимным углом 180°). В этом режиме наблюдается наименьшая чувствительность существующих алгоритмов дифференциальной защиты, что является одной из причин невозможности достижения экономически целесообразного теоретического максимума в контексте продольной компенсации индуктивного сопротивления линии. Дальнейшее расхождение векторов ЭДС одноимённых фаз вплоть до значений, побуждающих трёхкратный ток линии ($24,3^\circ$), вызывает корректировку коэффициента чувствительности в направлении его повышения (см. табл. 3.3).

3.2.4 Аварийные режимы при различных переходных сопротивлениях в точке короткого замыкания

При проведении исследований влияния переходного сопротивления в точке КЗ на параметры аварийного режима, были приняты следующие количественные параметры схемы: степень компенсации продольного индуктивного сопротивления ЛЭП была фиксированной и составляла 100%; линейное напряжение источников электроэнергии было принято равным 220 кВ; разность углов одноимённых фаз по напряжению составляло: 0° ; максимальное переходное сопротивление в месте короткого замыкания выбиралось исходя из условия, что максимальное падение напряжения в дуге не превышает 40% от номинала по напряжению электроустановки [70].

При проведении исследований, в точке, где значение дифференциального тока минимально (точка КЗ), имитировались короткие замыкания при различных значениях переходного сопротивления. Величина переходного сопротивления выбиралась исходя из величины падения напряжения в переходном режиме, исходя из условия, что бы в пределе это падение не превышало 40% от номинала электроустановки.

В ходе исследований были получены зависимости величин дифференциального тока на компенсированной ЛЭП от величины сопротивления (падения напряжения) в точке КЗ (Рисунок 3.12). Для удобства эти зависимости

были выражены через отношения этих токов к дифференциальным значениям токов на некомпенсированной ЛЭП. Таким образом, были получены следующие зависимости:

$$I_{\text{ДИФ}}^{(3)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(3)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(3)}(U_{\text{пер}})}, \quad (3.3)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(2)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(2)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(2)}(U_{\text{пер}})}, \quad (3.4)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})}, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}(U_{\text{пер}})}, \quad (3.6)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(R_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}(R_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}(R_{\text{пер}})}, \quad (3.8)$$

где: $U_{\text{пер}}$ – напряжение в месте КЗ,

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление в месте КЗ,

$I_{\text{ДИФ100}}^{(3)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока трёхфазного КЗ на ЛЭП со 100% степенью продольной компенсации,

$I_{\text{ДИФ0}}^{(3)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока трёхфазного КЗ на ЛЭП без УПК,

$I_{\text{ДИФ100}}^{(2)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на ЛЭП со 100% степенью продольной компенсации,

$I_{\text{ДИФ0}}^{(2)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на ЛЭП без УПК,

$I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на землю на ЛЭП со 100% степенью продольной компенсации,

$I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на землю на ЛЭП без УПК,

$I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока однофазного КЗ на ЛЭП со 100% степенью продольной компенсации,

$I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока однофазного КЗ на ЛЭП без УПК. Отметим, что минимально возможный пик дифференциального тока на ЛЭП без УПК численно совпадает с амплитудой дифференциального тока в установившемся режиме.

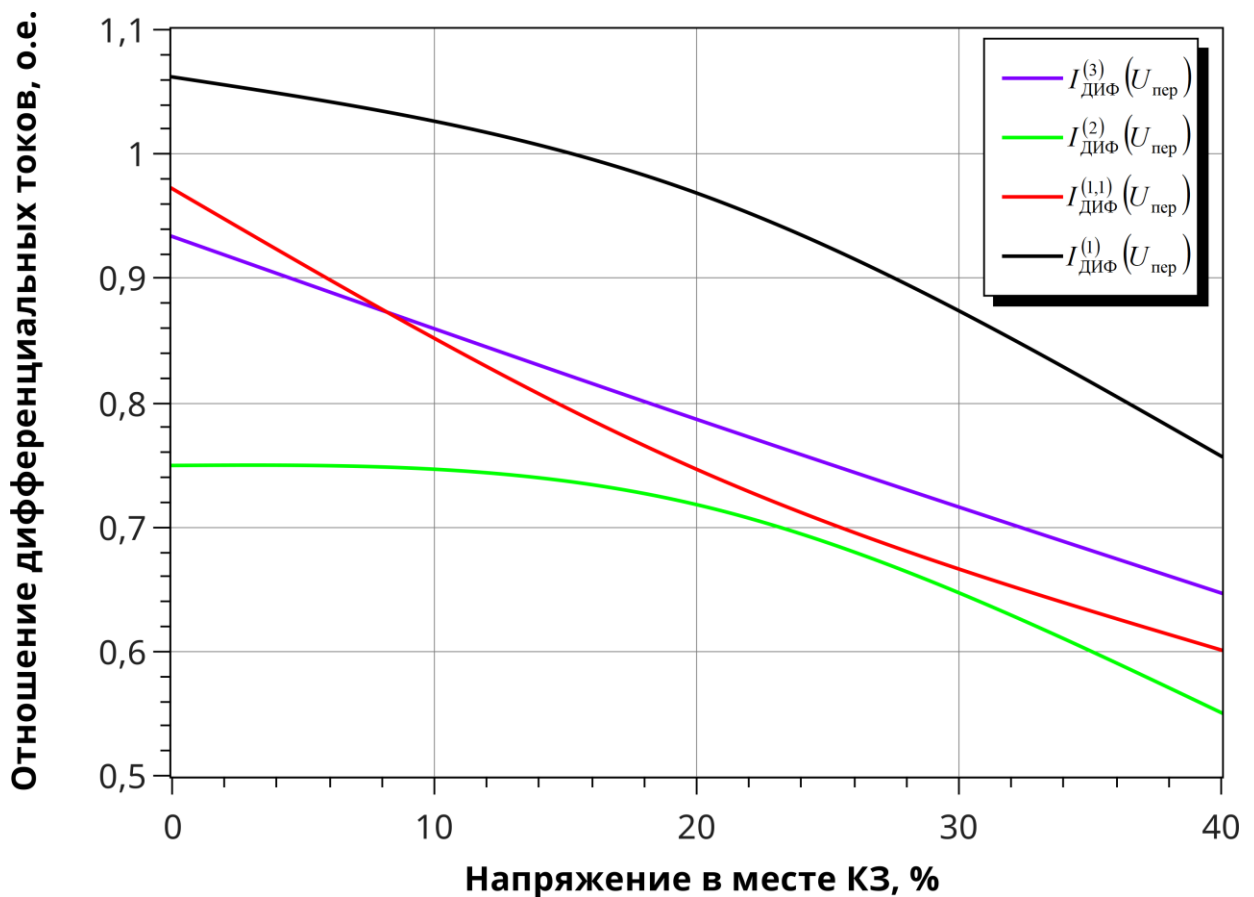


Рисунок 3.12 – Относительное значение минимального пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК в зависимости от доли номинального напряжения в месте КЗ

Как видно из графика (см. Рисунок 3.12) наличие УПК на ЛЭП не оказывает существенного влияния на снижение дифференциального тока при однофазном и двухфазном КЗ на землю (при условии, что переходное сопротивление стремится

к нулю). По этой причине эти виды КЗ в предыдущих разделах подробно не рассматривались. Касаясь влияния переходного сопротивления на токи КЗ на ЛЭП с УПК, то так же как и на ЛЭП без УПК наличие переходного сопротивления в месте КЗ приводит к снижению как самих токов, так и их дифференциальных значений (в переходном и установившемся режиме). Как видно их графика на Рисунке 3.12 наличие переходного сопротивления по сравнению с аналогичными токами на некомпенсированной ЛЭП ощутимо снижает амплитуду минимально возможного пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК. Это в первую очередь объясняется, тем что повышение значения активного сопротивления в колебательном контуре за счёт увеличения переходного сопротивления в месте КЗ приводит к увеличению скорости затухания переходного процесса, что пропорционально сказывается на величине амплитуды дифференциального тока. Для однофазного и двухфазного КЗ данная тенденция имеет лавинообразную характеристику, так как снижение дифференциального тока вследствие увеличения переходного сопротивления по закону Ома приводит к меньшей просадке напряжения, что в свою очередь для достижения равнозначного уровня напряжения в месте КЗ требует увеличения $R_{пер}$ по сравнению с аналогичной ЛЭП без УПК. Отметим, что подобное увеличение сопротивления при дуговых коротких замыканиях происходит автоматически, так как согласно [80–83] сопротивление дуги обратно пропорционально силе тока:

$$r_d = 1050 \cdot \frac{l_d}{I_d}, \quad (3.9)$$

где: r_d – активное сопротивление дуги, Ом; l_d – длина дуги, м; I_d – действующее значение тока в дуге, А.

В литературе так же приводятся следующие выражения:

$$r_d = 2500 \cdot \frac{l_d}{I_d}, \quad (3.10)$$

$$r_d = 28700 \cdot \frac{l_d}{I_d^{1,4}}, \quad (3.11)$$

$$r_{\text{д}} = 370 \cdot \frac{l_{\text{д}}}{I_{\text{д}}^{0,87}}. \quad (3.12)$$

В [84, 85] рекомендуется выражение (3.10), в [86] – выражение (3.11), в [87] – выражение (3.12). В [80] отмечается, что получаемые по формуле (3.12) значения $r_{\text{д}}$ при значительных токах (тысячи ампер) не имеют больших расхождений со значениями, определяемыми по (3.9). В [70] так же отмечается, что по сравнению с выражением (3.10) формула Варрингтона (3.11) даёт более точное приближение. Все эти выражения (3.9–3.12) объединяет нелинейный характер сопротивления дуги, значение которого обратно пропорционально силе тока. Отсюда можно сделать вывод, что характеристики, приведённые на Рисунке 3.12, помимо теоретической новизны имеют так же прикладной характер, так как меньшее значение дифференциального тока на ЛЭП с УПК приводит к увеличению сопротивления в месте КЗ, что в свою очередь приводит к ещё большему ограничению тока и т.д. до тех пор пока не установится баланс.

Математические выкладки (3.9–3.12) справедливы также и для $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})$, однако, влияние на её форму так же оказывает распределение во времени минимальных пиков абсолютных значений дифференциального тока при переходном процессе (см. Рисунок 3.13). Так как резонансная частота свободных колебаний содержащихся в дифференциальном токе при двухфазном замыкании на землю оказывается ниже, чем при всех остальных видах коротких замыканий, минимально возможные пики приходятся на третий и четвёртый полупериоды. Так как дополнительное активное сопротивление приводит к резкому сокращению значения постоянной времени выше обозначенных колебаний, выше обозначенные пики срезаются экспонентой, амплитуды предыдущих полупериодов так же подлежат корректировке в меньшую сторону. В результате минимально возможные пики смещаются ближе к моменту начала короткого замыкания, что вносит свои коррективы в форму кривой $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})$.

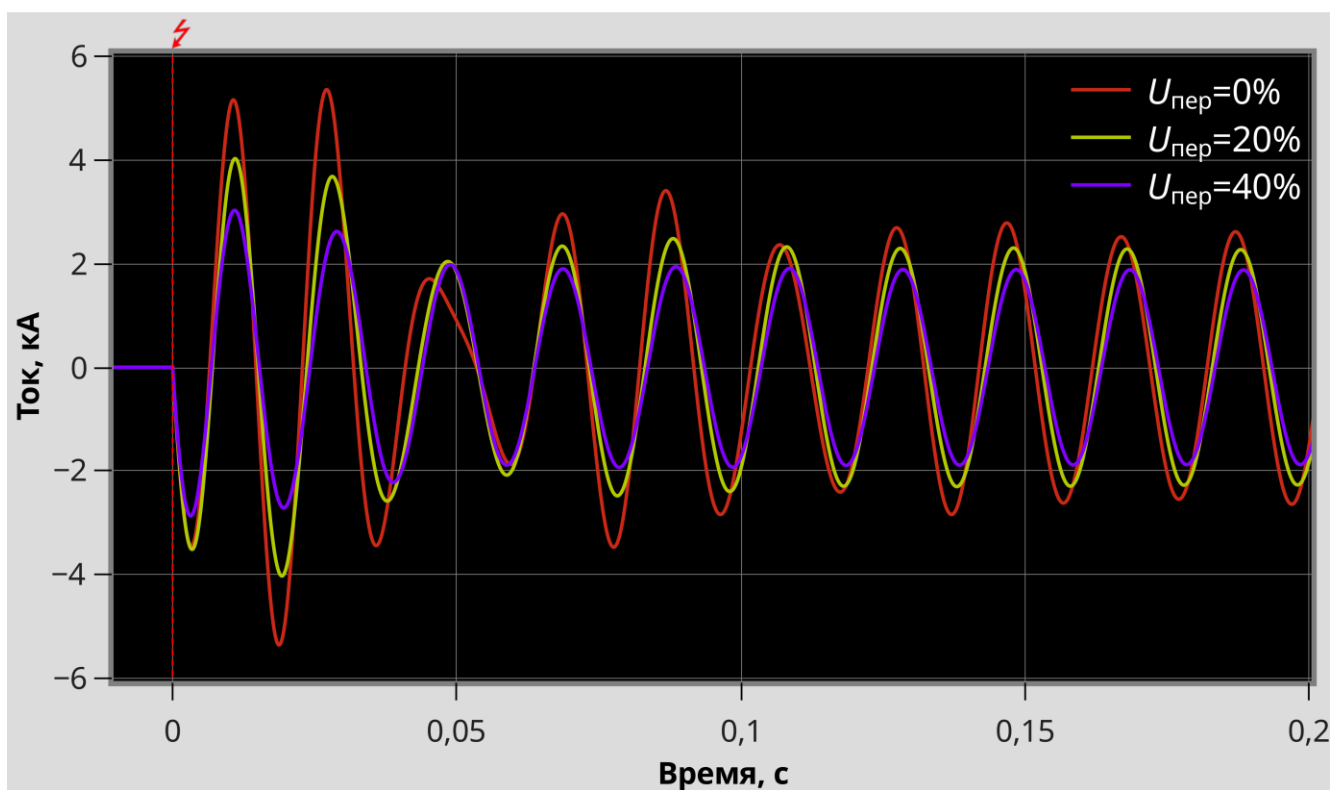


Рисунок 3.13 – Осциллограммы дифференциального тока при двухфазном КЗ на землю при различных значениях $U_{пер}$

Следует добавить, что для большей наглядности на Рисунке 3.13 приводятся осциллограммы полученные посредством линейного сопротивления, величина которого выбиралась исходя из того, что бы амплитудное значение напряжения во время пиковых значений дифференциального тока составляло соответственно 0%, 20% и 40% от амплитудных значений номинального напряжения. При этом расхождение результатов относительно значений пиков дифференциального тока, полученных посредством использования элементов имитирующих ВАХ электрической дуги, составляет менее 5%.

Необходимо отметить, что характеристики отношений минимально возможных пиков дифференциального тока для двухфазного и трёхфазного КЗ совпадают между собой. Однако, ввиду того, что отсутствие апериодической составляющей одновременно во всех трёх фазах невозможно, решающее значение для релейной защиты определяют токи фаз, содержащих апериодическую

составляющую со стороны некомпенсированного участка, что вносит свои коррективы в форму кривой, вырождая её в прямую.

На графике Рисунка 3.14 приводятся зависимости $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})$ и $I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(R_{\text{пер}})$. Для однофазного короткого замыкания правая граница графика (30 Ом) соответствует величине сопротивления при дуговом коротком замыкании с $U_{\text{пер}} = 40\%$ (при двухфазном КЗ на землю падение напряжения при $R_{\text{пер}} = 30$ Ом на заземляющем устройстве опоры ЛЭП составило 26,86%). Как видно из графика (Рисунок 3.14) выравнивание сопротивлений на ЛЭП с УПК и без него приводит к искажению формы кривой по сравнению с Рисунком 3.12 и уменьшению разницы между дифференциальными токами на этих линиях электропередачи.

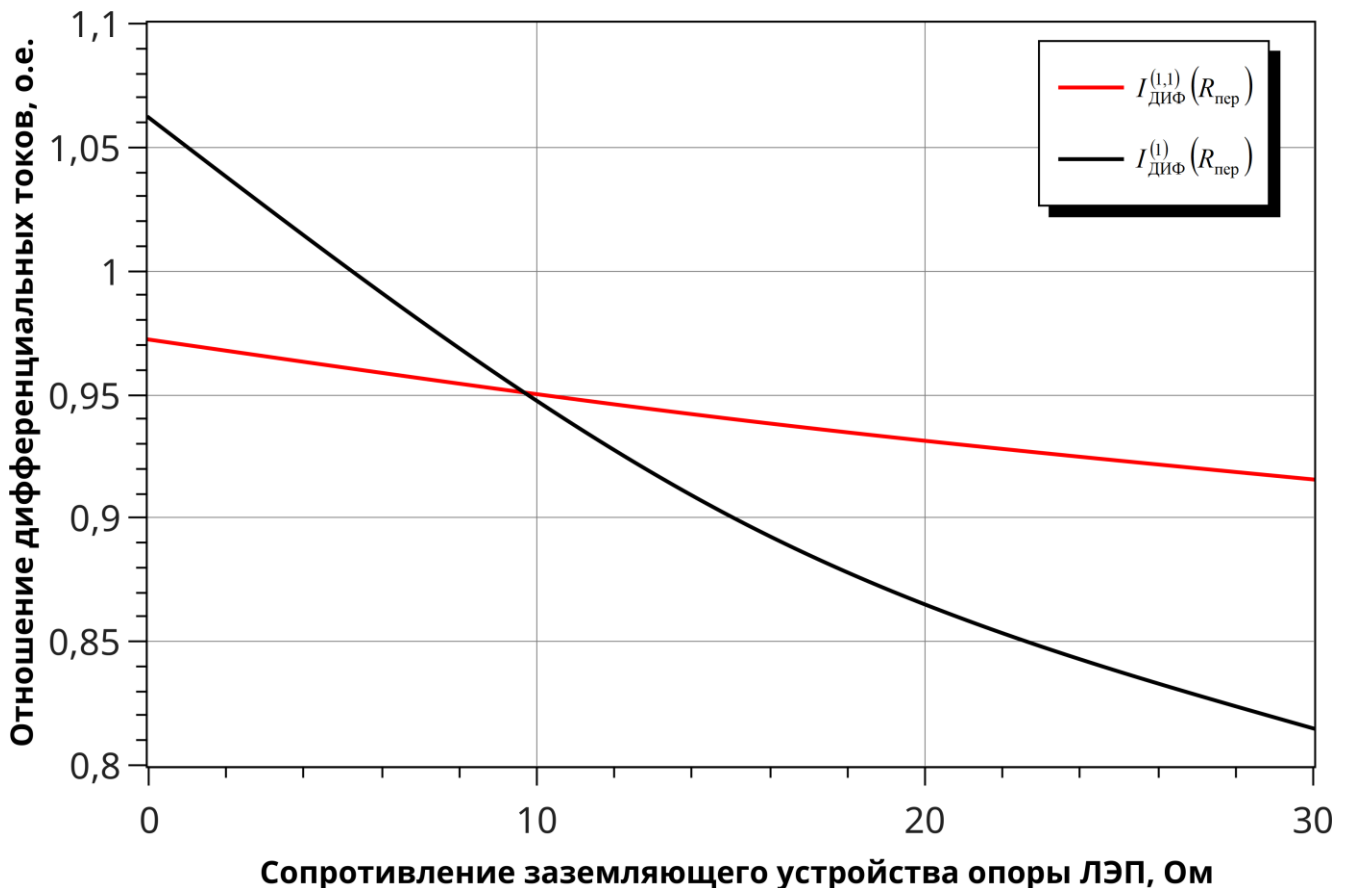


Рисунок 3.14 – Относительное значение минимального пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК в зависимости от величины переходного сопротивления в месте КЗ

В литературе [81] приводится рассуждение относительно того, что учёт переходного сопротивления в месте КЗ обязателен в первую очередь только для

дистанционной защиты. Действительно, если сумма активного сопротивления всей цепи (с учетом переходного сопротивления) менее $\frac{1}{3}$ реактивного сопротивления этого контура, то изменение активного сопротивления в этом диапазоне (от 0 до $\frac{1}{3}$ по отношению к реактивному сопротивлению) мало сказывается на значениях полного сопротивления цепи [88], а, следовательно, и на значения дифференциального тока. Однако, на основании полученных результатов можно сделать вывод, что при проектировании дифференциальной защиты на ЛЭП с УПК и расчёте её уставок учёт переходного сопротивления в месте КЗ обязателен, в особенности если КЗ сопровождается электрической дугой, замкнутой на опору ЛЭП с величиной сопротивления заземляющего устройства отличной от нуля.

3.3 Исследование явления инверсии тока в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи

Инверсией токов в данном контексте называют явление при коротком замыкании на линии электропередачи, когда разность углов между токами с разных концов линии составляет более 90 градусов. При этом за положительное направление токов принимают направление от шин в линию.

3.3.1 Линия с одним симметрично расположенным устройством продольной компенсации

Для исследования явления инверсии тока рассматривались две линии с разным соотношением индуктивного сопротивления провода к его активному сопротивлению: 15,2:1, что соответствует параметрам линии 500 кВ и 5,6:1, что соответствует соотношению сопротивлений на ЛЭП 220 кВ. Для этого использовались две математические модели, с разным погонным сопротивлением

провода, однолинейная принципиальная электрическая схема которых показана на Рисунке 3.15 а.

Достоверность результатов (см. таблицу 3.4, 3.5, Рисунок 3.15), а так же адекватность математической модели, используемой при компьютерном моделировании установившихся аварийных режимах на ЛЭП с одним симметрично расположенным УПК, подтверждается сходимостью полученных результатов с теорией электрических цепей изложенной, например в [65 – 69] согласно которой необходимым и достаточным условием появления инверсии тока при коротком замыкании является превышение емкостным сопротивлением УПК/УУПК суммы значений индуктивного сопротивления участка линии до точки КЗ и индуктивного сопротивления системы [70], что описывается следующими уравнениями

$$\underline{I} = \frac{\underline{E}}{j(X_{\text{сис}} + X_L - X_C)} \Rightarrow (X_{\text{сис}} + X_L) < X_C, \quad (3.13)$$

где $X_{\text{сис}}$ – индуктивное сопротивление системы, Ом;

X_L – индуктивное сопротивление участка линии до точки КЗ, Ом;

X_C – емкостное сопротивление УПК, Ом;

\underline{E} – фазная ЭДС, В;

\underline{I} – ток, А.

Крайние точки (точка 0 и точка 21) на графике не приводятся по причине того, что угол между векторами при КЗ в этих точках очень сильно зависит от внутреннего сопротивления источника питания и/или сопротивления между источником и ЛЭП. Для чистоты эксперимента внутреннее сопротивление источников используемых в математической модели было принято равным нулю.

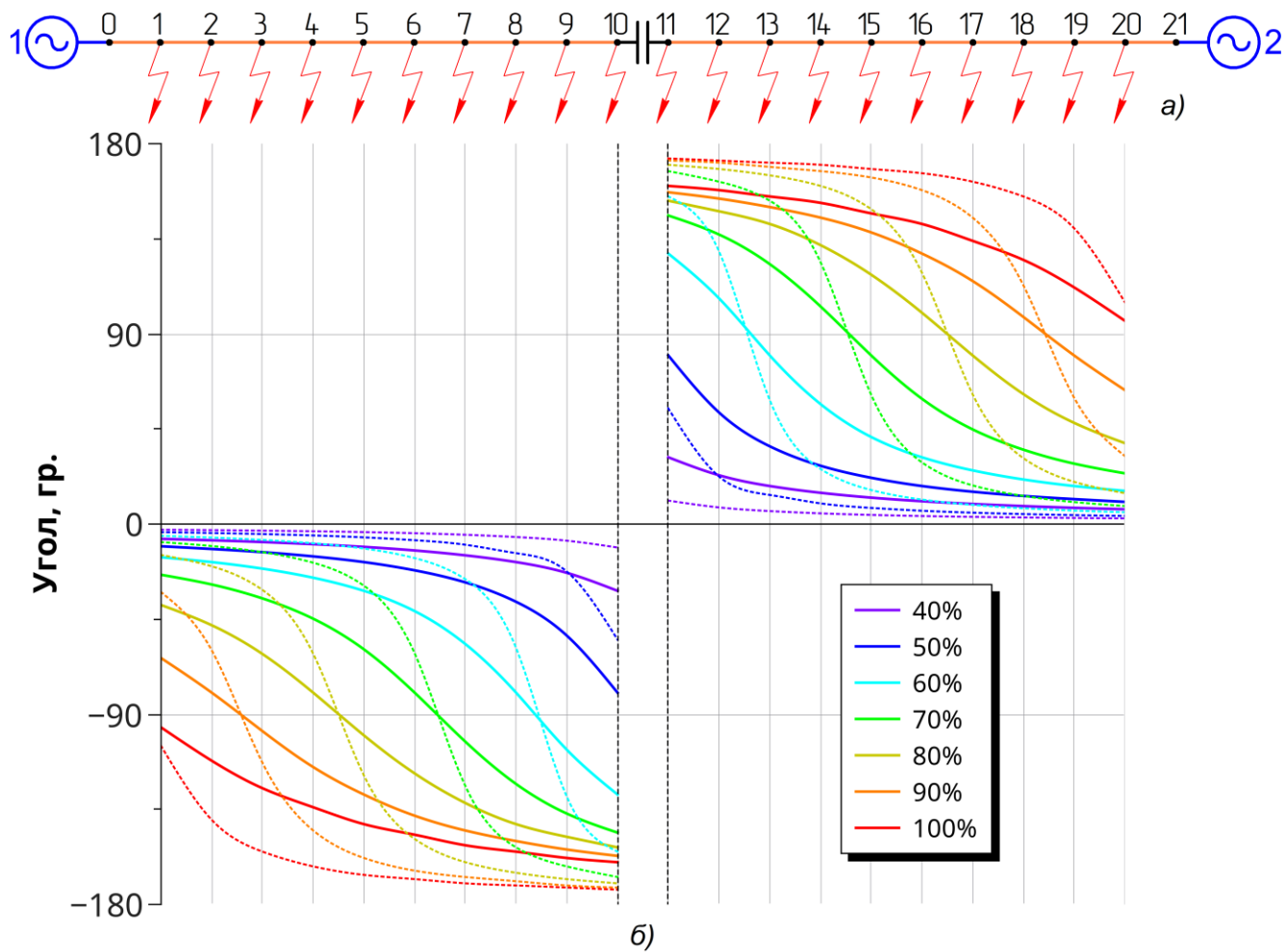


Рисунок 3.15 – График зависимости угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации (пунктирная линия – на ЛЭП 500 кВ, сплошная линия – на ЛЭП 220 кВ)

Таблица 3.4 – Зависимость угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии 500 кВ от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
1	-0,408°	-0,775°	-1,25°	-1,85°	-2,67°	-3,82°	-5,57°	-8,55°	-14,6°	-32,2°	-105°
2	-0,375°	-0,773°	-1,28°	-1,95°	-2,87°	-4,22°	-6,38°	-10,4°	-20°	-59,8°	-140°
3	-0,331°	-0,752°	-1,31°	-2,05°	-3,11°	-4,72°	-7,48°	-13,3°	-31,2°	-113°	-155°
4	-0,284°	-0,74°	-1,34°	-2,18°	-3,4°	-5,38°	-9,08°	-18,3°	-61,4°	-145°	-162°
5	-0,237°	-0,728°	-1,393°	-2,34°	-3,79°	-6,3°	-11,6°	-29,2°	-119°	-158°	-166°
6	-0,191°	-0,723°	-1,463°	-2,55°	-4,32°	-7,65°	-16,1°	-61,2°	-149°	-164°	-168°
7	-0,145°	-0,728°	-1,56°	-2,84°	-5,06°	-9,79°	-26,1°	-124°	-160°	-167°	-170°
8	-0,101°	-0,743°	-1,69°	-3,23°	-6,14°	-13,77°	-58,7°	-153°	-165°	-169°	-171°
9	-0,057°	-0,77°	-1,87°	-3,78°	-7,88°	-22,5°	-129°	-162°	-168°	-171°	-172°
10	-0,013°	-0,816°	-2,12°	-4,59°	-11,1°	-54,7°	-155°	-167°	-170°	-172°	-173°
11	0,013°	0,816°	2,12°	4,59°	11,1°	54,7°	155°	167°	170°	172°	173°
12	0,057°	0,77°	1,87°	3,78°	7,88°	22,5°	129°	162°	168°	171°	172°
13	0,101°	0,743°	1,69°	3,23°	6,14°	13,77°	58,7°	153°	165°	169°	171°
14	0,145°	0,728°	1,56°	2,84°	5,06°	9,79°	26,1°	124°	160°	167°	170°
15	0,191°	0,723°	1,463°	2,55°	4,32°	7,65°	16,1°	61,2°	149°	164°	168°
16	0,237°	0,728°	1,393°	2,34°	3,79°	6,3°	11,6°	29,2°	119°	158°	166°
17	0,284°	0,74°	1,34°	2,18°	3,4°	5,38°	9,08°	18,3°	61,4°	145°	162°
18	0,331°	0,752°	1,31°	2,05°	3,11°	4,72°	7,48°	13,3°	31,2°	113°	155°
19	0,375°	0,773°	1,28°	1,95°	2,87°	4,22°	6,38°	10,4°	20°	59,8°	140°
20	0,408°	0,775°	1,25°	1,85°	2,67°	3,82°	5,57°	8,55°	14,6°	32,2°	105°

Таблица 3.5 – Зависимость угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии 220 кВ от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
1	0°	-1,16°	-2,62°	-4,5°	-7,01°	-10,5°	-15,7°	-24°	-38,3°	-63,4°	-96,2°
2	0°	-1,23°	-2,8°	-4,87°	-7,69°	-11,8°	-18°	-28,6°	-47,9°	-79,8°	-112°
3	0°	-1,32°	-3,02°	-5,3°	-8,51°	-13,3°	-21,1°	-35,2°	-61,5°	-98°	-125°
4	0°	-1,41°	-3,27°	-5,82°	-9,52°	-15,3°	-25,4°	-44,8°	-79,8°	-115°	-134°
5	0°	-1,51°	-3,56°	-6,45°	-10,8°	-18°	-31,6°	-59,3°	-100°	-128°	-142°
6	0°	-1,64°	-3,91°	-7,22°	-12,5°	-21,9°	-41,2°	-79,8°	-118°	-138°	-147°
7	0	-1,79°	-4,34°	-8,22°	-14,8°	-27,6°	-56,8°	-103°	-132°	-145°	-152°
8	0°	-1,97°	-4,87°	-9,52°	-18°	-36,8°	-79,8°	-123°	-142°	-150°	-155°
9	0°	-2,19°	-5,55°	-11,3°	-23,1°	-52,8°	-106,8°	-137°	-148°	-154°	-158°
10	0°	-2,46°	-6,45°	-13,9°	-31,6°	-79,8°	-128°	-146°	-153°	-157°	-160°
11	0°	2,46°	6,45°	13,9°	31,6°	79,8°	128°	146°	153°	157°	160°
12	0°	2,19°	5,55°	11,3°	23,1°	52,8°	106,8°	137°	148°	154°	158°
13	0°	1,97°	4,87°	9,52°	18°	36,8°	79,8°	123°	142°	150°	155°
14	0°	1,79°	4,34°	8,22°	14,8°	27,6°	56,8°	103°	132°	145°	152°
15	0°	1,64°	3,91°	7,22°	12,5°	21,9°	41,2°	79,8°	118°	138°	147°
16	0°	1,51°	3,56°	6,45°	10,8°	18°	31,6°	59,3°	100°	128°	142°
17	0°	1,41°	3,27°	5,82°	9,52°	15,3°	25,4°	44,8°	79,8°	115°	134°
18	0°	1,32°	3,02°	5,3°	8,51°	13,3°	21,1°	35,2°	61,5°	98°	125°
19	0°	1,23°	2,8°	4,87°	7,69°	11,8°	18°	28,6°	47,9°	79,8°	112°
20	0°	1,16°	2,62°	4,5°	7,01°	10,5°	15,7°	24°	38,3°	63,4°	96,2°

Как показали исследования и как видно из графика, чем ближе точка КЗ находится к УПК, расположенному посередине линии, и чем больше степень продольной компенсации, тем больше угол между векторами токов одноимённых фаз, причём зависимость нелинейная. При переходе точки короткого замыкания через устройство продольной компенсации знак сдвига углов меняется на противоположный – токи со стороны неповреждённого участка приобретают опережающий характер, со стороны повреждённого – отстающий. Это можно выразить следующими уравнениями:

1) при КЗ слева от УПК (точки с 0 по 10)

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{X_{c1} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} - l_{КЗцЛЭП} \right)}{R_{c1} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} - l_{КЗцЛЭП} \right)} - \operatorname{arctg} \frac{X_{c2} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} + l_{КЗцЛЭП} \right) + X_{УПК}}{R_{c2} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} + l_{КЗцЛЭП} \right)}, \quad (3.14)$$

2) при КЗ справа от УПК (точки с 11 по 21)

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{X_{c1} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} + l_{КЗцЛЭП} \right) + X_{УПК}}{R_{c1} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} + l_{КЗцЛЭП} \right)} - \operatorname{arctg} \frac{X_{c2} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} - l_{КЗцЛЭП} \right)}{R_{c2} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{2} - l_{КЗцЛЭП} \right)}, \quad (3.15)$$

где φ – угол сдвига токов по концам линии одноимённых фаз;

X_{c1} – реактивное сопротивление системы 1, Ом;

X_{c2} – реактивное сопротивление системы 2, Ом;

$X_{п.ЛЭП}$ – погонное реактивное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$l_{ЛЭП}$ – длина ЛЭП, км;

$l_{КЗцЛЭП}$ – расстояние между точкой КЗ и центром ЛЭП, км;

R_{c1} – активное сопротивление системы 1, Ом;

R_{c2} – активное сопротивление системы 2, Ом;

$R_{п.ЛЭП}$ – погонное активное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$X_{УПК}$ – реактивное сопротивление УПК, Ом.

С точки зрения релейной защиты наибольший интерес представляет полученный результат компьютерного моделирования установившихся режимов при трёхфазном и двухфазном металлическом коротком замыкании заключающийся в том, что на ЛЭП с одним симметрично расположенным УПК

изменение соотношения индуктивного сопротивления к активному в диапазоне от 5,6:1 до 15,2:1 не оказывает хоть сколько-нибудь заметного влияния на момент появления инверсии токов так как пересечение одноимённых характеристик происходит в момент их перехода через 90° . Это даёт основание сделать вывод, что на ЛЭП разных классов напряжения (220 – 500 кВ) длины мёртвых зон дифференциально-фазной релейной защиты будут одинаковыми (см. таблицу 3.6).

Таблица 3.6 – Протяжённость участка мёртвой зоны дифференциально-фазной релейной защиты при трёхфазном и двухфазном КЗ на ЛЭП 220 – 500 кВ

Степень продольной компенсации, %	Длина участка мёртвой зоны, %
0	0
10	0
20	0
30	0
40	0
50	0
60	16,5
70	36
80	56
90	75
100	>90

3.3.2 Линия с двумя симметрично расположенными устройствами продольной компенсации

Для исследования явления инверсии тока на линии с двумя симметрично расположенными УПК, по аналогии с предыдущим подразделом (в целях его логического продолжения), использовались две математические модели с разным погонным сопротивлением, соответствующим параметрам линии 500 и 220 кВ соответственно. В каждой точке каждой модели, однолинейная принципиальная схема которых изображена на Рисунке 3.16, *а*, поочерёдно имитировались трёхфазные и двухфазные металлические короткие замыкания при различных степенях продольной компенсации – от 0 до 100%. Так как обе модели ЛЭП

изначально были разбиты на 30 секций, шаг между точками КЗ составлял 3,(3)% от длины линии. На основании полученных данных (см. таблицу 3.7, 3.8) была построена графическая зависимость угла сдвига между токами с разных концов линии от расположения точки КЗ и степени продольной компенсации (см. Рисунок 3.16). Точки 0 и 32 на графике не приводятся по причине того, что угол между векторами при КЗ в этих точках очень сильно зависит от внутреннего сопротивления источника питания и/или сопротивления между источником и ЛЭП. Так же как и в предыдущем случае (в моделях с одним УПК описанных в предыдущем подразделе) внутреннее сопротивление источников используемых в математической модели было принято равным нулю.

Таблица 3.7 – Зависимость угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии 500 кВ от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
1	-0,5°	-0,8°	-1,3°	-1,9°	-2,7°	-3,8°	-5,6°	-8,6°	-14,7°	-33,2°	-109,5°
2	-0,4°	-0,8°	-1,3°	-1,9°	-2,8°	-4,1°	-6,1°	-9,6°	-17,8°	-48,8°	-133,8°
3	-0,4°	-0,8°	-1,3°	-2°	-2,9°	-4,3°	-6,6°	-11°	-22,6°	-77,6°	-147,4°
4	-0,4°	-0,8°	-1,3°	-2°	-3,1°	-4,7°	-7,4°	-13°	-30,8°	-113,6°	-155,2°
5	-0,3°	-0,8°	-1,3°	-2,1°	-3,2°	-5°	-8,3°	-15,8°	-46,3°	-137,5°	-160,1°
6	-0,3°	-0,7°	-1,3°	-2,2°	-3,5°	-5,5°	-9,5°	-20,1°	-76,8°	-150,2°	-163,4°
7	-0,2°	-0,7°	-1,4°	-2,3°	-3,7°	-6,1°	-11,2°	-27,5°	-116,1°	-157,3°	-165,7°
8	-0,2°	-0,7°	-1,4°	-2,4°	-4°	-6,9°	-13,6°	-42,1°	-140,5°	-161,8°	-167,5°
9	-0,2°	-0,7°	-1,5°	-2,6°	-4,4°	-7,9°	-17,3°	-73,7°	-152,6°	-164,8°	-168,9°
10	-0,2°	-0,7°	-1,5°	-2,8°	-4,9°	-9,3°	-23,7°	-117,5°	-159,3°	-166,9°	-170°
11	-0,2°	0,2°	0,7°	1,5°	3,2°	7,1°	20,8°	113,8°	154,3°	160,2°	160,5°
12	-0,1°	0,1°	0,5°	1,1°	2,2°	4,5°	10,3°	37,1°	134,1°	153,7°	155,9°
13	-0,1°	0,1°	0,3°	0,8°	1,5°	2,9°	5,9°	15,1°	67,9°	140°	148,2°
14	-0,1°	0°	0,2°	0,5°	0,9°	1,7°	3,4°	7,4°	22,3°	99,3°	133,5°
15	0°	0°	0,1°	0,2°	0,4°	0,8°	1,5°	3,2°	8°	31,6°	97,7°
16	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°
17	0°	0°	-0,1°	-0,2°	-0,4°	-0,8°	-1,5°	-3,2°	-8°	-31,6°	-97,7°
18	0,1°	0°	-0,2°	-0,5°	-0,9°	-1,7°	-3,4°	-7,4°	-22,3°	-99,3°	-133,5°
19	0,1°	-0,1°	-0,3°	-0,8°	-1,5°	-2,9°	-5,9°	-15,1°	-67,9°	-140°	-148,2°
20	0,1°	-0,1°	-0,5°	-1,1°	-2,2°	-4,5°	-10,3°	-37,1°	-134,1°	-153,7°	-155,9°
21	0,2°	-0,2°	-0,7°	-1,5°	-3,2°	-7,1°	-20,8°	-113,8°	-154,3°	-160,2°	-160,5°

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
22	0,2°	0,7°	1,5°	2,8°	4,9°	9,3°	23,7°	117,5°	159,3°	166,9°	170°
23	0,2°	0,7°	1,5°	2,6°	4,4°	7,9°	17,3°	73,7°	152,6°	164,8°	168,9°
24	0,2°	0,7°	1,4°	2,4°	4°	6,9°	13,6°	42,1°	140,5°	161,8°	167,5°
25	0,2°	0,7°	1,4°	2,3°	3,7°	6,1°	11,2°	27,5°	116,1°	157,3°	165,7°
26	0,3°	0,7°	1,3°	2,2°	3,5°	5,5°	9,5°	20,1°	76,8°	150,2°	163,4°
27	0,3°	0,8°	1,3°	2,1°	3,2°	5°	8,3°	15,8°	46,3°	137,5°	160,1°
28	0,4°	0,8°	1,3°	2°	3,1°	4,7°	7,4°	13°	30,8°	113,6°	155,2°
29	0,4°	0,8°	1,3°	2°	2,9°	4,3°	6,6°	11°	22,6°	77,6°	147,4°
30	0,4°	0,8°	1,3°	1,9°	2,8°	4,1°	6,1°	9,6°	17,8°	48,8°	133,8°
31	0,5°	0,8°	1,3°	1,9°	2,7°	3,8°	5,6°	8,6°	14,7°	33,2°	109,5°

Таблица 3.8 – Зависимость угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии 220 кВ от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
1	0°	-1,1°	-2,6°	-4,4°	-6,8°	-10,2°	-15,1°	-22,8°	-35,8°	-58,7°	-90,7°
2	0°	-1,2°	-2,7°	-4,6°	-7,2°	-10,9°	-16,4°	-25,4°	-41,2°	-68,5°	-101,6°
3	0°	-1,2°	-2,8°	-4,9°	-7,7°	-11,8°	-18°	-28,6°	-47,9°	-79,8°	-111,7°
4	0°	-1,3°	-2,9°	-5,2°	-8,2°	-12,8°	-20°	-32,7°	-56,5°	-91,9°	-120,5°
5	0°	-1,4°	-3,1°	-5,5°	-8,8°	-13,9°	-22,4°	-38°	-67,1°	-103,9°	-128°
6	0°	-1,4°	-3,3°	-5,8°	-9,5°	-15,3°	-25,4°	-44,8°	-79,8°	-114,8°	-134,3°
7	0°	-1,5°	-3,5°	-6,2°	-10,3°	-17°	-29,2°	-53,8°	-93,4°	-124,1°	-139,4
8	0°	-1,6°	-3,7°	-6,7°	-11,3°	-19,2°	-34,3°	-65,5°	-106,8°	-131,7°	-143,7°
9	0°	-1,6°	-3,9°	-7,2°	-12,5°	-21,9°	-41,2°	-79,8°	-118,5°	-137,8°	-147,2°
10	0°	-1,7°	-4,2°	-7,9°	-13,9°	-25,4°	-50,5°	-95,4°	-128,1°	-142,8°	-150,2°
11	0°	0,9°	2,5°	5°	9,7°	19,6°	42,7°	84,9°	114,1°	124,2°	124,8°
12	0°	0,7°	1,8°	3,6°	6,8°	12,9°	25,7°	53,9°	91°	110,2°	113,5°
13	0°	0,5°	1,3°	2,6°	4,7°	8,4°	15,9°	31,8°	61,7°	89,4°	97,5°
14	0°	0,3°	0,8°	1,6°	2,9°	5,2°	9,3°	17,8°	35,4°	61,2°	74,1°
15	0°	0,2°	0,4°	0,8°	1,4°	2,5°	4,4°	8,1°	15,8°	29,8°	41,1°
16	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°	0°
17	0°	-0,2°	-0,4°	-0,8°	-1,4°	-2,5°	-4,4°	-8,1°	-15,8°	-29,8°	-41,1°
18	0°	-0,3°	-0,8°	-1,6°	-2,9°	-5,2°	-9,3°	-17,8°	-35,4°	-61,2°	-74,1°

Степень компенсации, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка КЗ	Угол сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии										
19	0°	-0,5°	-1,3°	-2,6°	-4,7°	-8,4°	-15,9°	-31,8°	-61,7°	-89,4°	-97,5°
20	0°	-0,7°	-1,8°	-3,6°	-6,8°	-12,9°	-25,7°	-53,9°	-91°	-110,2°	-113,5°
21	0°	-0,9°	-2,5°	-5°	-9,7°	-19,6°	-42,7°	-84,9°	-114,1°	-124,2°	-124,8°
22	0°	1,7°	4,2°	7,9°	13,9°	25,4°	50,5°	95,4°	128,1°	142,8°	150,2°
23	0°	1,6°	3,9°	7,2°	12,5°	21,9°	41,2°	79,8°	118,5°	137,8°	147,2°
24	0°	1,6°	3,7°	6,7°	11,3°	19,2°	34,3°	65,5°	106,8°	131,7°	143,7°
25	0°	1,5°	3,5°	6,2°	10,3°	17°	29,2°	53,8°	93,4°	124,1°	139,4°
26	0°	1,4°	3,3°	5,8°	9,5°	15,3°	25,4°	44,8°	79,8°	114,8°	134,3°
27	0°	1,4°	3,1°	5,5°	8,8°	13,9°	22,4°	38°	67,1°	103,9°	128°
28	0°	1,3°	2,9°	5,2°	8,2°	12,8°	20°	32,7°	56,5°	91,9°	120,5°
29	0°	1,2°	2,8°	4,9°	7,7°	11,8°	18°	28,6°	47,9°	79,8°	111,7°
30	0°	1,2°	2,7°	4,6°	7,2°	10,9°	16,4°	25,4°	41,2°	68,5°	101,6°
31	0°	1,1°	2,6°	4,4°	6,8°	10,2°	15,1°	22,8°	35,8°	58,7°	90,7°

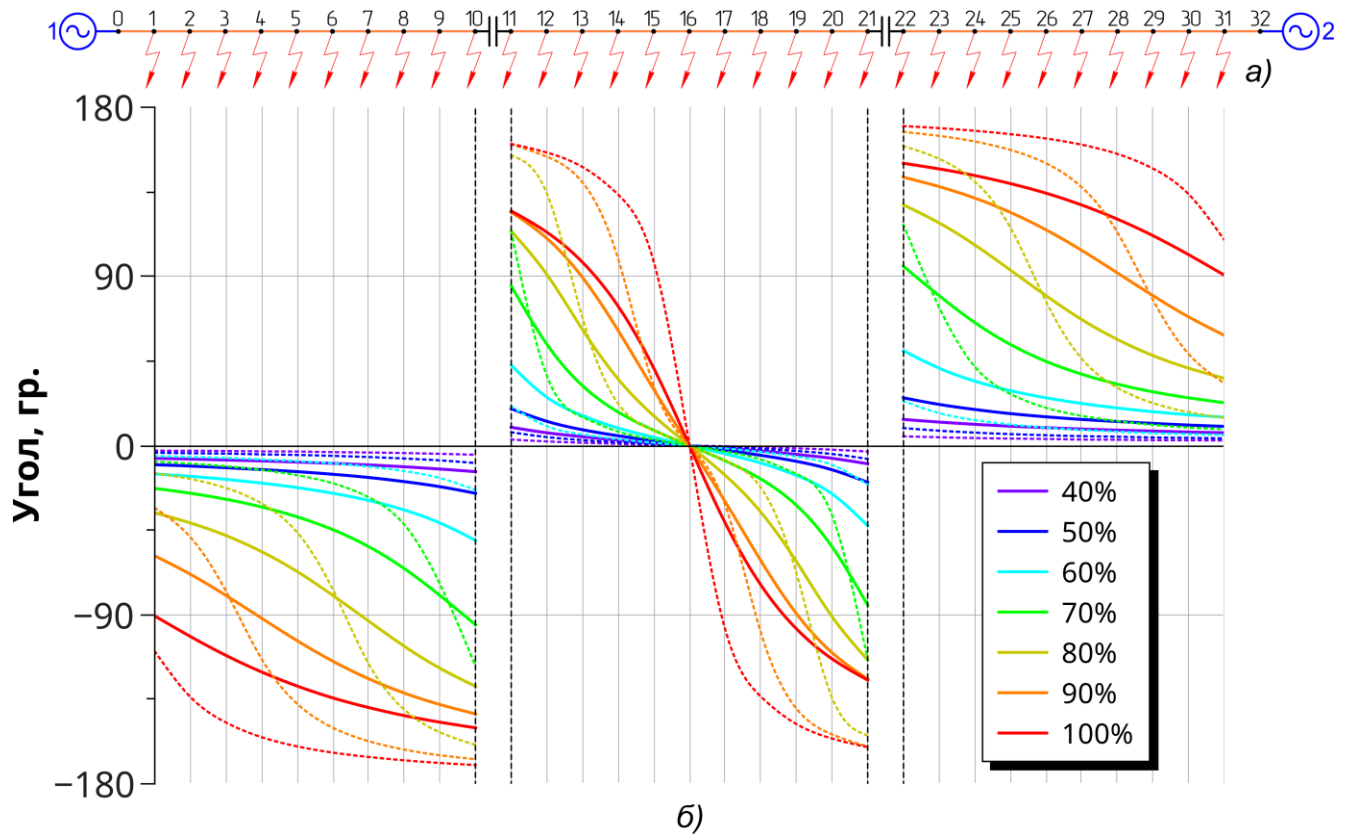


Рисунок 3.16 – График абсолютных значений зависимости угла сдвига между векторами токов одноименных фаз по разным концам линии от локации точки короткого замыкания и степени продольной компенсации

В ходе исследования установлено, что при использовании двух симметрично расположенных УПК максимальное расхождение углов между токами с разных концов ЛЭП получатся несколько меньше, чем при использовании одного эквивалентного устройства продольной компенсации: 170° против 173° на ЛЭП 500 кВ и 150° против 160° на ЛЭП 220 кВ. При этом использование двух симметрично расположенных (на равном удалении друг от друга и концов ЛЭП) конденсаторов обладает ещё одним преимуществом. Данная компоновка УПК позволяет увеличить степень компенсации до 65% на ЛЭП 500 кВ и до 69% на ЛЭП 220 кВ без появления эффекта инверсии тока.

Ещё одним отличием топологии с двумя симметрично расположенными УПК от сосредоточенной является наличие посередине ЛЭП точки при коротком замыкании в которой за счёт равенства эквивалентных сопротивлений угол сдвига равен нулю.

Нельзя не отметить отличное от ранее рассмотренного в разделе 3.3.1 поведение одноимённых характеристик, пересечение которых при коротком замыкании на ЛЭП с двумя УПК происходит при меньших углах (менее 90°) и не привязано к какому-либо конкретному значению. Здесь повышенное содержание активной составляющей приводит к резкому сокращению (особенно на внутреннем участке) протяжённости отрезков ЛЭП, где возможна инверсия токов. Таким образом протяжённость мёртвых зон дифференциально-фазной релейной защиты на ЛЭП 220 кВ пропорционально сокращается (см. таблицу 3.9).

Таблица 3.9 – Протяжённость участка мёртвой зоны дифференциально-фазной релейной защиты при трёхфазном и двухфазном КЗ на ЛЭП 500 и 220 кВ с двумя симметрично расположенными УПК

Степень продольной компенсации, %	Длина участка мёртвой зоны на ЛЭП 500 кВ, %		Длина участка мёртвой зоны на ЛЭП 220 кВ, %	
	внешняя секция	внутренняя секция	внешняя секция	внутренняя секция
0	0	0	0	0
10	0	0	0	0
20	0	0	0	0
30	0	0	0	0
40	0	0	0	0
50	0	0	0	0
60	0	0	0	0
70	6	2,5×2	2,5	0
80	37	17×2	32	10×2
90	67	32×2	62	19×2
100	>90	41×2	90	23,5×2

Полученные на Рисунке 3.16 графические зависимости можно выразить следующими уравнениями:

1) при КЗ в первой трети (точки с 0 по 10)

$$\varphi = \arctg \frac{X_{c1} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} - l_{КЗ_до_УПК1} \right)}{R_{c1} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} - l_{КЗ_до_УПК1} \right)} - \arctg \frac{X_{c2} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{2l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК1} \right) + X_{УПК1} + X_{УПК2}}{R_{c2} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{2l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК1} \right)}, \quad (3.16)$$

2) при КЗ на отрезке между УПК (точки с 11 по 21)

$$\varphi = \arctg \frac{X_{c1} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК1} \right) + X_{УПК1}}{R_{c1} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК1} \right)} - \arctg \frac{X_{c2} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК2} \right) + X_{УПК2}}{R_{c2} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК2} \right)}, \quad (3.17)$$

3) при КЗ в последней трети (точки с 22 по 32)

$$\varphi = \arctg \frac{X_{c1} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК2} \right) + X_{УПК1} + X_{УПК2}}{R_{c1} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} + l_{КЗ_до_УПК2} \right)} - \arctg \frac{X_{c2} + X_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} - l_{КЗ_до_УПК2} \right)}{R_{c2} + R_{п.ЛЭП} \cdot \left(\frac{l_{ЛЭП}}{3} - l_{КЗ_до_УПК2} \right)}, \quad (3.18)$$

где: φ – угол сдвига токов по концам линии одноимённых фаз;

X_{c1} – реактивное сопротивление системы 1, Ом;

X_{c2} – реактивное сопротивление системы 2, Ом;

$X_{п.ЛЭП}$ – погонное реактивное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$l_{ЛЭП}$ – длина ЛЭП, км;

$l_{КЗ_до_УПК1}$, – расстояние от точки КЗ до УПК1, км;

$l_{КЗ_до_УПК2}$ – расстояние от точки КЗ до УПК2, км;

R_{c1} – активное сопротивление системы 1, Ом;

R_{c2} – активное сопротивление системы 2, Ом;

$R_{п.ЛЭП}$ – погонное активное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$X_{УПК1}$ – реактивное сопротивление УПК1, Ом;

$X_{УПК2}$ – реактивное сопротивление УПК2, Ом.

3.4 Исследование динамического изменения степени компенсации линии электропередачи в аварийном режиме

Исследование было поделено на три этапа: нормальный (предаварийный) режим, внутреннее короткое замыкание, внешнее короткое замыкание.

3.4.1 Предаварийный режим

Для исследования влияния изменения степени компенсации УПК в нормальном режиме, использовались две модели, схемы замещения которых изображены на Рисунке 3.23 и 3.24.

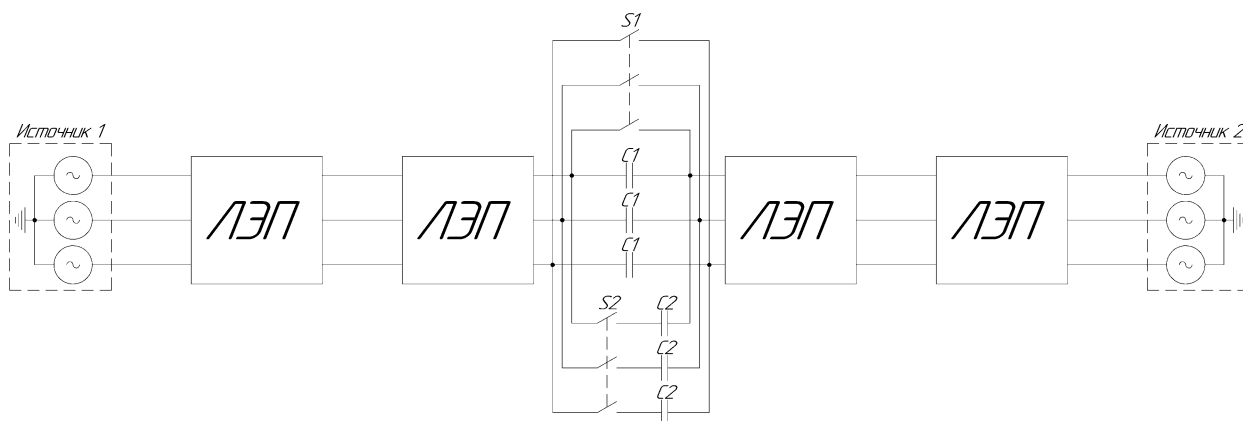


Рисунок 3.23 – Схема замещения модели линии с одним симметрично расположенным УПК (параллельное подключение ёмкости)

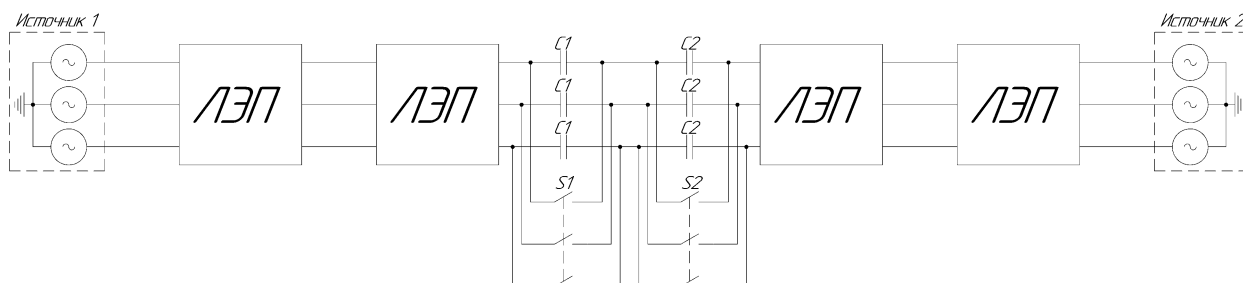


Рисунок 3.24 – Схема замещения модели линии с одним симметрично расположенным УПК (TSSC-топология)

В первой модели динамическое изменение ёмкости достигалось за счёт коммутации параллельного идеального конденсатора. Во второй модели использовалась топология, применяемая в технологии под названием TSSC – последовательный конденсатор с тиристорным переключением (см. главу 1), где изменение степени компенсации осуществляется путём шунтирования части последовательно соединённых конденсаторов. В обеих моделях схема замещения отдельных блоков (см. Рисунок 2.5), а так же параметры идентичны взятой за основу ВЛ-220 кВ Ухта – Микунь на которой по заверению официальных источников в обозримом будущем планируется установка управляемых устройств продольной компенсации. Для коммутации конденсаторов во второй модели (впрочем, как и в первой) вместо тиристоров использовался трёхполюсный идеальный электрический ключ $S1, S2$. Несмотря на разные способы изменения степени компенсации продольного индуктивного сопротивления результаты оказались полностью идентичны.

Параметры ЭДС источников менялись в зависимости от целей и задач эксперимента (внутреннее сопротивление оставалось неизменным – 0 Ом). На первой стадии исследовалось влияние динамического изменения ёмкостной компенсации при передаче электроэнергии под действием разности напряжений по концам линии. Для этого, что бы обеспечить максимальный допустимый ток линии (равный 825 А) ЭДС источников принимались равными 230 кВ и 203 кВ соответственно, разность углов одноимённых фаз по напряжению принималась 0° .

На второй стадии этот же ток обеспечивался за счёт одинаковых значений ЭДС источников: 220 кВ и разности углов напряжения источников одноимённых фаз: $7,06^\circ$.

На основании полученных данных можно сделать следующие выводы:

- 1) Момент переключения не влияет на параметры переходного процесса.
- 2) Переходной процесс при переключении степени компенсации определяется не разностью между ступенями, а значением суммарно подключенной ёмкости. При чём от направления, т.е. повышение или понижение степени компенсации,

переходной процесс может протекать по-разному. В общем, переходной процесс сводится к наложению затухающей синусоиды разной частоты на основной сигнал (50 Гц.)

3) Способ передачи электрической энергии (за счёт разности напряжения или углов источников ЭДС) не оказывает существенного влияния на переходной процесс за исключением частного случая, когда изменение степени компенсации происходит скачком со 100% до 0%. В этом случае при наличии разности напряжений по концам линии величина аperiodической составляющей получается меньше, чем в случае передачи энергии той же мощности (той же силы тока), но за счёт сдвига углов.

3.4.2 Внутреннее короткое замыкание

Для исследования влияния изменения степени компенсации УПК в режиме внутреннего короткого замыкания, использовалась та же модель, что и в разделе 3.5.1 (см. Рисунок 3.24). ЭДС источников было принято 220 кВ (внутреннее сопротивление источников ЭДС было принято равным 0). Исследование проводилось так же в две стадии. Каждая стадия представляла собой имитацию короткого замыкания между блоками ЛЭП при разных соотношениях их длин. При этом на первой стадии (см. Рисунок 3.25) имитировалось чисто металлическое трёхфазное короткое замыкание, а на второй – дуговое (см. Рисунок 3.26), при котором напряжение в месте короткого замыкания составляло 40% от номинала [70]. Изменение степени компенсации во время короткого замыкания производилось по принципам ограничения наибольшего допустимого линейного напряжения на ЛЭП $U_{\text{наиб.}}=252$ кВ [71], которое осуществлялось путём автоматического (без выдержки времени) шунтирования обходным выключателем секции конденсаторов, когда мгновенное напряжение оказывалось больше амплитудного значения $U_{\text{наиб.}}$.

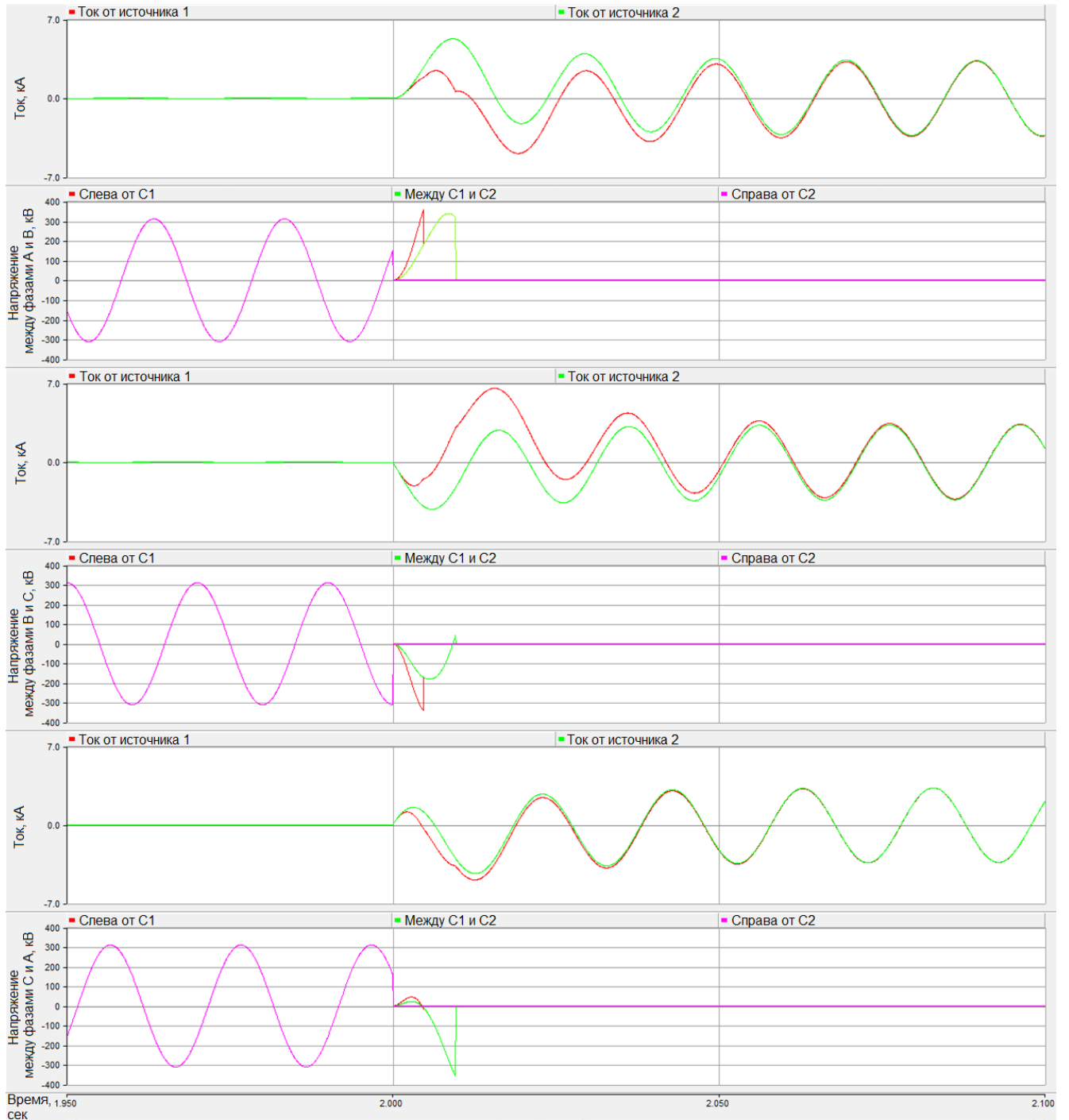


Рисунок 3.25 – Короткое замыкание на расстоянии 50% от длины линии (справа)

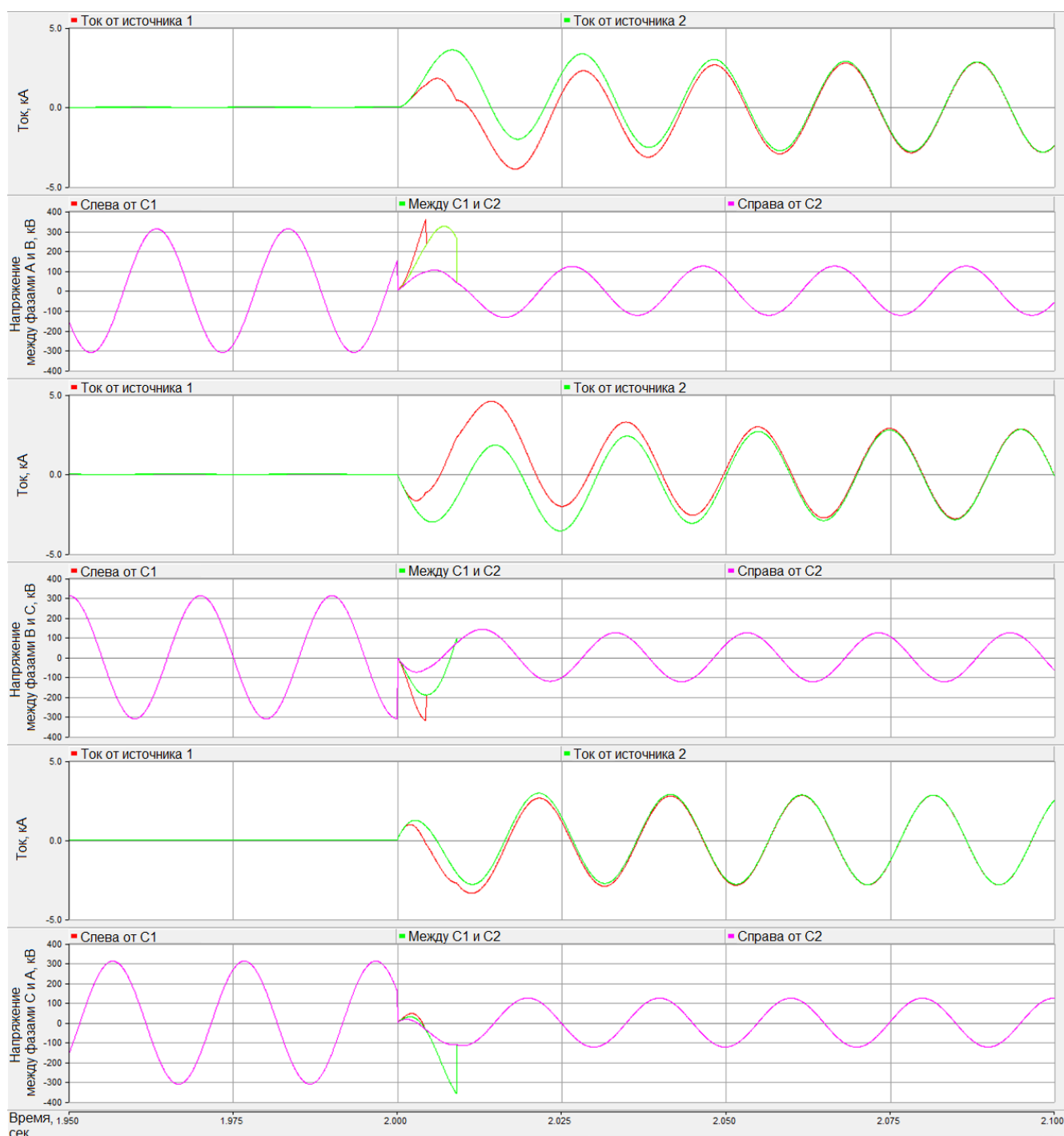


Рисунок 3.26 – Короткое замыкание на расстоянии 50% от длины линии (справа). Переходное сопротивление: 12,6 Ом

Как видно из осциллограмм подобное (штатное) поведение УУПК в режиме короткого замыкания на линии в целом благоприятно влияет как на силовую часть электрооборудования, ограничивая таким образом токи короткого замыкания и предупреждая излишние срабатывания ограничителей перенапряжения (ОПН), так и на дифференциальную релейную защиту, повышая

селективность последней, за счёт уменьшения угла сдвига токов одноимённых фаз.

3.4.3 Внешнее короткое замыкание

Для исследования динамического влияния изменения степени компенсации при внешнем коротком замыкании использовалась всё та же модель с теми же параметрами, изображённая на Рисунке 3.24. Для возможности имитации внешних коротких замыканий к идеализированным источникам были добавлены активно-индуктивные сопротивления ($Z=0,518+j5,210$ Ом), характерные для энергосистем данного класса напряжения (см. Рисунок 3.27).

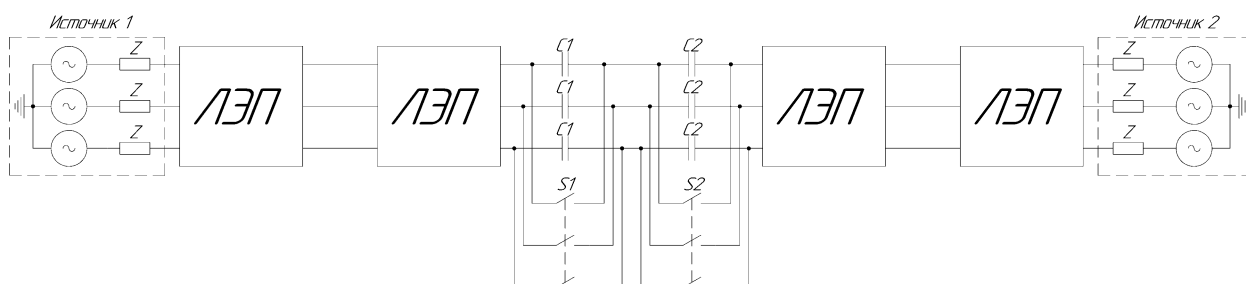


Рисунок 3.27 – Принципиальная электрическая схема модели линии с одним симметрично расположенным УПК

Опыты так же производились в две стадии: металлическое и дуговое КЗ с максимально возможным значением переходного сопротивления, при котором напряжение в месте короткого замыкания составляет 40% от номинального напряжения.

Как показали исследования, динамическое изменение параметров УУПК не влияет на поведение существующих алгоритмов дифференциальной защиты.

3.5 Исследование явления низкочастотных колебаний в аварийном режиме компенсированной линии электропередачи

Как уже отмечалось ранее (см. раздел 1.4) низкочастотные колебания также оказывают влияние на функционирование устройств РЗА. Так, например, в работе авторов Néctor J. Altuve, Joseph B. Mooney, и George E. Alexander [50], которые предложили инновационный метод повышения селективности дифференциальной защиты ЛЭП с УПК, сказано, что данное явление может замедлять действие их защиты на время до 0,179 секунд. В работах других авторов, например, Е. Н. Колобродова [72] так же имеются упоминания о влиянии низкочастотных колебаний на алгоритмы функционирования релейной защиты линий, однако, вопрос влияния подсинхронного резонанса на дифференциальную защиту ЛЭП использующую фундаментальные принципы остаётся нераскрытым.

В разделе 3.1 настоящей главы приводилась демонстрация возникновения низкочастотных колебаний на ЛЭП, оснащённой УПК, в случае появления в ней возмущающих воздействий, например, таких как возникновение короткого замыкания. Природа этих явлений обусловлена тем, что ЛЭП с УПК представляет собой последовательный колебательный контур, с явно выраженной резонансной частотой, которая в соответствии с теоретическими основами электротехники [73, 74] определяется по формуле:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}, \quad (3.19)$$

где: ω_p – угловая частота резонанса, рад/с;

L – индуктивность контура, Гн;

C – ёмкость контура, Ф.

В случае появления возмущающего воздействия, например, такого как: возникновение короткого замыкания, отключение короткого замыкания, изменение под нагрузкой степени продольной компенсации ЛЭП и т.д. происходят затухающие колебания напряжения и тока, обусловленные резонансом напряжения. При этом частота свободных затухающих колебаний, т.е.

частота резонанса определяется как уже было сказано по формуле (3.19), где переменная L меняется в зависимости от места короткого замыкания, а переменная C – от степени компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП, измеренного по её концам. В том случае, когда резонансная частота лежит в диапазоне $0,5f_c < f_p < 2f_c$ (где f_c – электрическая частота сети, f_p – резонансная частота контура) наблюдается явление под названием амплитудная модуляция. При этом возможен частный случай, когда $f_c = f_p$, т.е. наложение двух синусоид одинаковой частоты. Так как на ЛЭП, оснащённой УПК, эти две синусоиды имеют одинаковую амплитуду и всегда находятся в противофазе, в первый момент времени происходит их взаимоуничтожение и ток короткого замыкания со стороны компенсированного участка равен 0. Ввиду наличия активного сопротивления в колебательном контуре, свободные колебания начинают убывать по экспоненте с постоянной времени обратно пропорциональной величине активного сопротивления. Это приводит к ослаблению влияния резонансных колебаний тока на сигнал промышленной частоты и экспоненциальному росту амплитуды токов короткого замыкания или нагрузки (см. Рисунок 3.5). В общем случае амплитуда свободных колебаний так же не превышает амплитуды токов в установившемся режиме.

Как показали детальные исследования, вышеописанные низкочастотные колебания оказывают влияние на амплитуду токов короткого замыкания и не влияют на изменение их угла. По этой причине при наличии в токах короткого замыкания апериодических составляющих, вызванных, в том числе и явлением подсинхронного резонанса так же справедливо равенство арифметической и геометрической сумм токов по концам линии при коротком замыкании в зоне защищаемого объекта. При повреждении вне защищаемого объекта возникающие при этом колебания взаимовычитаются и их геометрическая сумма равна 0. Таким образом, возникновение низкочастотных колебаний в аварийном и нормальном режиме компенсированной линии электропередачи не оказывают существенного влияния на дифференциальную релейную защиту, совершенствованию которой посвящена следующая глава.

3.6 Выводы по главе 3

1. Выполнена оценка селективности действия дифференциальной защиты при различных режимах эксплуатации компенсированной линии электропередачи. Показано, что в целом устройства продольной компенсации влияют на функционирование дифференциальной защиты только в установившемся режиме короткого замыкания, так как в первый момент короткого замыкания возникает переходной процесс связанный с перезарядкой используемых в УПК конденсаторов; вне зависимости от степени продольной компенсации это вызывает толчок тока, направленный от УПК к месту короткого замыкания. При этом возможен частный случай отказа дифференциальной защиты, когда вышеописанный переходной процесс отсутствует или когда его величина незначительна. Это возникает под действием определённого значения транспортного угла, вызывающего переток мощности от УПК к точке короткого замыкания [75].

2. Проведённые исследования позволили количественно оценить влияние устройств продольной компенсации на соотношение углов токов по концам ЛЭП. Выявлено, что зависимость угла сдвига между токами одноимённых фаз от изменения степени компенсации и локации точки короткого замыкания имеет нелинейный характер [76].

3. Выполнен анализ селективности действия дифференциальной защиты при динамическом изменении степени продольной компенсации, а так же при возникновении низкочастотных колебаний на компенсированной ЛЭП. Показано, что динамическое изменение степени компенсации вызывает лишь переходной процесс связанный с возникновением в ЛЭП низкочастотных колебаний, которые сами по себе в силу влияния исключительно на амплитуду сигнала (не на угол) не оказывают существенного влияния на правильное функционирование существующих алгоритмов дифференциальной защиты линии электропередачи.

4. Доказана необходимость учёта величины переходного сопротивления в месте КЗ.

Глава 4 Разработка нового алгоритма функционирования и функциональной схемы дифференциальной защиты линии, позволяющих повысить чувствительность защиты при коротких замыканиях на линиях электропередачи с продольной компенсацией

4.1 Обоснование необходимости совершенствования дифференциальной защиты, установленной на линиях электропередачи с продольной компенсацией

Как показали исследования, проведённые в главе 3, при возникновении внутренних коротких замыканий на ЛЭП, снабжённой устройствами продольной компенсации, возможно появление инверсии тока, когда емкостное сопротивление УПК превышает индуктивное сопротивление повреждённого участка. В общем случае данное явление сопровождается переходным процессом в начале которого, инверсия токов отсутствует. Так как длительность этого явления составляет около четверти периода промышленной частоты «успеть» правильно подействовать, способны только те защиты, которые реагируют на мгновенное значение сравниваемых величин (в данном случае токов по концам ЛЭП). Для дифференциальной защиты, реагирующей на действующее значение дифференциального тока или работающей по принципу сравнения векторов тока по концам линии, данного времени для правильной оценки ситуации может быть недостаточно. Так же возможны случаи полного отсутствия вышеописанного переходного процесса при определённом значении транспортного угла, вызывающего переток активной мощности от УПК к месту короткого замыкания. При этом инверсия токов наблюдается на всём протяжении короткого замыкания, что приводит к отказу в действии всех модификаций дифференциальной защиты, как быстродействующих, реагирующих на мгновенное значение, так и медленнодействующих, реагирующих на среднеквадратическое значение

дифференциального тока или углы векторов тока по концам ЛЭП. Известен так же способ отстройки от инверсии тока, предложенный авторами Néctor J. Altuve, Joseph B. Mooney, и George E. Alexander [50], но по причине его существенного недостатка (время задержки на срабатывание защиты из-за наличия субгармонических колебаний может достигать 0,179 секунд) он не может быть применен в качестве основной защиты компенсированной ЛЭП. Таким образом, факт отсутствия полноценной защиты ЛЭП с УПК значительно ограничивает его сферу применения, как в России, так и за рубежом. Ввиду того, что УПК и УУПК являются одним из перспективных направлений развития активно-адаптивных сетей, задача совершенствования релейной защиты таких ЛЭП является более чем актуальной.

4.2 Новый алгоритм функционирования дифференциальной защиты продольно-компенсированной линии электропередачи, основанный на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой линии

Исходя из результатов исследований, дифференциальная защита ЛЭП с УПК может быть выполнена с контролем активной составляющей токов по концам защищаемой линии электропередачи. Контроль дифференциального значения активного тока позволит обнаруживать внутренние повреждения на ЛЭП даже в режимах инверсии полного тока на одном из концов защищаемого участка.

В соответствии с предложенным принципом разработан алгоритм (см. Рисунок 4.1) функционирования дифференциальной релейной защиты с контролем активного тока.

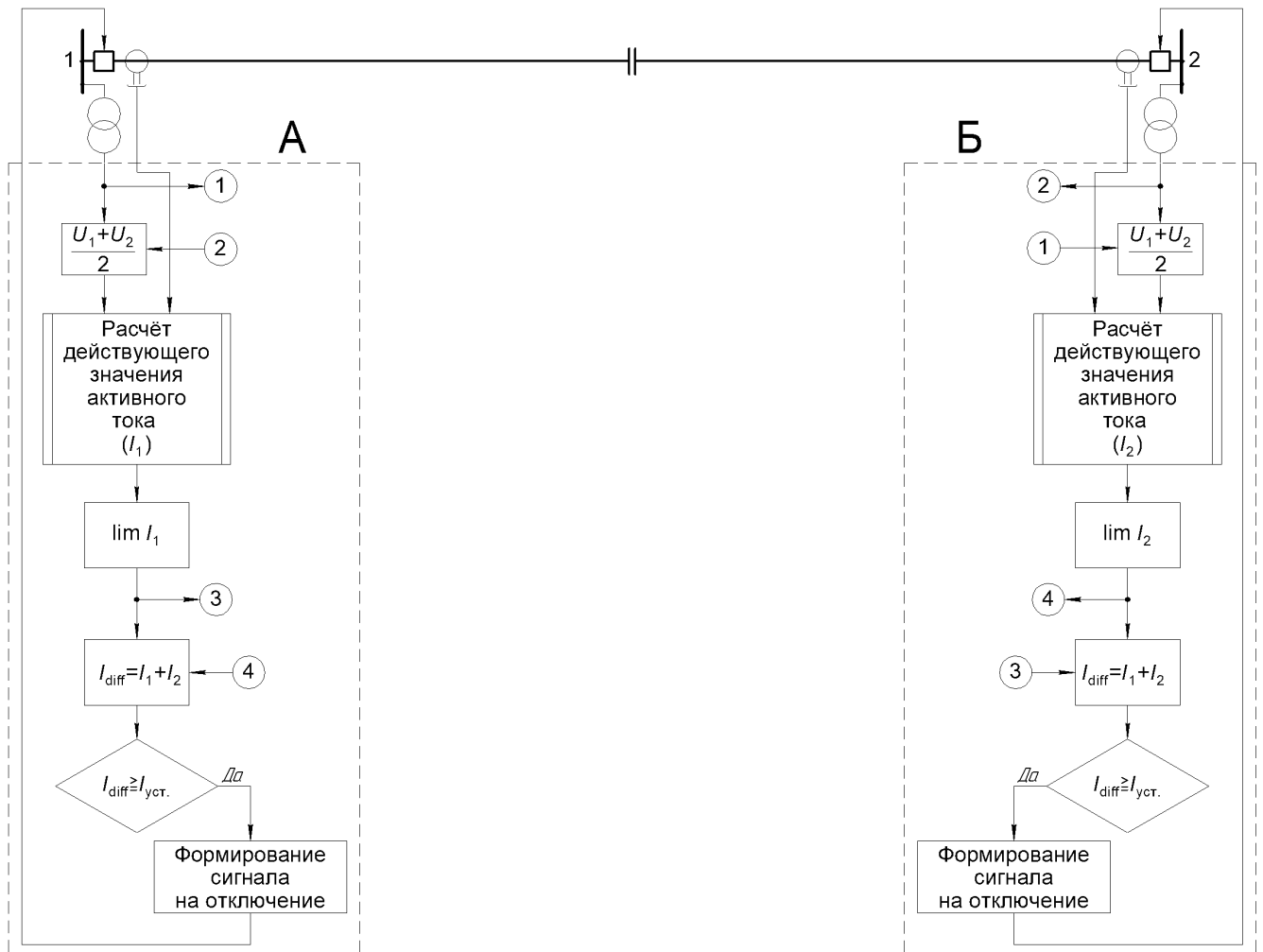


Рисунок 4.1 – Алгоритм функционирования продольной дифференциальной защиты линии, основанный на сравнении значений активных токов

Алгоритм предполагает использование двух полукомплектов релейной защиты: полукомплект А и полукомплект Б. Каждый из полукомплектов в режиме реального времени от оптических трансформаторов тока и напряжения получает по каждой фазе информацию о мгновенных значениях тока и напряжения. Параллельно полукомплекты обмениваются между собой значениями напряжения. Получив значения напряжения с противоположного конца, полукомплекты вычисляют мгновенное среднеарифметическое значение напряжения. Посредством вычисленного среднеарифметического значения напряжения и мгновенного значения полного тока (геометрическая сумма активной и реактивной составляющей) производится расчёт действующего значения активного тока на соответствующем конце ЛЭП. Так как ток короткого

замыкания, в частности активная составляющая, в ряде случаев характеризуется малыми значениями, для обеспечения погрешности по дифференциальному значению активных токов в пределах 20% во всём диапазоне возможных режимов ЛЭП, в каждом из полукомплектов производится ограничение рассчитанных значений активного тока. Далее полукомплекты обмениваются между собой действующими значениями активного тока. На основании полученных данных в каждом из полукомплектов рассчитывается дифференциальное значение активных токов, которое сравнивается с уставкой. Если полученное дифференциальное значение больше или равно уставке, то происходит формирование сигнала на отключение выключателя и ЛЭП отключается с обеих сторон.

На данный алгоритм получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2022612490 (Приложение В).

4.3 Функциональная схема защиты, реализуемая на дифференциальном принципе с контролем дифференциального значения активного тока

На основании предложенного алгоритма (см. раздел 4.2) была разработана функциональная схема ДЗЛ, представленная на Рисунке 4.2.

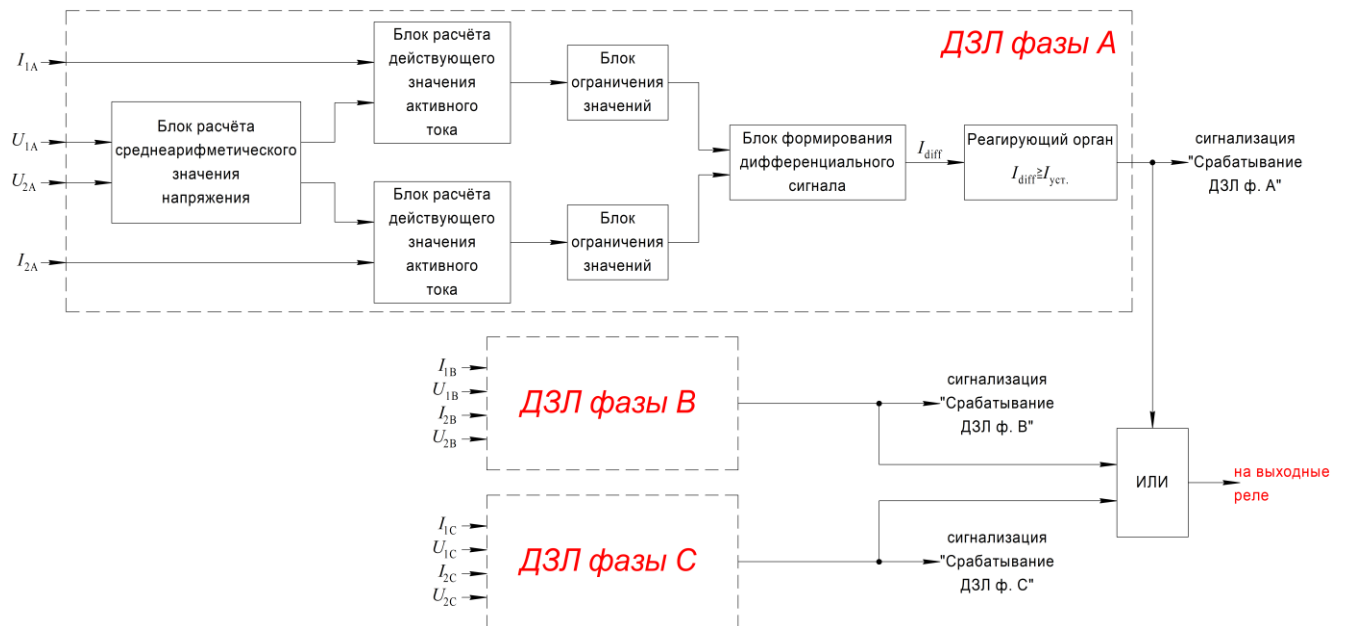


Рисунок 4.2 – Функциональная схема усовершенствованной ДЗЛ

Усовершенствованная функциональная схема ДЗЛ базируется на существующих решениях и включает в себя дополнительные блоки такие как: блок расчёта среднеарифметического значения напряжения, блоки расчёта действующего значения активного тока, блоки ограничения значений.

4.4 Оценка эффективности предложенного алгоритма функционирования дифференциальной защиты продольно-компенсированной линии электропередачи

Для оценки эффективности описанного выше алгоритма использовалась математическая модель электроэнергетической системы с топологией сети обеспечивающей сочетание факторов максимально снижающих устойчивость функционирования используемых на практике алгоритмов дифференциальной

защиты линии. С этой точки зрения такими свойствами обладает линия электропередачи, у которой устройства продольной компенсации располагаются несимметрично относительно центра линии: одно УПК располагается посередине ЛЭП, другое – на передающем конце (Рисунок 4.3 а). Такое расположение устройств продольной компенсации может применяться, например, тогда, когда необходимо обеспечить электрическую связь между энергоизбыточным и энергодефицитным районами, так как подобная компоновка за счёт специфики профиля напряжения вдоль линии (Рисунок 4.3 а, б) позволяет компенсировать индуктивное сопротивление ЛЭП вплоть до 100% включительно, что в свою очередь позволяет использовать весь потенциал линии в контексте её пропускной способности по длительно допустимому току термической стойкости. Кроме того, низкие значения профиля напряжения, обеспечиваемые такой конфигурацией, позволяют при 100%-й компенсации иметь в прямом направлении (когда вектор ЭДС энергоизбыточной энергосистемы опережает вектор ЭДС энергодефицитной) большую перегрузочную способность (более трёх по отношению к номинальному току) без возникновения опасных поперечных перенапряжений на выводах УПК. Для ликвидации поперечных перенапряжений, вызванных опережающим характером ЭДС энергодефицитного района, возникающих при качаниях, при такой конфигурации достаточно иметь только одну УПК в управляемом исполнении располагаемую на энергопередающей подстанции. Таким образом, сокращаются как капитальные расходы на оснащение одновременно двух УПК управляющими устройствами, так и эксплуатационные, так как управляемое УПК находящееся на территории передающей подстанции может обслуживаться имеющимся штатным оперативным персоналом, а неуправляемая УПК, располагаемая посередине линии, имея более простое устройство, может вообще не нуждаться в постоянном присутствии оперативного персонала.

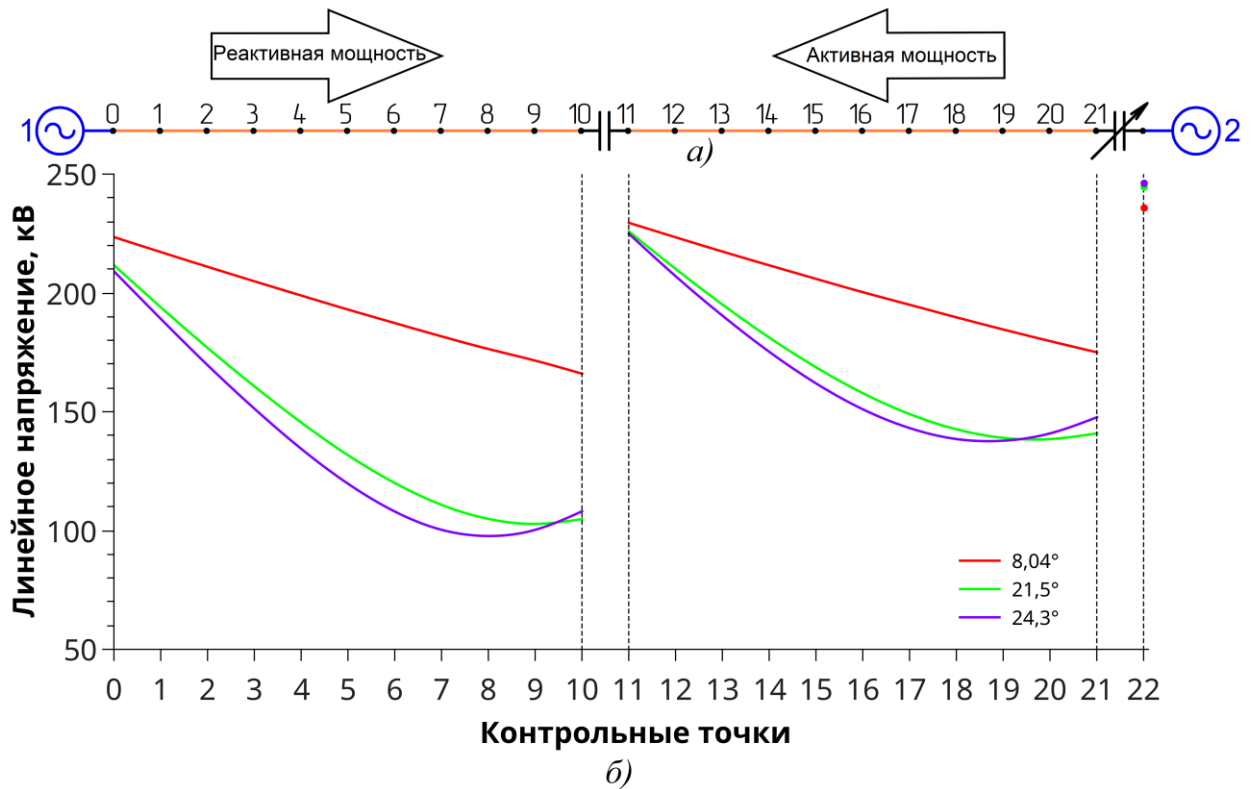


Рисунок 4.3 – Распределение напряжения вдоль ЛЭП с проводом АС-500 при 100% компенсации

Несмотря на очевидные преимущества, подобное расположение конденсаторных установок создаёт дополнительные трудности (по сравнению с симметричной компоновкой УПК той же ёмкости) в отношении устойчивости функционирования применяемых на практике алгоритмов дифференциальной защиты. В дополнении к таким факторам, как степень продольной компенсации, расположение точки КЗ, количество УПК на линии, значение транспортного угла, переходное сопротивление в месте КЗ, хорошо описанным в главе 3, добавляется ещё один фактор, оказывающий заметное влияние на значение коэффициента чувствительности: таковым фактором является специфика распределения напряжения вдоль линии с несимметричным расположением УПК (Рисунок 4.3 а, б).

Из диаграммы Рисунка 4.3 видно, что наименьшей чувствительностью дифференциальная защита линии будет обладать при замыкании в точке, располагаемой непосредственно на выводах УПК со стороны

некомпенсированного участка. Это обусловлено в первую очередь крайне неравномерным (относительно данной точки) распределением компенсирующей ёмкости вдоль линии, что с точки зрения схемы замещения эквивалентно использованию сосредоточенной емкости посередине линии (см. раздел 3.3.1). Во-вторых, в режиме 100%-ной компенсации индуктивного сопротивления линии при перетоке под действием транспортного угла активной мощности в прямом направлении, т.е. от подстанции с интегрированным УПК, электрически располагаемой на территории энергоизбыточного района, к подстанции энергодефицитного района без УПК на конце линии, наибольшая просадка напряжения сосредоточена на выводах конденсаторной установки. В-третьих, при коротком замыкании в 10-й точке дифференциальное значение активного и модулей результирующего реактивного сопротивлений относительно этой точки будет минимально. Ввиду совокупного влияния этих трёх факторов дифференциальный ток короткого замыкания будет минимальным в точке 10, а, следовательно, и коэффициент чувствительности, зависящий от величины дифференциального тока:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 2, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{ДИФ}}$ – дифференциальный ток при внутреннем КЗ, А;

$I_{\text{с.з}}$ – уставка срабатывания ДЗЛ, А.

Необходимо отметить, что нижний предел уставки срабатывания ДЗЛ определяется из условия селективности:

$$k_{\text{с}} = \frac{I_{\text{нб.расч.}}}{I_{\text{с.з}}} < 1, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{нб.расч}}$ – расчётный ток небаланса при внешнем КЗ, А;

$I_{\text{с.з}}$ – уставка срабатывания ДЗЛ, А.

Как правило дифференциальный ток при внешнем КЗ возникает по двум основным причинам: из-за наличия погрешностей в линейной части характеристики трансформаторов тока и наличия погрешностей при возникновении насыщения трансформаторов тока. Для снижения значения

уставки срабатывания дифференциальной защиты и соответственно увеличения коэффициента чувствительности в последнее время применяют трансформаторы тока без насыщения. Необходимо отметить, что для правильной работы описанного в разделе 4.2 и 4.3 алгоритма защиты компенсированной линии электропередачи, вычисляющей активную составляющую тока повреждения, так же необходимо использование трансформаторов тока без насыщения. На сегодняшний день к таковым относятся так называемые оптические трансформаторы тока. В связи с этим, для оценки эффективности предложенного алгоритма был выбран оптический трансформатор тока с классом точности 5ТРЕ. Для чистоты эксперимента такой же трансформатор тока использовался и для проведения сравнительной оценки уже существующих алгоритмов дифференциальной защиты линии.

Известно, что при прочих равных, срок окупаемости устройств продольной компенсации тем меньше, чем больше отношение индуктивного сопротивления провода к активному. Поэтому для оценки эффективности предложенного алгоритма рассматривались ЛЭП с проводами имеющими наименьшее активное сопротивление, т.е. максимально возможного сечения. Для ЛЭП 220 кВ такими сечениями являются 400 и 500 мм².

Согласно информации, размещённой на сайте ПАО «ФСК ЕЭС» [39] и как уже отмечалось в первой главе, в нашей стране планируется установка управляемых УПК на ряде линий номинальным напряжением 220 кВ. Из этого списка, за основу в качестве исходных данных для математической модели была взята линия Ухта-Микунь как наиболее длинная из них. Принципиальная схема математической модели и схема замещения этой линии представлена на Рисунках соответственно 4.4, 4.5.

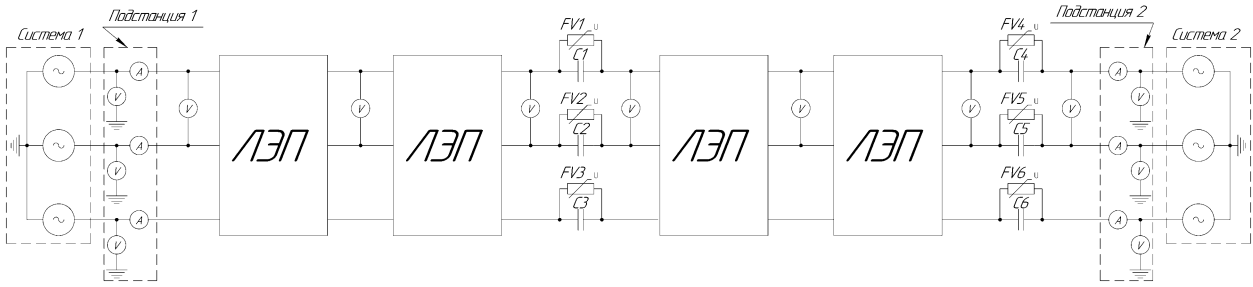


Рисунок 4.4 – Принципиальная схема математической модели

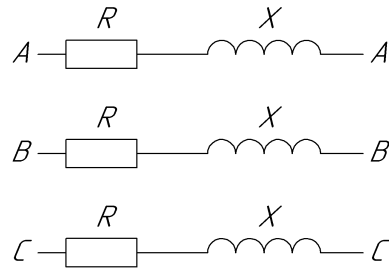


Рисунок 4.5 – Схема замещения участка линии электропередачи

В основу для принципиальной схемы модели легла схема изображенная на Рисунке 4.3 а. Дополнительно в схему модели добавлены ограничители перенапряжения FV1 - FV6, используемые для превентивной защиты устройств продольной компенсации от пробоя. В качестве вольт-амперной характеристики использовалась типовая ВАХ ОПН (Рисунок 4.6), применяемых для защиты УПК от электрического пробоя [78].

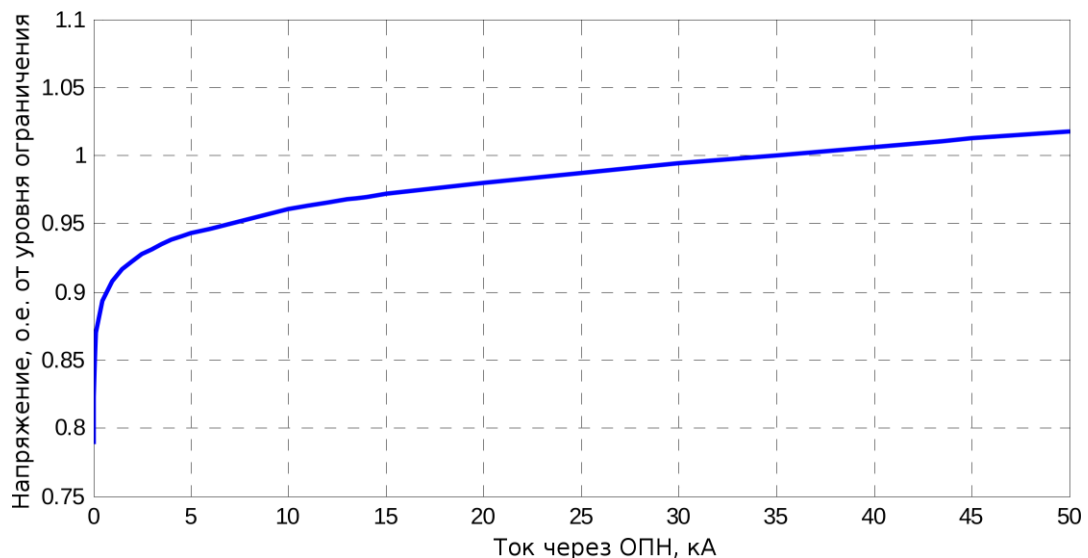


Рисунок 4.6 – Типовая ВАХ ОПН применяемых для защиты УПК от электрического пробоя

Согласно принятым стандартам, уровень ограничения ОПН применённых в модели соответствовал уровню напряжения, возникающего на выводах УПК при кратности тока 3,5 по отношению к номинальному току линии. За номинальный ток линии было принято значение соответствующее току термической стойкости. Для ЛЭП с маркой провода АС-500 это значение составляет 945 А.

Значение сопротивлений энергосистем используемых в модели соответствовали величинам, характерным для энергосистем данного класса напряжения: $0,518+j5,21$ Ом для прямой и обратной последовательностей, $0,306+j4,163$ Ом для нулевой последовательности.

4.4.1 Оценка селективности усовершенствованной дифференциальной защиты линии при внешних коротких замыканиях

В режиме внешнего КЗ в дифференциальной цепи имеется ток небаланса. Именно он и определяет параметры срабатывания защиты [79]. Согласно [76] расчётный ток небаланса, порождаемый в дифференциальной цепи сквозным током $I_{скв}$, состоит из двух составляющих:

$$I_{нб.расч} = I'_{нб} + I''_{нб}. \quad (4.3)$$

Первое слагаемое обусловлено погрешностями трансформаторов тока:

$$I'_{нб} = K_{пер} K_{одн} \varepsilon I_{скв} \quad (4.4)$$

или

$$I'_{нб} = K_{одн} \varepsilon_{пер} I_{скв}, \quad (4.5)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий повышение погрешности ТТ в переходном режиме;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$I_{скв}$ – сквозной ток, А;

$\varepsilon_{\text{пер}}$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

Второе слагаемое обусловлено неточностью выравнивания вторичных токов при неравенстве коэффициентов трансформации по концам линии и метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. В основном коэффициенты трансформации ТТ по концам линии выбираются одинаковыми, тогда проблема с выравниванием подводимых к защите токов отпадает.

Как правило, отстройка ДЗЛ от внешних КЗ задаётся тормозной характеристикой, определяющей соотношения между дифференциальным и тормозным токами, при которых ДЗЛ срабатывает, и токами, при которых не срабатывает. В виду того, что на линии представленной на Рисунке 4.5 в режиме 100% компенсации возможны режимы, когда токи при внутреннем КЗ сдвинуты на угол 180° , оценка эффективности предложенного алгоритма и его сравнение с уже существующими, осуществлялось без использования функции торможения. Поэтому в методике оценки эффективности предложенного и существующих алгоритмов расчётный ток небаланса определялся по формуле:

$$I_{\text{нб.расч.}} = 2\varepsilon_{\text{пер}} I_{\text{скв.}} \quad (4.6)$$

Согласно [80] ток срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от небаланса:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч.}} \quad (4.7)$$

Согласно [79] коэффициент отстройки для микропроцессорных терминалов может приниматься равным 1,15.

Исходя из условия селективности (4.2) для режима 100% компенсации ЛЭП с проводом 500 мм^2 определим расчётный ток небаланса при внешнем КЗ и уставку срабатывания ДЗЛ отдельно для каждой линии.

Согласно расчётам, произведённым с помощью математической модели пиковое амплитудное значение тока внешнего КЗ при 100% компенсации с учётом действия ОПН составляет 4,88 кА. Согласно ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010

[77] максимальная пиковая мгновенная токовая погрешность выбранного трансформатора в номинальном диапазоне первичного тока составляет 10%. Отсюда по (4.6) и (4.7)

$$I_{\text{нб.расч.}} = 2 \times 0,1 \times 4880 = 976 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{отс.}} I_{\text{нб.расч.}} = 1,15 \times 976 = 1122,4 \text{ А.}$$

Принимаем уставку срабатывания ДЗЛ, вычисляющей дифференциальный ток посредством сравнения геометрических сумм активно-индуктивных составляющих токов равной 1122,4 А.

На основе рассчитанных данных по (4.2) проверяем условие селективности для такой защиты

$$k_c = \frac{976}{1122,4} = 0,87 < 1.$$

Условие селективности выполняется.

Выполним оценку селективности для алгоритма ДЗЛ, вычисляющей дифференциальный ток посредством сравнения активных составляющих токов по концам линии.

Для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности в самом минимальном режиме (1-фазное короткое замыкание при разнице в углах $23,8^\circ$) необходимо установить математическое ограничение токов, таким образом снизив возможную максимальную погрешность в максимальном режиме. Согласно расчётам, произведённым с помощью математической модели пиковое значение активной составляющей дифференциального тока в этом режиме составляет 893 А. Таким образом для обеспечения в этом режиме $K_{\text{ч}}=2$ по (4.1) необходимо принять ток уставки равным

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{893}{2} = 446,5 \text{ А.}$$

При такой уставке по (4.7) допустимый ток небаланса равен

$$I_{\text{нб.расч.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{отс.}}} = \frac{446,5}{1,15} = 388,3 \text{ А.}$$

С учётом максимальной пиковой мгновенной токовой погрешности в номинальном диапазоне первичного тока равной 10% получаем верхний лимит равным

$$I_{\text{lim}} = \frac{100 + \varepsilon_{\text{пер}}}{100} \times \frac{I_{\text{нб.расч}}}{\frac{2\varepsilon_{\text{пер}}}{100}} = 1,1 \times \frac{388,3}{0,2} = 2135,7 \text{ А.}$$

На основе рассчитанных данных по (4.2) проверяем условие селективности для такой защиты

$$k_c = \frac{388,3}{446,5} = 0,87 < 1.$$

Условие селективности выполняется.

4.4.2 Оценка чувствительности усовершенствованной дифференциальной защиты линии при внутренних коротких замыканиях

Для оценки чувствительности использовалась формула (4.1) для определения коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$. При определении коэффициента чувствительности рассматривались два режима: установившийся и режим качаний. И в первом, и во втором случаях параметры режима выбирались такими, когда коэффициент чувствительности принимает наименьшие значения. В общем случае коэффициент чувствительности получается минимальным, когда при внутреннем замыкании токи по концам линии сдвинуты по отношению друг к другу на угол 180° .

Для ЛЭП с сечением провода 500 мм^2 режим абсолютной инверсии при трёхфазном и двухфазном коротком замыкании обеспечивается разницей углов между векторами ЭДС передающей и приёмной энергосистемой равной $17,8^\circ$. Значение транспортного угла при 2-х фазном КЗ на землю и однофазном КЗ, при котором наблюдается абсолютная инверсия токов, составляет соответственно $25,8^\circ$ и 47° . Как отмечалось выше, в установившемся режиме максимальный

транспортный угол ограничен значением тока термической стойкости провода. При 100% компенсации индуктивного сопротивления линии с проводами марки АС-500 максимальный транспортный угол для установившегося режима составляет $7,87^\circ$. При качаниях с позиции явления именуемого инверсией тока максимальный транспортный угол ограничен трёхкратным значением номинального тока линии. При превышении этого порогового значения увеличивается ток и соответственно напряжение на выводах конденсаторных установок, что приводит к срабатыванию ОПН. В виду несопоставимости постоянной времени периода качаний электрической мощности и допустимого времени работы ОПН в режиме значительного ограничения напряжения, качания электрической мощности приводящие к срабатыванию ОПН так же сопровождаются срабатыванием шунтирующего электромеханического аппарата, исключая таким образом режим инверсии токов при коротком замыкании. Для ЛЭП с проводами марки АС-500 трёхкратному току соответствует разность углов источников ЭДС на уровне $23,8^\circ$.

Таким образом определение коэффициента чувствительности в режиме однофазного и двухфазного КЗ на землю для ЛЭП с сечением провода 500 мм^2 ограничивалось значением транспортного угла на отметке $23,8^\circ$.

Результаты проверки чувствительности дифференциальной защиты линии функционирующей на основе существующего и предлагаемого алгоритмов сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Значения коэффициента чувствительности при сечении провода 500 мм²

Параметры системы		Тип КЗ	$k_{\text{ч}}$ сущ. алгоритмов	$k_{\text{ч}}$ предлагаемого алгоритма
Угол ЭДС системы 1	Угол ЭДС системы 2			
0°	7,87°	3-х фазное	0,84	2,79
		2-х фазное	0,72	2,12
		2-х фазное на землю	2,03	2,13
		1-фазное	1,7	4,87
0°	17,8°	3-х фазное	0,62	2,19
		2-х фазное	0,66	2,36
0°	23,8°	2-х фазное на землю	0,98	2,81
		1-фазное	1,12	3,56

Как видно из таблицы 4.1, коэффициент чувствительности ДЗЛ для предлагаемого алгоритма, основанного на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой ЛЭП, во всех режимах оказывается больше, чем у существующего алгоритма, основанного на сравнении полных значений токов, что позволяет обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым ПУЭ к таким защитам при их установке на ЛЭП с продольной компенсацией.

При этом максимальное собственное время срабатывания предлагаемого алгоритма ДЗЛ при внутренних КЗ не превышает 25 мс.

4.5 Выводы по главе 4

Алгоритм дифференциальной защиты компенсированной линии электропередачи, вычисляющей активную составляющую тока повреждения обладает рядом преимуществ перед известными ранее видами и типами дифференциальной защиты:

- имеет более высокий коэффициент чувствительности (≥ 2) для всех видов КЗ;

- обеспечивает устойчивость к качаниям и субгармоническим колебаниям при всех видах КЗ;

- время срабатывания защиты при внутренних КЗ не превышает 25 мс;

- несмотря на использование в схеме защиты трансформаторов напряжения, исключает наличие мёртвой зоны при близких к шинам подстанции КЗ.

Представленный алгоритм рекомендуется к применению на ЛЭП с симметричным, а также несимметричным расположением УПК с высокой суммарной степенью продольной компенсации.

Заключение

Основные выводы и результаты, полученные в диссертации:

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта применения защит на ЛЭП с УПК показал несовершенство алгоритмов функционирования существующей ДЗЛ, связанное с недостаточной чувствительностью данной защиты при КЗ на ЛЭП в режиме повышенной компенсации.

2. Разработана компьютерная модель электротехнического комплекса ЛЭП с продольной компенсацией, позволяющая количественно оценить влияние УПК на значения токов КЗ по разным концам линии и рассчитать значение коэффициента чувствительности ДЗЛ. Произведена оценка длины участка мёртвой зоны дифференциальной защиты продольно-компенсированной ЛЭП в зависимости от степени продольной компенсации ЛЭП от 0 до 100 %.

3. Выполнена оценка влияния величины падения напряжения в точке КЗ на снижение дифференциального тока ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП. Установлено, что на ЛЭП с УПК величина минимального пикового значения дифференциального тока оказывается значительно ниже по сравнению с показателями на линии без компенсации. Доказано, что УПК влияют на снижение коэффициента чувствительности ДЗЛ только в установившихся режимах КЗ.

4. Предложен новый алгоритм функционирования ДЗЛ продольно-компенсированной ЛЭП, основанный на проведении расчётов активной составляющей токов по концам защищаемой ЛЭП. Контроль дифференциального значения активного тока позволяет обнаруживать КЗ на ЛЭП даже в режимах инверсии полного тока на одном из концов защищаемого участка, обеспечивая отсутствие мёртвых зон дифференциальной защиты во всех режимах работы линии. Разработана функциональная схема защиты, реализуемая на дифференциальном принципе с контролем дифференциального значения активного тока. Предлагаемая ДЗЛ, обеспечивая необходимое время реакции (≤ 25 мс), обладает более высокими значениями коэффициента чувствительности (≥ 2) в сравнении с ранее известными видами ДЗЛ, что позволяет обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым Правилами устройства

электроустановок к таким защитам при их установке на ЛЭП с продольной компенсацией.

Перспективы дальнейшей разработки темы. Дальнейшее исследование предполагается вести в направлении развития общей теории электротехнических комплексов и систем, разработки научных основ для создания адаптивной дифференциальной защиты, т. е. защиты, алгоритмы функционирования которой автоматически подстраиваются под режимы работы электротехнического комплекса ЛЭП с продольной компенсацией.

Список сокращений и условных обозначений

АББЭ	–	аккумуляторные батареи большой энергоемкости
АПВ	–	автоматика повторного включения
АЭС	–	атомная электростанция
ВАХ	–	вольт-амперная характеристика
ВПТ	–	вставка постоянного тока
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЗЛ	–	дифференциальная защита линии
ЕЭС России	–	единая энергетическая система России
ИЭС ААС	–	интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью
КЗ	–	короткое замыкание
ЛЭП	–	линия электропередачи
МШР	–	магнитоуправляемый шунтирующий реактор
ОПН	–	ограничитель перенапряжений
ПС	–	подстанция
ПУЭ	–	правила устройства электроустановок
РЗА	–	релейная защита и автоматика
ТН	–	трансформатор напряжения
ТТ	–	трансформатор тока
УПК	–	устройство продольной компенсации
УУПК	–	управляемое устройство продольной компенсации
ЭДС	–	электродвижущая сила
ЭЭС	–	электроэнергетическая система
EPRI	–	Electric Power Research Institute
FACTS	–	Flexible Alternative Current Transmission System
GTO	–	Gate Turn-Off
HVDC	–	High-Voltage Direct-Current transmission

IGBT	–	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IGCT	–	Integrated Gate-Commutated Thyristor
PSCAD	–	Power Systems Computer Aided Design
SSSC	–	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	–	Static synchronous Compensator
SVC	–	Static Var Compensator
TSSC	–	Thyristor-Switched Series Capacitor

Список литературы

1. Нудельман Г.С., Подшивалин А.Н. Направления инновационного развития РЗА // Релейщик. 2015. № 3. с.18–22.
2. Глушкин И.З., Белотелов А.К., Косьянчук В.В., Сапожников А.В. Научно-технический отчет «Разработка концепции развития и применения систем релейной защиты и автоматики для интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью». Книга 1. М.: Общество с ограниченной ответственностью "Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"; 2012. Работа выполнена по договору № 0710/2011.
3. Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р. Современное состояние проблем функционирования комплексов релейной защиты и автоматики, применяемых в активно-адаптивной сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т.24. № 6. С. 102-123.
4. Long W., Nilsson S.L. Introduction to flexible AC transmission systems (FACTS) controllers: a chronology. In: Andersen B. R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 3-12.
5. Bekri O. L., Fellah M. K. The Static Var Compensator (SVC) Device in the power systems Using Matlab/SimPowerSystems [Электронный ресурс]. In: International Conference on Electrical Engineering and its Applications «ICEEA'08»; 20-21 May 2008. Sidi Bel-Abbès; 2008. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/272294293_The_Static_Var_Compensator_SVC_Device_in_the_power_systems_Using_MatlabSimPowerSystems.
6. Barrios-Martínez E., Ángeles-Camacho C. Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection // Journal of applied research and technology. 2017. Vol.15, N1. pp. 36-44.
7. Mahapatra Sh., Goyal A., Kapil N. Thyristor Controlled Reactor for Power Factor Improvement // International Journal of Engineering Research and Applications. 2014. Vol. 4, N4. pp. 55–59.

8. Taktode K. C., Rojatkar G. S., Raut Bh. T., et al. Reactive Power Control by Using Thyristor Switched Capacitor (TSC) and Thyristor Controlled Reactor (TCR) in FACTS // International Journal of Science and Research. 2019. Vol. 8, N4. pp. 61–64.

9. Miske S. A., Nozari F., Miller T., Moran R., Matraszek S. Static reactive power compensators for high voltage powersystems. Schenectady (NY): General Electric Company; 1982.

10. Lima M., Nilsson S.L. Technical Description of Static Var Compensators (SVC). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 155-206.

11. Gelen A., Yalcinoz T. The behavior of thyristor switched capacitor (TSC) installed in an infinite bus system [Электронный ресурс]. In: The IEEE Region 8 Eurocon 2009 Conference; May 2009. Saint-Petersburg; 2009. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/224564356_The_behavior_of_Thyristor_Switched_Capacitor_TSC_installed_in_an_infinite_bus_system.

12. Davidson C., de Oliveira M.M. Technical Description of Static Compensators (STATCOM). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 207-251.

13. Smolovik S.V., Bryantsev A.M. Development of Magnetically Controlled Shunt Reactors in Russia. In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 401–421.

14. Jancke G., Åkerström K. The series capacitor in Sweden // Electrical Engineering. 1952. Vol. 71, N3. pp. 222-227.

15. Nilsson S.L., de Mattos Tenório A.R., Sen S., Taylor A., Xu S., Zhao G., Song Q., Lei B. Application Examples of the Thyristor Controlled Series Capacitor. In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 586–638.

16. Vandana, Verma S.N. Comparative Study of Different Facts Devices // International Journal of Engineering Research & Technology. 2014. Vol. 3, N6. pp. 1819–1822.

17. Ahmadi A., Gandoman F. H., Khaki B., et al. Comprehensive review of gate-controlled series capacitor and applications in electrical systems // IET Generation, Transmission & Distribution. 2017. Vol. 11, N5. pp. 1085–1093.
18. Kamalapur G. D., Sheelavant V. R. Simulation and Analysis of GCSC in Power System [Электронный ресурс] // Asian Journal of Convergence in Technology. 2018. Vol. 3, N3. – Режим доступа: <https://asianssr.org/index.php/ajct/article/view/274>.
19. Maruf N. I., Mohsin, Shoeb A., et al. Study of thyristor controlled series capacitor (TCSC) as a useful FACTS device // International journal of engineering science and technology. 2010. Vol. 2, N9. pp. 4357–4360.
20. Aleem U. V., Mallareddy CH., Pitre S. S., et al. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) as Stability Booster of a Power System // International Journal of Engineering Trends and Technology. 2017. Vol. 46, N6. pp. 316–319.
21. Nilsson S.L., de Oliveira M.M. Technical Description of Thyristor Controlled Series Capacitors (TCSC). In: Andersen B.R., Nilsson S.L., editors. Flexible AC Transmission Systems. Cham: Springer Nature Switzerland AG; 2020. P. 254–297.
22. Yin J., Chen G., Xu H., Li Q., Liu J., Li P. Unified Power Flow Controller Technology and Application. London: Academic Press; 2017.
23. Lee H.-J., Lee D.-Sh., Yoon Y.-D. Unified Power Flow Controller Based on Autotransformer Structure // Electronics. 2019, Vol. 8, N12.
24. Mailah N.F., Bashi S.M. Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction // European Journal of Scientific Research. 2009. Vol.30, N4. pp. 677–684.
25. Baskar S., Kumarappan N., Gnanadass R. A Novel Configuration of Unified Power Flow Controller. In: Das V.V., Stephen J., Thankachan N. et al. editors. Power Electronics and Instrumentation Engineering. PEIE 2010: Proceedings of the International Conference; 7-9 Sep., 2010; Kochi, Kerala, India. Berlin, Heidelberg: Springer; 2010. pp. 15-19.
26. Hussein N, Eisa A, Rashad EE. Analyzing the interline power flow controller (IPFC) steady state performance in power systems [Электронный ресурс]. In: Proceedings of the 15th International Middle East Power Systems Conference

«MEPCON'12», 23-25 Dec 2012. Egypt, Alexandria University; 2012. – Режим доступа:

https://www.researchgate.net/publication/284032295_Analyzing_the_Interline_Power_Flow_Controller_IPFC_Steady_State_Performance_in_Power_Systems.

27. Gyugyi L. Interline Power Flow Controller (IPFC). In: Eremia M., Liu Ch.-Ch., Edris A.-A., editors. *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons, Inc.; 2016. P. 629-650.

28. Vijayakumar Y.N., Dr. Sivanagaraju Application of interline power flow controller (IPFC) for power transmission system // *International journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering*. 2014. Vol. 2, N10. pp. 2138–2142.

29. Hussein N., Mahmoud H., Shehata S., Othman E.-S., Eisa A. Interline Power Flow Controller (IPFC) Characterization in Power Systems // *Majlesi Journal of Electrical Engineering*. 2019. Vol. 13, N3. pp. 1656-1665.

30. Кузнецов А. В., Юренков Ю. П., Ситникова Ю. Д. Проблема ограничения токов короткого замыкания в энергосберегающих системах транспортировки и распределения электроэнергии // *Вестник Ульяновского государственного технического университета*. 2020. №1. с.36–41.

31. Jovcic D. *High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids*. 2nd ed. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons; 2019.

32. Huq K.S.Sh., Huq K.R. A Technical Review on High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission // *International Journal of Electrical Engineering*. 2018. Vol. 11, N1. pp. 77–85.

33. Kumar A., Hussain D.M.A. HVDC (high voltage direct current) transmission system: a review paper // *Gyancity Journal of Engineering and Technology*. 2018. Vol. 4, N2. pp. 1–10.

34. Arrillaga J. *High Voltage Direct Current Transmission*. London, UK: Institution of Electrical Engineers; 1998.

35. Bertinato A., Torwelle P., Dantas de Freitas G., Colmenero M., Raison B. Pole-to-ground fault protection strategy for HVDC grids under symmetrical monopolar

configuration [Электронный ресурс]. In: 2019 IEEE Milan PowerTech: Proceedings of the 13th IEEE PowerTech conference; 23-27 Jun 2019; Milan, Italy. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810909>.

36. Goertz M., Wenig S., Beckler S., Hirsching C., Suriyah M., Leibfried T. Analysis of Cable Overvoltages in Symmetrical Monopolar and Rigid Bipolar HVDC Configuration // IEEE Transactions on Power Delivery. 2020. Vol. 35, N4, pp. 2097-2107.

37. Murty P.S.R. Electrical Power Systems. Boston (MA): Butterworth-Heinemann; 2017.

38. Филимонов А.Г., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., Чичиров А.А. Глобальное энергетическое объединение: новые возможности водородных технологий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 3-13.

39. Устройства продольной компенсации [Электронный ресурс]. М: официальный сайт публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/series_compensation_device/.

40. Вставки несинхронной связи [Электронный ресурс]. М: официальный сайт публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations_and_overhead_power_lines/insert_asynchronous_communication/.

41. Антонов А.В., Фокин В.К., Тузлукова Е.В. О применении устройств продольной емкостной компенсации в высоковольтных электрических сетях России // журнал ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ. 2017. №6(29). С. 26–41.

42. Bagriyanik M., Dag H. Determination of location of series compensation devices using fuzzy decision making // European Transactions on Electrical Power. 2001. Vol. 11, N4. pp. 241-245.

43. Некукар А.Р. Выбор расположения установок распределенной продольной емкостной компенсации на линии электропередачи // Вестник МЭИ 2010. №4. С. 5-11.

44. Атабеков Г. И. Вопросы релейной защиты линий электропередачи с продольной емкостной компенсацией // Журнал «Электричество». 1953. №8. с. 5–8.

45. Frimpong E.A., Okyere Ph.Y. A review of adaptive autoreclosure techniques // Indian Journal of Computer Science and Engineering. 2010. Vol. 1, N3. pp. 222–228.

46. Esztergalyos-Chairman J., Andrichak J., Colwell D.H., et al. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, IEEE committee report // Transactions on Power Delivery. 1992. Vol. 7, N1. pp. 182–192.

47. Zhalefar, F. Adaptive single-phase reclosing in transmission lines [Электронный ресурс]. London, Ontario, Canada; 2015. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/download/pdf/61676356.pdf>.

48. Гарке В. Г. Быстродействующий релейный орган для дистанционной защиты линии с продольной компенсацией [Электронный ресурс]. Патент СССР на изобретение №454628. 25.12.74. Бюл. №47. – Режим доступа: https://yandex.ru/patents/doc/SU454628A1_19741225.

49. Булычев А.В., Колобродов Е.Н. Автоматика и защита линий электропередачи с управляемой продольной компенсацией в аварийных режимах // Энергетик. 2012. №12. с.19–24.

50. Altuve H.J., Mooney J.B., Alexander G.E. Advances in Series-Compensated Line Protection [Электронный ресурс]. In: Proceedings of the 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference; 22-24 Apr 2009; Atlanta, Georgia; 2009. – Режим доступа: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6340_SeriesCompLineProt_JM_20081022_Web.pdf.

51. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М. : Высшая школа 1985.

52. Горев А.А. О статической устойчивости системы из двух синхронных машин, питающих общую нагрузку с заданными характеристиками. - в кн.: Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. -М. -Л: Госэнергоиздат, 1960.

53. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учебное пособие / Ю.А. Куликов. - М. : Издательство «Омега-Л», 2013. - 384 с. : ил., табл. - (Высшее техническое образование).

54. Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М., Энергия, 1975.

55. В.П. Голов Применение регулируемой компенсации линии электропередач / Изв. Вузов, Энергетика. - 1978, №6. - с. 3-8.

56. Лидоренко Н.С. Аномальная электрическая емкость и экспериментальные модели гиперпроводимости. - ДАН СССР, 1974, т. 216, №6, с. 1261.

57. Москвин, И. А. Устойчивость электроэнергетической системы с регулируемой продольной компенсацией : ДИССЕРТАЦИЯ на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.14.02 / Москвин Илья Александрович. — И., 2014. — 130 с.

58. Переходные процессы в электроэнергетических системах : Учебник для ВУЗов / И. П. Крючков [и др.]. - М. : Издательский дом МЭИ, 2008. - 416 с.

59. Устойчивость электроэнергетических систем : учебное пособие / Е.В. Калентионок. - Минск : Техноперспектива, 2008. - 375 с.

60. Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р. Моделирование участка электрической сети с устройством продольной компенсации для исследования параметров, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты // Вестник ИГЭУ. – 2025. – №. 4. – С. 57-65.

61. Harsha N. R., Prakash A., Kothari D. P. The foundations of electric circuit theory. Bristol: IOP Publishing; 2017.

62. Austin O. O. Basic electrical engineering: fundamental theories of electric circuit. Riga: Justfiction Edition; 2017.

63. X. Chen, F. Plumtre, C. Henville, M. Nagpal, and M. Selak, "Evolution of Application Considerations for BC Hydro 500 kV Line Protection," proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2007.
64. C. Henville, M. Nagpal, F. Plumtre, D. Buchanan, and D. Marble, "Main 1 and Main 2 Protection – Same or Different?" proceedings of the 35th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2008.
65. Anderson P. M., Farmer R. G. «Series Compensation of Power System». California, PBLSH! Inc, 1996.
66. М.Г. Портной, Р.С. Рабинович «Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости». Москва, «Энергия», 1978 г.- 352 с.
67. «NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE, EDITION MAY 2011». Published by Alstom Grid, 2011.
68. H. J. Altuve, J.B. Mooney, G. E. Alexander «Advances in series-compensated line protection». Conference Publications 62nd Annual Conference for Protective relay Engineers, 2009.
69. В.М. BUCHHOLZ, V. HENN, R. KREBS, G. ARRUDA, R. DUTRA P. CAMPOS «Продольно компенсированные линии в большинстве энергосистем требуют особого подхода в испытаниях защит в режиме реального времени» // Сборник докладов второй международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем.», Москва. 2009 г.
70. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. - 549 с.
71. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 12.07.2018 N 548.
72. Колобродов, Е.Н. Совершенствование управления и защиты воздушных линий электропередачи с устройством продольной компенсации : дис. на

соискание ученой степени канд. тех. наук : 05.14.02 / Колобродов Евгений Николаевич. – М., 2013. – 237 с.

73. Пустынников С.В., Сипайлов А.Г., Шандарова Е.Б./ П896 Теоретические основы электротехники часть 1: учебное пособие / С.В Пустынников; А.Г.Сипайлов; Е.Б.Шандарова. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 92 с.

74. Основы электротехники и электроники: учебник для высшего профессионального образования / В.Т. Еременко, А.А. Рабочий, А.П. Фисун и др.; под общ. ред. В.Т. Еременко. – Орел: ФГБОУ ВПО «Госуниверситет - УНПК», 2012. – 529 с.

75. Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В. Оценка селективности дифференциальной защиты линии электропередачи напряжением 220 кВ с устройством продольной компенсации // Изв. вузов. Электромеханика. 2023. Т. 66. № 2. С. 68-75.

76. I. Yu. Ivanov, V. R. Ivanova and V. V. Novokreshenov, "Investigation of System Properties and Connections of Electrical Engineering Systems for Assessment of Selectivity of Power Line Differential Protection with a Series Compensation Device," 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Magnitogorsk, Russian Federation, 2022, pp. 423-429.

77. ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока Группа Т88.8 Дата введения 01.07.2012

78. Protection, Control and Monitoring of Series Compensated Networks. Working Group B5.10. 2010

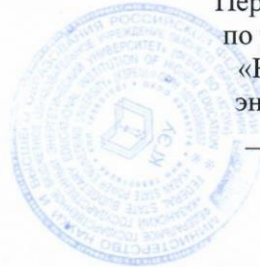
79. Антонов Д.Б. Цифровые продольные дифференциальные защиты линий электропередач. М. 2012

80. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем: учебник для ВУЗов. М.: Энергия, 1976. 560 с.

81. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
82. Бургсдорф В. В. Открытые электрические дуги большой мощности. – «Электричество», 1948, №10, с. 15–23.
83. Schleicher M. (Der Herausgeber). Die modern Selektivschutztechnik. Verlag Springer, 1936, 418 s.
84. Фабрикант В. Л. Дистанционная защита: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: Высш. школа, 1978. – 215 с.
85. Атабеков Г. И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.: ГЭИ, 1957.
86. A. R. van C. Warrington. Protective Relays, their theory and practice. Chapman – Hall, 1962.
87. Schier A. Resistance of electrical fault arc in very high voltage networks. – «Elec. India», 1970, № 8, p. 5–9.
88. Беляева Е.Н. Как рассчитать ток короткого замыкания. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 136 с.
89. Patrick T. Manditereza. An enhanced sensitive power differential protection for series compensated transmission lines in renewable generation intensive power systems, Engineering Science and Technology, an International Journal, Volume 46, 2023.
90. Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р. Защита с повышенной чувствительностью при коротких замыканиях на линиях электропередачи 220 кВ с произвольной степенью продольной компенсации // Релейная защита и автоматизация. 2024. № 01 (54). С. 16-23.

Приложение А

Акт о внедрении результатов диссертации в учебный процесс



УТВЕРЖДАЮ
 Первый проректор – проректор
 по учебной работе ФГБОУ ВО
 «Казанский государственный
 энергетический университет»
 _____ А.В. Леонтьев
 «10» декабря 2025 г.

АКТ

внедрения результатов научных исследований, представленных
 в диссертационной работе Новокрещенова Виталия Викторовича

Настоящий акт составлен о том, что результаты работы Новокрещенова Виталия Викторовича, отражённые в диссертационном исследовании внедрены в учебный процесс кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» и используются при проведении лабораторных работ в рамках дисциплины «Основы автоматизации электротехнических систем» подготовки бакалавров по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» при рассмотрении принципов построения дифференциальной защиты линий.

Использование при проведении лабораторных работ компьютерной модели ЛЭП с продольной компенсацией, позволяющей исследовать функционирование дифференциальных защит линии в различных режимах, повысило качество образовательного процесса.

Заведующий кафедрой
 «Электроснабжение
 промышленных предприятий»

Т.И. Петров

Директор института
 электроэнергетики и электроники

Р.Р. Гибадуллин

Приложение Б

Акт о реализации результатов диссертации в электросетевой компании

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора –
технический директор

АО «Сетевая компания»

А.Г. Латипов

2025 г.



АКТ

об использовании результатов диссертационной работы
Новокрещенова Виталия Викторовича

на тему «Дифференциальная защита с повышенной чувствительностью при коротких замыканиях на линиях электропередачи с продольной компенсацией», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности

2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Настоящий акт составлен в том, что результаты научных исследований, выполненных Новокрещеновым В.В., использованы АО «Сетевая компания» при разработке концептуальных вопросов создания систем РЗА на линиях, оснащённых устройством продольной компенсации, а именно:

- методика компьютерного моделирования электротехнического комплекса ЛЭП с продольной компенсацией;
- способ оценки длины участка мёртвой зоны дифференциальной защиты продольно-компенсированной ЛЭП;
- теоретические положения в части алгоритма функционирования и функциональной схемы дифференциальной защиты ЛЭП с продольной компенсацией.

Использование полученных результатов диссертационной работы Новокрещенова В.В., обеспечивающих повышение чувствительности дифференциальной защиты при коротких замыканиях на ЛЭП с продольной компенсацией, даёт возможность увеличить пропускную способность линий электропередачи, а также открывает перспективы внедрения управляемых устройств продольной компенсации в электрических сетях.

Начальник Службы релейной защиты и автоматики

А.Ю. Николаев

Приложение В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022612490

Программа для реализации алгоритма защиты ЛЭП с произвольной степенью продольной компенсации

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» (RU)*

Авторы: *Иванов Игорь Юрьевич (RU), Новокрещенев Виталий Викторович (RU), Иванова Вилия Равильевна (RU)*

Заявка № 2022610770

Дата поступления 26 января 2022 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 28 февраля 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b90077b14c1f03a04edba24145d5c7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 26.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов