

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»

На правах рукописи



Кочетов Иван Дмитриевич

ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ КАК ИНДИКАТОРЫ
ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ДВУСТОРОННЕМ И ОДНОСТОРОННЕМ
НАБЛЮДЕНИИ

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Лямец Юрий Яковлевич

Чебоксары – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И ВИРТУАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ПОВРЕЖДЁННОГО ЭНЕРГООБЪЕКТА	10
§1.1 Обзор источников литературы.....	10
§1.2 Эквивалентный генератор повреждённого энергообъекта как активный многополюсник относительно мест наблюдения	11
§1.3 Эквивалентный генератор модели наблюдаемого объекта относительно места предполагаемого повреждения	15
§1.4 Информационные свойства локальных режимов и их составляющих.....	19
Выводы к главе 1	23
ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЁННОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ДВУСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ.....	25
§2.1 Локальный режим наблюдаемого энергообъекта как индикатор его повреждённого состояния	25
§2.2 Распознавание повреждения симметричной электропередачи с оценкой координаты места повреждения в комплексном базисе	28
§2.3 Модальный базис при идентификации повреждений несимметричной электропередачи	44
§2.4 Определение повреждений в линии электропередачи по мгновенным значениям наблюдаемых электрических величин.....	53
Выводы к главе 2	72
ГЛАВА 3 ИДЕНТИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ..	74
§3.1 Локальные составляющие наблюдаемых токов и напряжений как индикаторы повреждённого состояния трансформатора	74
§3.2 Разграничение режимов броска намагничивающего тока и внутренних замыканий в трансформаторе	87

Выводы к главе 3	91
ГЛАВА 4 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	92
§4.1 Концепции полного и неполного наблюдения энергообъекта	92
§4.2 Распознавание повреждённых фаз и определение места повреждения в наблюдаемой с одной стороны линии электропередачи.....	96
Выводы к главе 4	106
ГЛАВА 5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ	107
§5.1 Алгоритмы идентификации и локации повреждений в терминалах релейной защиты	107
§5.2 Распознавание повреждённой части электрической сети в устройствах быстродействующего автоматического ввода резерва	117
§5.3 Цифровая обработка электрических сигналов в узлах нагрузки с целью быстрого распознавания повреждения	120
Выводы к главе 5	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКОВ ЛИНИИ ОРЕХОВО-ГРЕБЧИХА	144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы работы. Совершенствование алгоритмов релейной защиты и автоматики обеспечивается в первую очередь расширением её информационной базы. Пополнение информации идёт различными путями. Во-первых, за счёт объединения информации, разнесённой во времени или пространстве. А во-вторых, за счёт привлечения априорной информации о модели наблюдаемого энергообъекта, его структуре и параметрах.

Расширение информационной базы РЗА сопровождается позитивными эффектами, способствующими индикации и локализации повреждений. Эти эффекты создаются виртуальными, искусственно создаваемыми режимами, которые активируются в пассивной модели энергообъекта источниками токов, равными тем неизвестным токам короткого замыкания, которые протекают в неизвестном месте повреждения.

Объединение информации о текущем и предшествующем режимах энергообъекта порождает виртуальный чисто аварийный режим, широко известный и повсеместно применяемый в алгоритмах релейной защиты. Тем не менее, его нельзя считать универсальным, так как он возникает в модели всей сети, а не в одном лишь наблюдаемом объекте.

В диссертации уделяется внимание многим аспектам расширения информационной базы РЗА, однако особое внимание обращается на те эффекты, которые связаны с объединением информации, фиксируемой в разных местах измерения повреждённого объекта. Виртуальные режимы, возникающие в этом случае, полностью определяют его автономное состояние с зашунтированными или отключёнными внешними связями.

Поиск теоретических основ эффекта объединения информации и алгоритмов определения вида и места КЗ приводит к представлению модели наблюдаемого повреждённого энергообъекта в виде эквивалентных генераторов двух типов: эквивалентного генератора как активного многополюсника относительно мест измерения и эквивалентного генератора системы относительно мест предполагаемых повреждений наблюдаемого объекта. Разработанные алгоритмы

получили приложение в задачах индикации и идентификации повреждений различных энергообъектов. Результаты исследований, проведённых при участии автора с консультациями к.т.н. А. А. Белянина и к.т.н. А. Н. Маслова, использованы в разработках устройств релейной защиты производства предприятия «Релематика».

Автор выражает большую признательность научному руководителю д.т.н. профессору Ю. Я. Лямецу, научным консультантам к.т.н. А. А. Белянину, к.т.н. А. Н. Маслову, к.т.н. С. В. Иванову.

Степень разработанности темы исследования. Значительный вклад в развитие метода индикации и идентификации повреждений внесли научные школы, сложившиеся в Москве, Новочеркасске, Санкт-Петербурге, Нижнем Новгороде, Чебоксарах.

Целью диссертации является развитие и обобщение теоретических положений метода эквивалентного генератора в приложении к индикации и идентификации повреждений, а также создание таких алгоритмов определения места повреждения при одностороннем и двустороннем наблюдении энергообъектов, которые способны использовать для решения задачи текущую и априорную информацию.

Основные задачи исследования. Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие основные задачи:

1. Развитие метода эквивалентного генератора в задаче индикации повреждений наблюдаемого энергообъекта, раскрывающего сущность виртуального локального режима, являющегося частью наблюдаемого процесса и концентрирующего в себе информацию о повреждении.

2. Разработка метода распознавания повреждения линии электропередачи в базисе мгновенных и комплексных величин при двустороннем наблюдении; в случае линии с ответвлениями ещё и распознавание повреждённого ответвления.

3. Разработка способа индикации повреждений трансформатора на расширенной информационной базе.

4. Разработка обобщенного метода селекции фаз и ОМП линии электропередачи при одностороннем наблюдении.

5. Разработка алгоритма распознавания повреждённой части электрической сети с применением адаптивной цифровой обработки токов переходного процесса в задаче быстродействующего автоматического ввода резерва электропитания.

Объектом исследования являются линии электропередачи 6-750 кВ, в том числе линии с ответвительными подстанциями 110 кВ, а также силовые трансформаторы.

Предметом исследования стала разработка универсальных методов индикации и идентификации повреждений различных электроэнергетических объектов.

Методология и методы исследования. В основе исследований были заложены положения теоретических основ электротехники и релейной защиты, а также методы математического моделирования. Моделирование процессов производилось в среде имитационного моделирования Simulink и PSCaD. Программные модули разрабатывались с использованием программного комплекса MATLAB.

Степень достоверности полученных в диссертационной работе результатов обеспечивается использованием обоснованных методов исследования, обсуждением теоретических и практических результатов работы со специалистами, совпадением результатов математического и экспериментального моделирования с результатами теоретических исследований.

Соответствие паспорту специальности. В соответствии с паспортом научной специальности 2.4.3. «Электроэнергетика» (технические науки): в диссертационной работе целью исследования является совершенствование теоретической и технической базы одной из областей электроэнергетики с целью обеспечения экономичного и надёжного производства электроэнергии, её транспортировки и снабжения потребителей электроэнергией в необходимом для потребителей количестве и требуемого качества. Отражённые в диссертации

научные положения соответствуют направлению исследования специальности 2.4.3:

– пункту 8 «Разработка и обоснование алгоритмов и принципов действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики для распознавания повреждений, определения мест и параметров повреждающих (возмущающих) воздействий в электрических сетях» соответствуют предложенные алгоритмы индикации и идентификации повреждений электроэнергетических объектов при двустороннем и одностороннем наблюдении и алгоритмы цифровой обработки сигналов.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Эквивалентные генераторы повреждённого энергообъекта относительно мест измерения электрических величин, а также места предполагаемого КЗ, разделяют наблюдаемый режим на два виртуальных режима – нормальный и локальный, активируемый током повреждения. Модель повреждённого объекта в локальном режиме автономна и определяет унифицированные признаки КЗ.

2. При двустороннем наблюдении в ЛЭП признаком КЗ является соотношение локальных токов в двухпроводных каналах в базисе комплексных или мгновенных величин, в трансформаторе – взаимосвязи локальных величин и МДС замыкания. Надёжная блокировка от БНТ осуществляется сочетанием величин локального и квазилокального режимов.

3. Эквивалентные генераторы ЛЭП относительно места предполагаемого повреждения при одностороннем наблюдении выявляют КЗ по критерию выполнения граничных условий одного из видов КЗ.

4. Локальные компоненты аварийных составляющих токов нагрузки идентифицируют повреждённую часть сети, что позволило создать эффективную реализацию БАВР.

Научная новизна работы:

1. Раскрыты информационные свойства эквивалентных генераторов энергообъектов как активных многополюсников относительно мест измерения и активных многополюсников относительно мест предполагаемых повреждений.

2. Разработан унифицированный способ определения места повреждения без методической погрешности, в основе которого положено разделение наблюдаемого процесса на нормальную и локальную составляющие, с последующей оценкой координаты места повреждения.

3. Разработан метод идентификации замыканий в трансформаторе и режимов БНТ на основе локальных составляющих регистрируемых токов и напряжений.

4. Разработан способ селекции фаз линии электропередачи и определения координаты места повреждения при одностороннем наблюдении, в котором линия электропередачи представляется как эквивалентный генератор относительно места предполагаемого повреждения.

5. Применительно к задаче БАВР на основе локального режима предложен алгоритм распознавания повреждённой части электрической сети с выделением ортогональных составляющих тока переходного процесса в узлах нагрузки на малом окне наблюдения.

Теоретическую значимость работы представляют:

1. Применение метода эквивалентного генератора к задачам индикации и идентификации повреждённого состояния энергообъекта.

2. Способ разграничения витковых замыканий и БНТ при включении трансформатора.

3. Метод селекции фаз и ОМП, в основе которых лежит применение алгоритмических моделей неповреждённого энергообъекта.

4. Алгоритмы цифровой обработки сигналов токов переходных процессов в узлах электрической нагрузки на малом окне наблюдения.

Практическая значимость работы.

1. На основе метода эквивалентного генератора с применением алгоритмических моделей наблюдаемого объекта разработаны методы селекции фаз и ОМП с оценкой координаты места повреждения.

2. Разработан способ идентификации режимов работы трансформатора, разграничивающий режимы витковых замыканий в трансформаторе и режим БНТ.

3. Разработан фильтр ортогональных составляющих тока переходного процесса в узлах нагрузки, способствующий определению за малое число отсчётов повреждённой части электрической сети в составе алгоритма БАР на основе локальных составляющих регистрируемых электрических величин.

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты проведённых исследований и разработок использованы в научно-исследовательской и опытно-конструкторской работе на предприятии ООО «Релематика» и реализованы в виде функций для терминалов защит «ТОР 300 ДЗЛ 55Х», «ТОР 300 ЗДР 51Х», «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ», «ТОР 300 КСЗ 5ХХ».

Апробация результатов исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных, всероссийских и республиканских конференциях: республиканская научно-техническая конференция молодых специалистов академии электротехнических наук Чувашской Республики (г. Чебоксары, 2019 г.), Всероссийская научно-техническая конференция «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике» (г. Чебоксары, 2020 г., 2022 г.) и «Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем» (г. Чебоксары, 2021 г.), международная научно-практическая конференция и выставка РЕЛАВЭКСПО (г. Чебоксары, 2019 г., 2021 г.), международная конференция и выставка «Релейная защита и автоматика энергосистем» (г. Москва, 2021 г.).

Публикации. Содержание диссертационной работы нашло отражение в 36 научных работах, среди которых 10 статей в изданиях из перечня ВАК, 2 статьи в изданиях, индексируемых в SCOPUS, и 1 патент на изобретение.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 110 наименований, и 2 приложений объёмом в 3 страницы, включает в себя 144 страницы машинного текста, 69 рисунков и 2 таблицы.

ГЛАВА 1 ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И ВИРТУАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ПОВРЕЖДЁННОГО ЭНЕРГООБЪЕКТА

§1.1 Обзор источников литературы

Электрические сети представляют собой сложную электротехническую структуру, содержащую огромное количество элементов, объединённых едиными процессами генерации, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Начало методам эквивалентирования таких сложных электрических цепей положил метод эквивалентного генератора [3]. В своей частной формулировке он впервые был сформулирован немецким физиком Германом фон Гельмгольцем в 1853 году, а также независимо от него французским инженером-электриком Леоном Тевененом в 1883 году, а позже был обобщён американским инженером Эдвардом Л. Нортоном в 1926 году. В своём нынешнем виде метод эквивалентного генератора был описан в трудах российского электротехника Карла Адольфовича Круга [12] и в последующих трудах других электротехников формулировался схожим образом. Метод эквивалентного генератора подходит для задач, где необходимо определять токи и напряжения в ограниченном числе мест энергообъекта, например, в местах наблюдения или же в месте повреждения. Оказалось, и это будет показано в работе, что представления об эквивалентных генераторах открывают новый взгляд на модель наблюдаемого объекта в его повреждённом состоянии. С одной стороны, она является эквивалентным генератором относительно мест наблюдения, а с другой, – эквивалентным генератором относительно места повреждения. Такой подход позволяет установить взаимосвязь между наблюдаемыми электрическими величинами и виртуальными режимами как составной части текущего режима короткого замыкания. В результате метод эквивалентного генератора занимает свое место в задачах идентификации повреждений, иначе – определения места повреждения. При решении задачи ОМП применяются разнообразные методы, которые в зависимости от полноты доступной информации подразделяются на односторонние [77,78,79,80,82,83] и двусторонние [36,40,81]. Среди таких методов большое

распространение получили методы локации повреждения на основе дистанционного принципа, измеряющие сопротивление до места КЗ, а также волновые ОМП, определяющие моменты прихода фронтов электромагнитной волны при возникновении КЗ [34,42,44]. Большой вклад в развитие методов ОМП линий электропередачи внесли отечественные специалисты, среди которых В. Ф. Лачугин, А. Л. Куликов и другие. В диссертационной работе рассмотрены методы одностороннего и двустороннего определения места повреждения. Первый основан на представлении наблюдаемого объекта как эквивалентного генератора относительно места предполагаемого повреждения, а второй – относительно мест наблюдения.

Особое внимание уделяется виртуальным режимам. Исторически одними из первых виртуальных режимов стали аварийные составляющие электрических величин, упомянутые в книге С. А. Ульянова (1964 г. [19]). Позднее аварийные составляющие нашли многочисленные применения, о чём говорится в монографии И. Н. Попова, В. Ф. Лачугина и Г. Н. Соколовой [17]. А уже М. Fikri и М. El-Sayed ввели понятие о чисто аварийном режиме («pure fault process») [91]. Это такой виртуальный режим, в котором действуют аварийные составляющие токов и напряжений. Эквивалентный генератор как активный многополюсник относительно мест наблюдения энергообъекта обнаруживает, что текущий режим КЗ может быть разделён на пару виртуальных режимов. Первый обусловлен действием самих наблюдаемых величин, а второй – действием источника тока КЗ в месте повреждения [57]. Эти компоненты получили название нормальных и локальных составляющих. В работе рассмотрено развитие и применение концепции разделения наблюдаемого процесса на эти новые виртуальные составляющие.

§1.2 Эквивалентный генератор повреждённого энергообъекта как активный многополюсник относительно мест наблюдения

Режимы наблюдаемого энергообъекта, которые несут информацию о его повреждении, разделяются на реальные и виртуальные. К числу реальных режимов

относится текущий наблюдаемый при $t \geq 0$ режим, а также предшествующий режим, наблюдавшийся до этого $t < 0$. В алгоритмах релейной защиты [7,20] часто используется виртуальный чисто аварийный режим, представляющий из себя разность величин текущего режима и экстраполированного на время после коммутации $t \geq 0$ предшествующего режима [17,86,87].

В чисто аварийном режиме действуют аварийные составляющие электрических величин. Если $\mathbf{v}(t)$ – вектор наблюдаемых величин, то $\mathbf{v}_{\text{тк}}(t)$, $t \geq 0$ – вектор наблюдаемых величин в текущем режиме, а $\mathbf{v}_{\text{пд}}(t)$, $t < 0$ – в предшествующем режиме, тогда вектор аварийных составляющих определяется как:

$$\mathbf{v}_{\text{ав}}(t) = \mathbf{v}_{\text{тк}}(t) - \hat{\mathbf{v}}_{\text{пд}}(t), \quad t \geq 0, \quad (1.1)$$

где $\hat{\mathbf{v}}_{\text{пд}}(t)$ – экстраполяция вектора $\mathbf{v}_{\text{пд}}(t)$ на время текущего режима.

Если текущий режим обусловлен возникновением КЗ, то источником чисто аварийного режима являются неизвестный ток в месте КЗ, или напряжение КЗ, создаваемое источником этого тока на своих выводах. Аварийные составляющие наблюдаемых электрических величин создаются неизвестными источниками, действующими в пассивной модели энергообъекта, которая содержит в себе как модель самого наблюдаемого объекта, так и модели внешних по отношению к нему элементов электрической сети. Эти внешние части электрической системы снижают информационную ценность чисто аварийного режима.

Эквивалентный генератор повреждённого объекта относительно мест наблюдения представлен в виде активного четырёхполюсника. Пусть объект наблюдается с двух сторон (рисунок 1.1), а наблюдаемые токи и напряжения представлены в комплексном базисе. В предшествующем режиме модель неповреждённого объекта пассивна. Возникновение повреждения в энергообъекте вызывает протекание в неизвестном месте повреждения тока I_f . По принципу компенсации неизвестный ток в месте повреждения может быть представлен

источником тока \underline{I}_f , а такая модель с источником тока отнесена к активному четырёхполюснику.

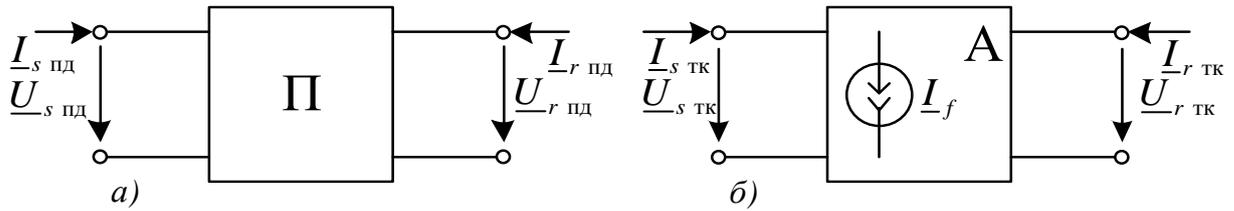


Рисунок 1.1 – Модель энергообъекта в синусоидальных режимах, предшествующем и текущем режиме повреждения: *а* – пассивный четырёхполюсник, *б* – активный четырёхполюсник с неизвестным источником тока

В четырёхполюснике возможны четыре модификации локального режима с зашунтированными или разомкнутыми зажимами (рисунок 1.2). Переход от наблюдаемых электрических величин текущего или чисто аварийного режима к любому из четырёх типов локального режима осуществляется благодаря представлению наблюдаемого объекта как различных типов эквивалентных генераторов относительно мест наблюдения, замещающих четырёхполюсник и описываемых матрицей одной из форм \mathbf{Y} , \mathbf{Z} , \mathbf{H} и \mathbf{G} (рисунок 1.3). Каждый эквивалентный генератор включает в себя пару эквивалентных источников тока \underline{J} или ЭДС \underline{E} , а также сам пассивный четырёхполюсник, обозначенный той матрицей размера 2×2 , которая востребована в данной структуре [4].

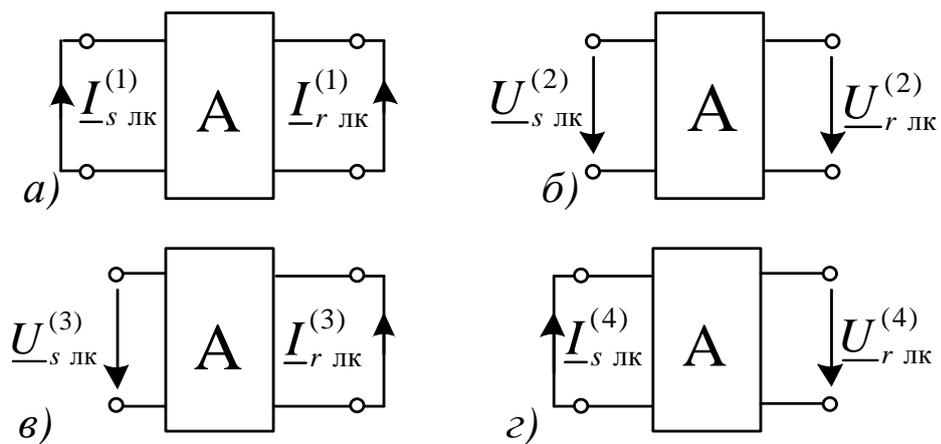


Рисунок 1.2 – Локальные режимы активного четырёхполюсника в четырёх модификациях: *а* – с закороченными выводами, *б* – с разомкнутыми выводами, *в*, *г* – с разомкнутыми с одной стороны и закороченными с другой выводами

Модели текущего (рисунок 1.1б) и локального (рисунок 1.2) режимов адекватны своим эквивалентным генераторам, следовательно, сопоставление рисунка 1.2 и 1.3 приводит к равенствам между локальными величинами и источниками эквивалентных генераторов

$$\underline{I}_{s \text{ ЛК}}^{(1)} = \underline{J}_s^{(1)}, \quad \underline{I}_{r \text{ ЛК}}^{(1)} = \underline{J}_r^{(1)}, \quad (1.2)$$

$$\underline{U}_{s \text{ ЛК}}^{(2)} = \underline{E}_s^{(2)}, \quad \underline{U}_{r \text{ ЛК}}^{(2)} = \underline{E}_r^{(2)}, \quad (1.3)$$

$$\underline{U}_{s \text{ ЛК}}^{(3)} = \underline{E}_s^{(3)}, \quad \underline{I}_{r \text{ ЛК}}^{(3)} = \underline{J}_r^{(3)}, \quad (1.4)$$

$$\underline{I}_{s \text{ ЛК}}^{(4)} = \underline{J}_s^{(4)}, \quad \underline{U}_{r \text{ ЛК}}^{(4)} = \underline{E}_r^{(4)}. \quad (1.5)$$

На каждой стороне эквивалентных генераторов по рисунку 1.3 одна из двух наблюдаемых величин поступает на вход пассивного четырёхполюсника \underline{Y} , \underline{Z} , \underline{H} или \underline{G} непосредственно, а вторая – через источник \underline{J} или \underline{E} . В последних случаях помимо локальных компонентов (1.2) – (1.5) в текущих величинах обнаруживается ещё одна составляющая – нормальная, открывающая путь к определению локальных компонентов

$$\underline{I}_{s \text{ ЛК}}^{(1)} = \underline{I}_{s \text{ ТК}} - \underline{I}_{s \text{ НМ}}^{(1)}, \quad \underline{I}_{r \text{ ЛК}}^{(1)} = \underline{I}_{r \text{ ТК}} - \underline{I}_{r \text{ НМ}}^{(1)}, \quad (1.6)$$

$$\underline{U}_{s \text{ ЛК}}^{(2)} = \underline{U}_{s \text{ ТК}} - \underline{U}_{s \text{ НМ}}^{(2)}, \quad \underline{U}_{r \text{ ЛК}}^{(2)} = \underline{U}_{r \text{ ТК}} - \underline{U}_{r \text{ НМ}}^{(2)}, \quad (1.7)$$

$$\underline{U}_{s \text{ ЛК}}^{(3)} = \underline{U}_{s \text{ ТК}} - \underline{I}_{s \text{ НМ}}^{(3)}, \quad \underline{I}_{r \text{ ЛК}}^{(3)} = \underline{I}_{r \text{ ТК}} - \underline{I}_{r \text{ НМ}}^{(3)}, \quad (1.8)$$

$$\underline{I}_{s \text{ ЛК}}^{(4)} = \underline{I}_{s \text{ ТК}} - \underline{I}_{s \text{ НМ}}^{(4)}, \quad \underline{U}_{r \text{ ЛК}}^{(4)} = \underline{U}_{r \text{ ТК}} - \underline{U}_{r \text{ НМ}}^{(4)}. \quad (1.9)$$

Нормальные же компоненты в формулах (1.6) – (1.9) определяются матричными уравнениями пассивного четырёхполюсника в одной из четырёх форм (рисунок 1.4)

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{s \text{ НМ}}^{(1)} \\ \underline{I}_{r \text{ НМ}}^{(1)} \end{bmatrix} = \underline{Y} \begin{bmatrix} \underline{U}_{s \text{ ТК}} \\ \underline{U}_{r \text{ ТК}} \end{bmatrix}, \quad (1.10)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{s \text{ НМ}}^{(2)} \\ \underline{U}_{r \text{ НМ}}^{(2)} \end{bmatrix} = \underline{Z} \begin{bmatrix} \underline{I}_{s \text{ ТК}} \\ \underline{I}_{r \text{ ТК}} \end{bmatrix}, \quad (1.11)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{s \text{ НМ}}^{(3)} \\ \underline{I}_{r \text{ НМ}}^{(3)} \end{bmatrix} = \underline{H} \begin{bmatrix} \underline{I}_{s \text{ ТК}} \\ \underline{U}_{r \text{ ТК}} \end{bmatrix}, \quad (1.12)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{s\text{ HM}}^{(4)} \\ \underline{U}_{r\text{ HM}}^{(4)} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{G}} \begin{bmatrix} \underline{U}_{s\text{ ТК}} \\ \underline{I}_{r\text{ ТК}} \end{bmatrix}. \quad (1.13)$$

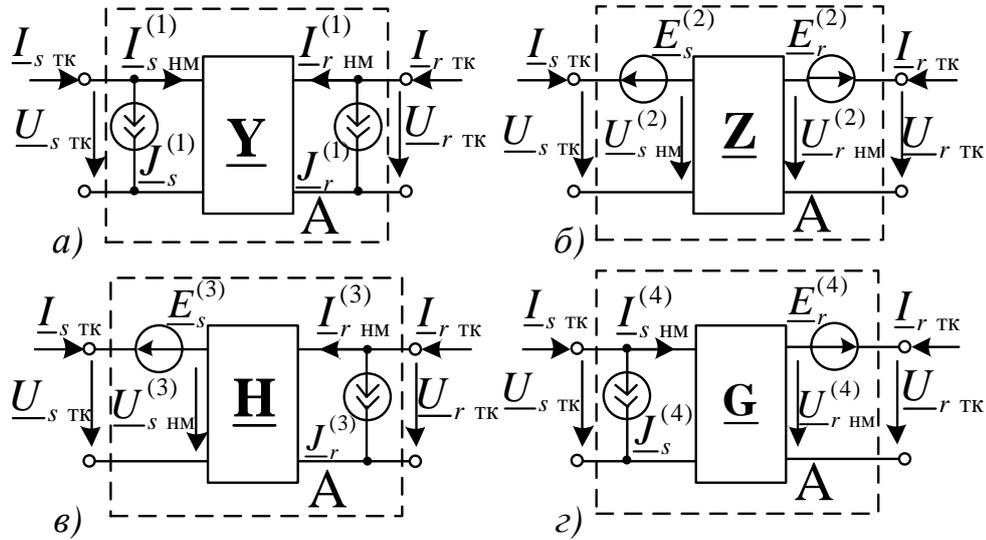


Рисунок 1.3 – Эквивалентные генераторы активного четырёхполюсника в четырёх модификациях: *a* – с источниками тока на входах, *б* – с источниками ЭДС на входах, *в*, *г* – с источниками тока и ЭДС на входах

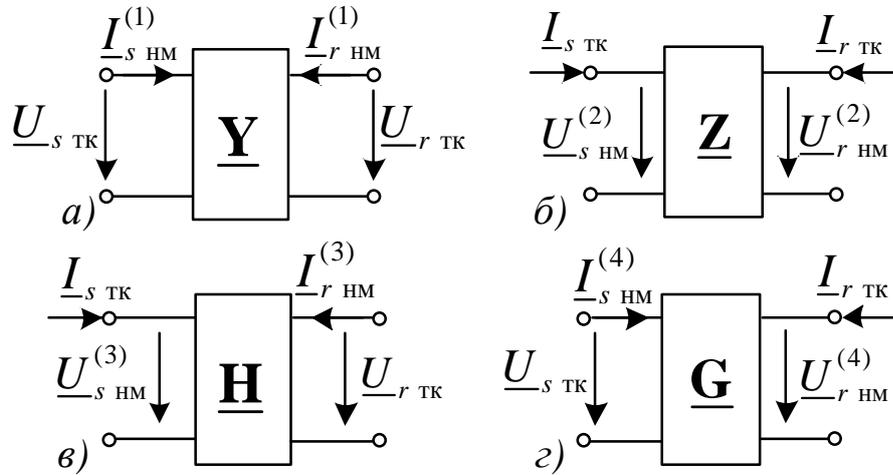


Рисунок 1.4 – Определение нормальных компонентов наблюдаемых величин в четырёх модификациях: *a* – по напряжениям, *б* – по токам, *в*, *г* – по току и напряжению

§1.3 Эквивалентный генератор модели наблюдаемого объекта относительно места предполагаемого повреждения

Эквивалентный генератор относительно места повреждения представляется в виде активного многополюсника [73], в произвольном месте которого подключена нагрузка – пассивный элемент Π_f , имитирующий повреждение с векторами токов и

напряжений \mathbf{i}_f и \mathbf{u}_f (рисунок 1.5). В местах наблюдения s и r регистрируются векторы мгновенных значений токов и напряжений \mathbf{i} и \mathbf{u} .

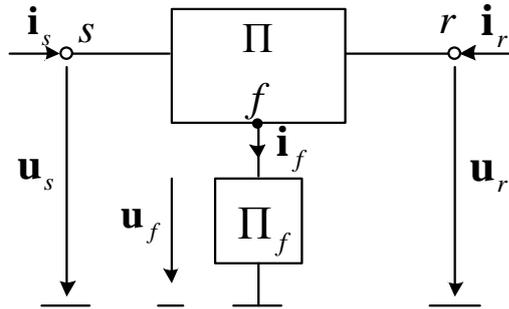


Рисунок 1.5 – Модель объекта в наблюдаемом режиме

В соответствии с принципом компенсации из зафиксированных на двух сторонах энергообъекта векторов токов и напряжений могут быть образованы пары зависимых источников, активирующих модель объекта: 1) $\mathbf{u}_s, \mathbf{u}_r$, 2) $\mathbf{i}_s, \mathbf{i}_r$, 3) $\mathbf{u}_s, \mathbf{i}_r$, 4) $\mathbf{i}_s, \mathbf{u}_r$ (рисунок 1.6).

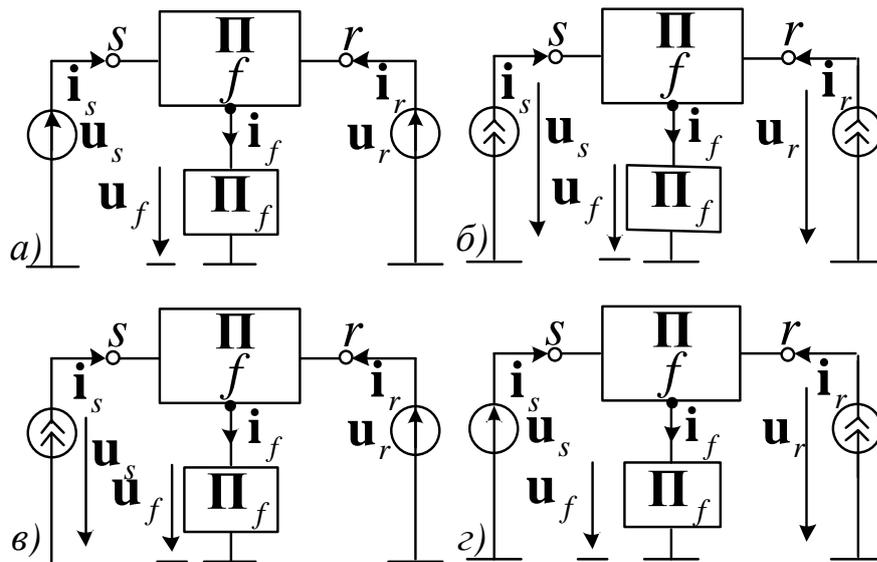


Рисунок 1.6 – Модель наблюдаемого объекта как эквивалентный генератор относительно его нагрузки Π_f : а – с двумя ЭДС, б – с двумя источниками тока, в, г – с ЭДС и источником тока

Режим нагрузки эквивалентного генератора представляет собой наложение двух виртуальных режимов. Первым компонентом является режим холостого хода (рисунок 1.7) или металлического короткого замыкания (рисунок 1.8).

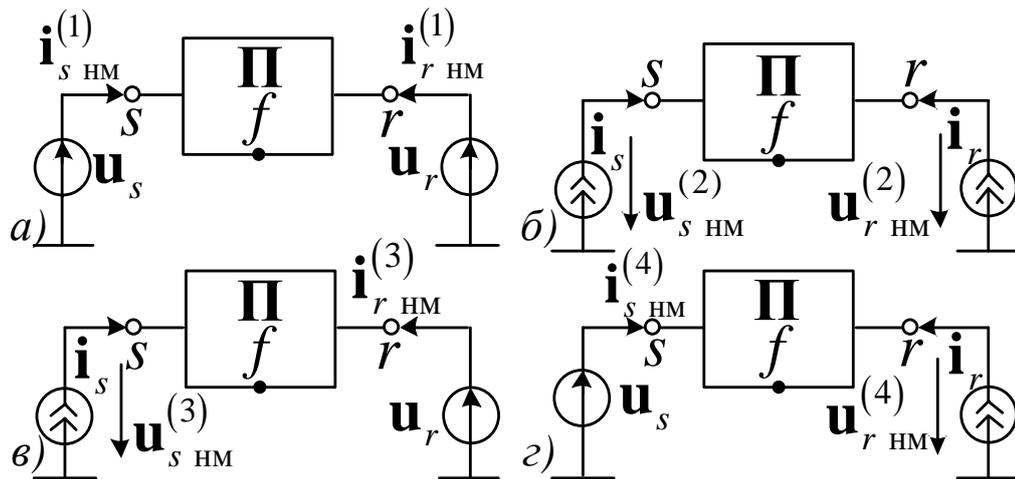


Рисунок 1.7 – Холостой ход эквивалентных генераторов (нормальный режим модели объекта):
a – с нормальными токами, *б* – с нормальными напряжениями, *в*, *г* – с нормальными токами и
 напряжениями

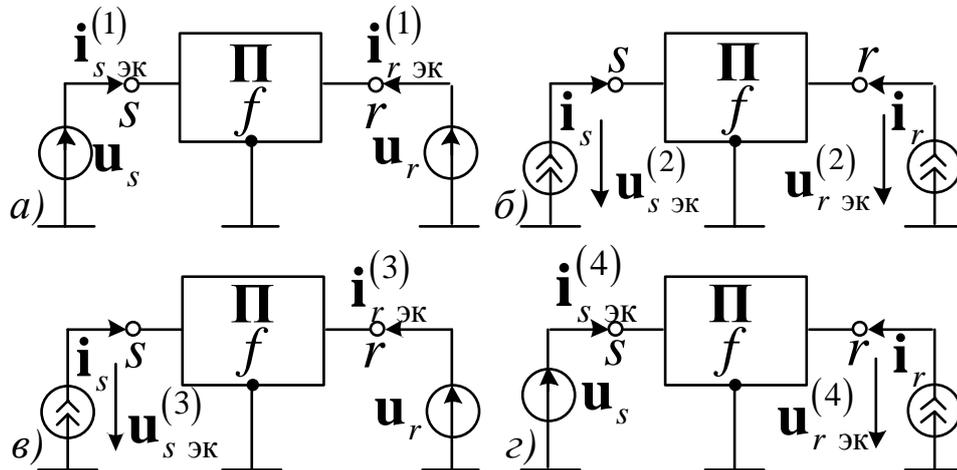


Рисунок 1.8 – Металлическое КЗ эквивалентных генераторов (экстремальный режим модели
 объекта): *a* – с экстремальными токами, *б* – с экстремальными напряжениями, *в*, *г* – с
 экстремальными токами и напряжениями

В случае холостого хода вторым компонентом оказывается виртуальный режим, создаваемый источником неизвестного тока \mathbf{i}_f (рисунок 1.9), в случае же короткого замыкания – ЭДС \mathbf{u}_f (рисунок 1.10). Режим холостого хода модели наблюдаемого объекта есть именно тот нормальный режим, что был обнаружен ранее (рисунок 1.4), а его дополнение – реакция на ток \mathbf{i}_f – локальный режим (рисунок 1.2) [84]. Режим металлического КЗ получил название экстремального, а дополняющий его режим – реакция на напряжение \mathbf{u}_f – квазилокальный.

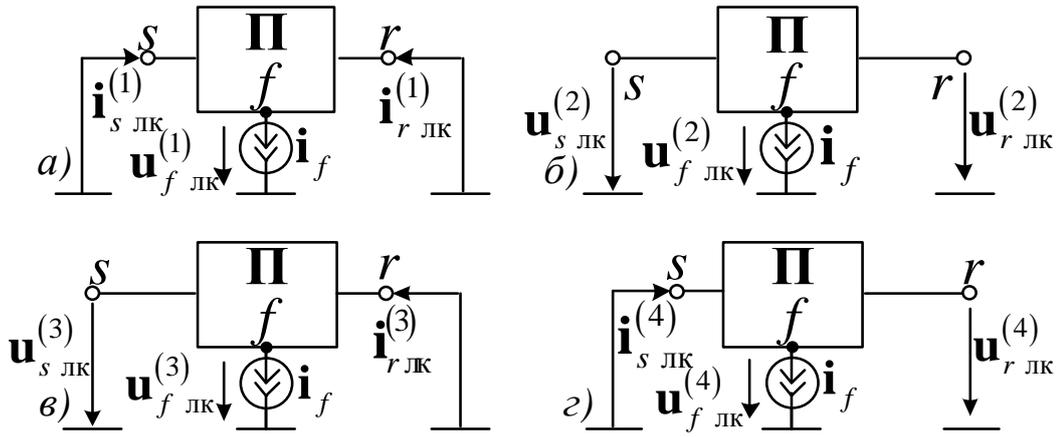


Рисунок 1.9 – Режим тока нагрузки эквивалентного генератора (локальный режим модели объекта): *а* – с локальными токами, *б* – с локальными напряжениями, *в*, *г* – с локальными токами и напряжениями

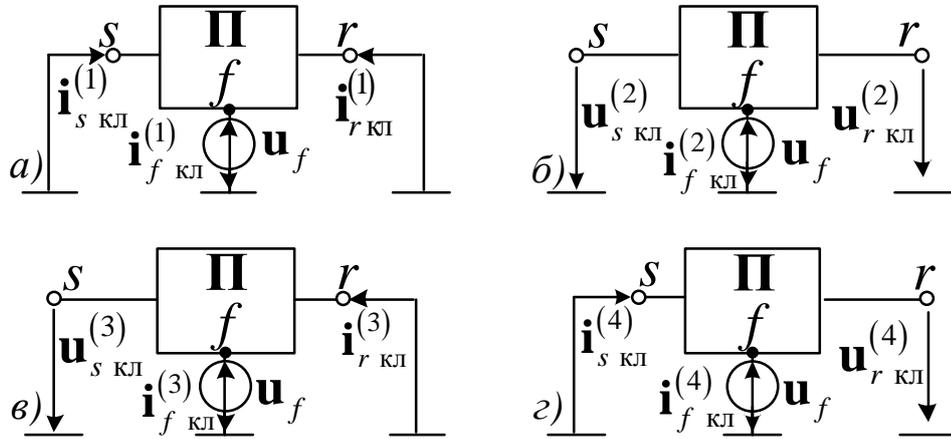


Рисунок 1.10 – Режим напряжения нагрузки эквивалентного генератора (квазилокальный режим модели объекта): *а* – с квазилокальными токами, *б* – с квазилокальными напряжениями, *в*, *г* – с квазилокальными токами и напряжениями

Связь между наблюдаемыми величинами и их виртуальными компонентами выражается как

$$\mathbf{v}_{d \text{ нм}}^{(q)} + \mathbf{v}_{d \text{ лк}}^{(q)} = \mathbf{v}_d, \quad (1.14)$$

$$\mathbf{v}_{d \text{ эк}}^{(q)} + \mathbf{v}_{d \text{ кл}}^{(q)} = \mathbf{v}_d. \quad (1.15)$$

где \mathbf{V}_s и \mathbf{V}_r – источники в составе эквивалентного генератора,

$\mathbf{v}_d^{(q)}$ – наблюдаемые величины, не отнесённые к числу источников, А (В);

$\mathbf{v}_{d \text{ нм}}^{(q)}$ – величины нормального режима, А (В);

$\mathbf{v}_{d \text{ лк}}^{(q)}$ – величины локального режима, А (В);

$\mathbf{v}_{d \text{ эк}}^{(q)}$ – величины экстремального режима, А (В);

$\mathbf{v}_{d \text{ кл}}^{(q)}$ – величины квазилокального режима. А (В);

При наблюдении объекта локальные или квазилокальные составляющие находятся из (1.14) или (1.15) после определения нормальных или экстремальных составляющих. Однако основные закономерности и характеристики локальных и квазилокальных составляющих определяются их собственными моделями (рисунки 1.9, 1.10), входы которых согласно принципу наложения оказываются зашунтированы или разомкнуты.

Существует принципиальное различие между нормальными и экстремальными режимами: если нормальный режим одинаков для всех мест f наблюдаемого объекта, то экстремальный режим, напротив, у каждого места f свой. Кроме того, квазилокальные составляющие активируются источником напряжения \mathbf{u}_f (рисунок 1.10), которое для них является инвариантом как для локальных режимов (рисунок 1.9) инвариантен ток \mathbf{i}_f . Оба инварианта – это те же величины, что были указаны в исходном наблюдаемом режиме (рисунок 1.5). При этом напряжения $\mathbf{u}_{f \text{ лк}}^{(q)}$ в моделях локальных режимов различны для разных модификаций q . Аналогично обстоит дело и с током $\mathbf{i}_{f \text{ кл}}^{(q)}$ в моделях квазилокальных режимов. Применяя принцип компенсации, можно в моделях по рисунку 1.9 заменять инвариантный источник тока \mathbf{i}_f зависимыми от него источниками напряжения $\mathbf{u}_{f \text{ лк}}^{(q)}$, а в моделях по рисунку 1.10 заменять инвариантный источник напряжения \mathbf{u}_f зависимыми от него источниками тока $\mathbf{i}_{f \text{ кл}}^{(q)}$.

§1.4 Информационные свойства локальных режимов и их составляющих

Многопроводная однородная система может быть подразделена на двухпроводные каналы [13]. В общем случае для несимметричной системы – это модальные каналы, а в частном случае симметричной трёхфазной системы – каналы центрированных (безнулевых) фазных величин и канал нулевой

последовательности. В синусоидальном режиме центрированные величины разделяются на составляющие прямой и обратной последовательностей. Свойства локального режима в каждом из двухпроводных каналов нагляднее всего проявляются в базисе комплексных величин.

Предположим, что x_f – неизвестная координата места повреждения, в котором протекает источник локальных режимов – тоже неизвестный ток \underline{I}_f . Локальные величины $\underline{I}_{d \text{ лк}}^{(q)}$, $\underline{U}_{d \text{ лк}}^{(q)}$, $q = \overline{1,4}$, $d = s, r$, – реакции на источник тока \underline{I}_f – связаны с ним комплексными коэффициентами пропорциональности – функциями координаты x_f

$$\underline{I}_{d \text{ лк}}^{(q)}(x_f) = \underline{K}_d^{(q)}(x_f) \underline{I}_f, \quad (1.16)$$

$$\underline{U}_{d \text{ лк}}^{(q)}(x_f) = \underline{Z}_d^{(q)}(x_f) \underline{I}_f, \quad (17)$$

где $\underline{K}_d^{(q)}(x_f)$ – комплексный коэффициент пропорциональности по току, о.е.;

$\underline{Z}_d^{(q)}(x_f)$ – комплексный коэффициент пропорциональности по напряжению,

Ом.

Каждая из моделей локального режима по рисунку 1.2 характеризуется собственной функцией места повреждения, не зависящей ни от тока повреждения \underline{I}_f , ни от внешних связей наблюдаемого энергообъекта, а следовательно, создающей априорную зависимость координаты места повреждения

$$\underline{K}^{(1)}(x_f) = \frac{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f)}{\underline{I}_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f)} = \frac{\underline{K}_s^{(1)}(x_f)}{\underline{K}_r^{(1)}(x_f)}, \quad (1.18)$$

$$\underline{K}^{(2)}(x_f) = \frac{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(2)}(x_f)}{\underline{U}_{r \text{ лк}}^{(2)}(x_f)} = \frac{\underline{Z}_s^{(2)}(x_f)}{\underline{Z}_r^{(2)}(x_f)}, \quad (1.19)$$

$$\underline{Z}^{(3)}(x_f) = \frac{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(3)}(x_f)}{\underline{I}_{r \text{ лк}}^{(3)}(x_f)} = \frac{\underline{Z}_s^{(3)}(x_f)}{\underline{K}_r^{(3)}(x_f)}, \quad (1.20)$$

$$\underline{Z}^{(4)}(x_f) = \frac{\underline{U}_{r \text{ лк}}^{(4)}(x_f)}{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{(4)}(x_f)} = \frac{\underline{Z}_r^{(4)}(x_f)}{\underline{K}_s^{(4)}(x_f)}. \quad (1.21)$$

Существуют две задачи, для решения которых предназначены локальные составляющие: индикация повреждения наблюдаемого объекта и более общая и сложная – определение места повреждения [85]. Факт появления локальных и квазилокальных компонентов говорит о его аномальном состоянии [61]. Однако, квазилокальные составляющие подходят только для определения координаты места повреждения. Дело в том, что для ОМП требуются не сами значения составляющих, а соотношение между ними в разных местах наблюдения.

Было обнаружено, что из составляющих одной размерности можно сформировать более эффективные замеры, чем простые отношения (1.18) – (1.21):

$$\underline{H}^{(1)}(x_f) = \frac{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f) - \underline{I}_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f)}{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f) + \underline{I}_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f)} = \frac{\underline{K}^{(1)}(x_f) - 1}{\underline{K}^{(1)}(x_f) + 1}, \quad (1.22)$$

$$\underline{H}^{(2)}(x_f) = \frac{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f) - \underline{U}_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f)}{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f) + \underline{U}_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f)} = \frac{\underline{K}^{(2)}(x_f) - 1}{\underline{K}^{(2)}(x_f) + 1}, \quad (1.23)$$

$$\underline{H}^{(3)}(x_f) = \frac{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(3)}(x_f) - \underline{Z}_x^{(3)} \underline{I}_{r \text{ лк}}^{(3)}(x_f)}{\underline{U}_{s \text{ лк}}^{(3)}(x_f) + \underline{Z}_x^{(3)} \underline{I}_{r \text{ лк}}^{(3)}(x_f)} = \frac{\underline{Z}^{(3)}(x_f) - \underline{Z}_x^{(3)}}{\underline{Z}^{(3)}(x_f) + \underline{Z}_x^{(3)}}, \quad (1.24)$$

$$\underline{H}^{(4)}(x_f) = \frac{\underline{Z}_x^{(4)} \underline{I}_{s \text{ лк}}^{(4)}(x_f) - \underline{U}_{r \text{ лк}}^{(4)}(x_f)}{\underline{Z}_x^{(4)} \underline{I}_{s \text{ лк}}^{(4)}(x_f) + \underline{U}_{r \text{ лк}}^{(4)}(x_f)} = \frac{\underline{Z}_x^{(4)} - \underline{Z}^{(4)}(x_f)}{\underline{Z}_x^{(4)} + \underline{Z}^{(4)}(x_f)}, \quad (1.25)$$

где $\underline{Z}_x^{(3)} = \underline{Z}^{(3)}(x_f)$ – сопротивление от места повреждения до правого конца объекта, Ом;

$\underline{Z}_x^{(4)} = \underline{Z}^{(4)}(x_f)$ – сопротивление от левого конца объекта до места повреждения, Ом.

Параметры (1.22) – (1.25) несут информацию о местонахождении элемента Π_f , вне зависимости от его собственных характеристик.

В мгновенном базисе существуют аналогичные (1.22) – (1.25) выражения для операторных токов и напряжений. Начальные условия для переходного процесса определяются из предшествующего режима (рисунок 1.11а) и переходят в модели нормального или экстремального режимов. Как следствие, локальные и квазилокальные переходные процессы протекают при нулевых начальных условиях. Применённое к таким процессам преобразование Лапласа переводит модель по рисунку 1.11а в область изображений (рисунок 1.11б). Из операторной модели по аналогии с комплексной моделью определяются операторные взаимные параметры по типу (1.16), (1.18), (1.22)

$$K_d^{(1)}(x_f, p) = \frac{I_{d \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p)}{I_f(x_f, p)}, \quad (1.26)$$

$$K^{(1)}(x_f, p) = \frac{I_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p)}{I_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p)} = \frac{K_s^{(1)}(x_f, p)}{K_r^{(1)}(x_f, p)}, \quad (1.27)$$

$$H^{(1)}(x_f, p) = \frac{I_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p) - I_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p)}{I_{s \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p) + I_{r \text{ лк}}^{(1)}(x_f, p)} = \frac{K^{(1)}(x_f, p) - 1}{K^{(1)}(x_f, p) + 1}, \quad (1.28)$$

где $I(x_f, p)$ – токи в операторной форме по преобразованию Лапласа.

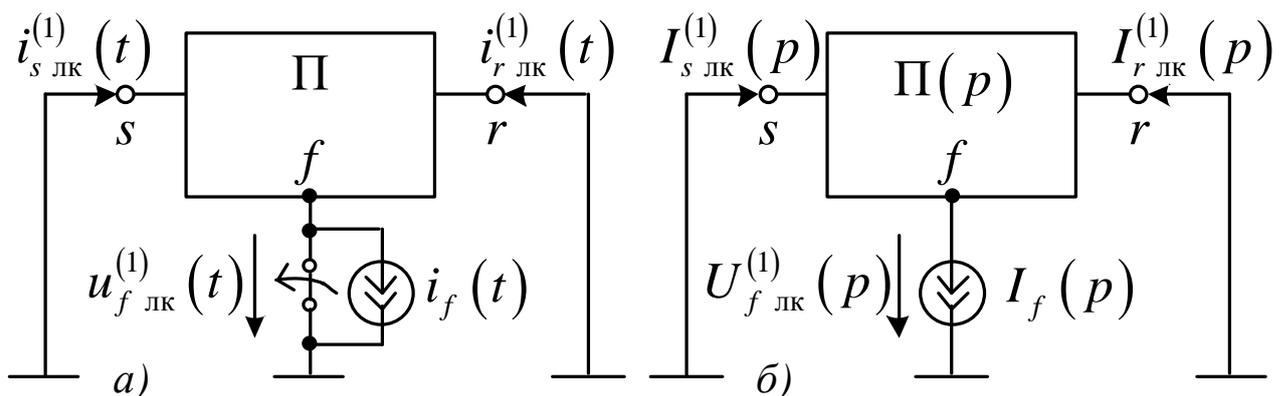


Рисунок 1.11 – Переходный локальный процесс (первый вариант): а – во времени, б – в области изображений

В частном случае при $p=j\omega$ изображения токов $I(x_f, j\omega)$ являются их спектральными функциями, а параметр (1.28) – частотной характеристикой объекта $\underline{H}^{(1)}(x_f, j\omega)$. Параметры (1.26) – (1.28) инвариантны по отношению к изображению источника $I_f(p)$ или $I_f(j\omega)$, а значит, и к оригиналу $i_f(t)$. А значения частотной характеристики $\underline{H}^{(1)}(x_f, j\omega_x)$ на конкретной частоте ω_x достаточно для определения искомого значения координаты x_f .

Выводы к главе 1

1. Рассмотрены два типа эквивалентных генераторов как моделей повреждённого энергообъекта в виде активных многополюсников. Первый тип эквивалентировывает объект относительно мест измерения, а второй – относительно места предполагаемого повреждения.

2. Эквивалентный генератор как модель повреждённого энергообъекта разделяет наблюдаемый режим на два виртуальных режима. Режим генератора первого типа – нормальный и локальный. Генератора второго типа – экстраполированный предшествующий режим ХХ и чисто аварийный или же экстремальный режим металлического КЗ и квазилокальный.

3. Показано, что локальный режим определяется собственной функцией координаты места повреждения, не зависящей ни от тока повреждения, ни от внешних связей наблюдаемого энергообъекта с остальной энергосистемой, а сами соотношения локальных составляющих позволяют получить априорную зависимость от координаты места повреждения.

4. Показано также, что свойства локальных и квазилокальных режимов идентичны в том отношении, что они протекают при нулевых начальных условиях и отношение изображений локальных (квазилокальных) составляющих регистрируемых величин в разных местах наблюдения не зависит от воздействующего источника. В синусоидальных режимах такие отношения

принимают форму комплексов, а в переходных процессах становятся операторными или частотными функциями. Зависимость от координаты места КЗ вне связи с внешними связями объекта придаёт этим отношениям смысл собственных координатных характеристик контролируемого объекта.

ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЁННОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ДВУСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

§2.1 Локальный режим наблюдаемого энергообъекта как индикатор его повреждённого состояния

Развитие современных средств связи и их применение позволяет в полной мере воспользоваться информационным ресурсом двухстороннего наблюдения энергообъекта [27,104,105], открывающим возможность для создания алгоритмов идентификации повреждений любого электроэнергетического объекта, использующих всю доступную информацию о его наблюдении [101,102,106]. Этот информационный ресурс обеспечивается, в первую очередь, наблюдением энергообъекта в разных его местах, а также в различных режимах – текущем режиме КЗ и предшествующем режиме. Обнаруживается, что текущий режим создаётся источниками двух типов: независимыми источниками, создававшими предшествующий режим, и зависимым источником тока в месте короткого замыкания [96]. Последний создаёт виртуальный чисто аварийный режим [17], концентрирующий в себе информацию о поврежденном состоянии энергообъекта [90].

Модель неповреждённого объекта обладает способностью разделять аварийный процесс на нормальную и локальную составляющие [57,70]. Последняя придаёт модели наблюдаемого объекта свойства индикатора повреждения [56]. Существует принципиальное отличие локальной составляющей от схожей с ней на первый взгляд аварийной составляющей. Первая является независимым компонентом тока короткого замыкания, присутствующим в нём всегда, а вторая только при том условии, что существовал и был зафиксирован режим наблюдаемого объекта, предшествующий короткому замыканию. Важно заметить, что в тех случаях, когда аварийная составляющая физически существует и может быть определена, локальная составляющая становится её компонентом. Два варианта выделения локальной составляющей – из текущего тока КЗ или же из его аварийной составляющей – не равноценны. Второй, как правило, предпочтительнее

вследствие того, что модель объекта для аварийной составляющей, принципиально проще модели для текущего режима короткого замыкания.

В современном мире большое распространение получили методы определения координаты места повреждения линии электропередачи по наблюдаемым электрическим величинам с обеих её сторон [35,99,100]. Эти методы подразделяются на две группы в зависимости от используемых базисов: базис мгновенных значений или же комплексный базис [70,25]. В комплексном базисе выделяется составляющая основной частоты, в то время как остальная информация, содержащаяся в свободной составляющей переходного процесса, теряется [69]. Однако и в мгновенном базисе информационных потерь избежать не удаётся, но уже по другим причинам. К методам, функционирующих в условиях переходного процесса в мгновенном базисе, относятся волновые, которые фиксируют моменты прихода первых после КЗ электромагнитных волн в начало и в конец линии. Воспользоваться же всей имеющейся информацией о мгновенных значениях наблюдаемых токов и напряжений в задаче определения координаты места повреждения удаётся [25], но оказывается значительно труднее, чем в комплексном базисе.

Пусть u_s, \dot{i}_s и u_r, \dot{i}_r – обозначения наблюдаемых напряжений и токов в текущем или чисто аварийном режимах (рисунок 2.1), а u_f – обозначение неизвестного напряжения в месте x_f . Независимость от режима характерна только для тока КЗ i_f . Модель неповреждённого энергообъекта, используемая для индикации повреждения, использует четыре значения наблюдаемых величин $u_s, \dot{i}_s, u_r, \dot{i}_r$ и две неизвестные величины i_f и u_f , действующие в трёх местах модели наблюдаемого объекта. Принцип компенсации позволяет в местах s, r и f включить три источника, по одному представителю из каждой пары действующих в одном месте напряжения и тока. Поскольку в линии электропередачи востребованы модификации локального или квазилокального режимов с закороченными выводами (рисунок 2.1д, е), то в данной главе будет рассмотрена только модификация моделей с зашунтированными выводами.

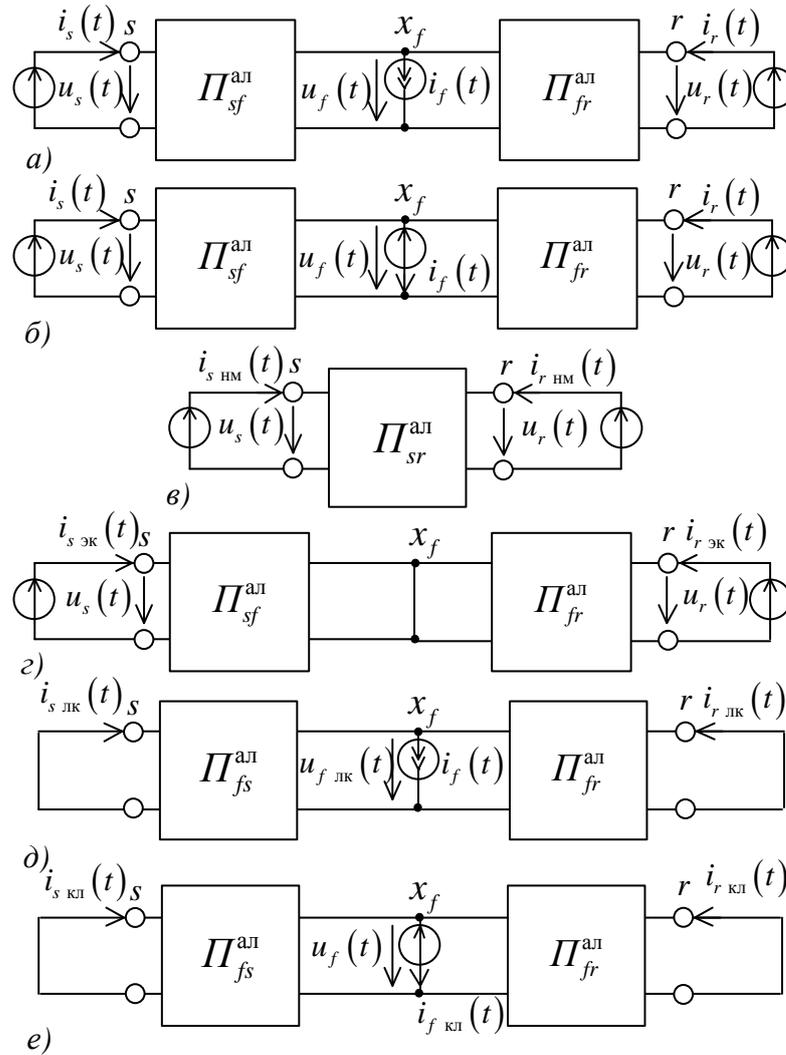


Рисунок 2.1 – Модели наблюдаемого энергообъекта в различных режимах: *a, б* – в текущем или чисто аварийном режиме, *a* – модель с источником тока в месте КЗ, *б* – с ЭДС; *в* – в нормальном режиме; *г* – в экстремальном режиме; *д, e* – в локальном и квазилокальном режиме

Метод наложения даёт возможность разграничить действие известных источников напряжения u_s , u_r и неизвестного источника, которым может быть как источник тока i_f , так и источник напряжения u_f . В моделях по рисункам 2.1а и 2.1б известные ЭДС u_s и u_r создают разные режимы. Условие $i_f = 0$ в схеме по рисунку 2.1а вне зависимости от координаты x_f создаёт модель неповреждённого энергообъекта $\Pi_{sr}^{ал}$ (рисунок 2.1в) с протекающим в ней нормальным режимом. Условие же $u_f = 0$ приводит к появлению шунта в произвольном месте x_f модели объекта, разделённой им на независимые четырёхполюсники $\Pi_{sf}^{ал}$ и $\Pi_{fr}^{ал}$ (рисунок 2.1г), в этой модели протекает экстремальный режим. Остающиеся части

текущего или чисто аварийного процесса локализируются в алгоритмических моделях объекта с зашунтированными входами s и r (рисунок 2.1д, е) и носят название локального и квазилокального режима.

§2.2 Распознавание повреждения симметричной электропередачи с оценкой координаты места повреждения в комплексном базисе

Модель объекта в локальном режиме с закороченными входами, востребованная в задаче ОМП ЛЭП, обладает существенной в информационном плане особенностью. Выходы модели зашунтированы во всех местах наблюдения, где протекают локальные токи, т.е. модель отделена шунтами от моделей внешних объектов, следовательно, соотношения между локальными токами по концам электропередачи являются собственными параметрами повреждённого объекта. Наблюдаемый в местах s и r объект A , в общем случае активный, соединён в местах наблюдения с внешними, также активными, объектами A_s и A_r . На рисунке 2.2 модель сети представлена во всех пяти режимах, имеющих отношение к короткому замыканию в наблюдаемом объекте. Из трёх моделей, образующих структуру сети, в локальном режиме остаётся единственная, и притом пассивная, модель Π наблюдаемого объекта по рисунку 2.2е. Соотношения между локальными токами в местах наблюдения $h(t)$

$$h(t) = \frac{i_{s_лк}(t) - i_{r_лк}(t)}{i_{s_лк}(t) + i_{r_лк}(t)}, \quad (2.1)$$

где $i_{s_лк}(t)$ – локальный ток левого конца ЛЭП, А;

$i_{r_лк}(t)$ – локальный ток правого конца ЛЭП, А;

определяются только структурой, параметрами модели Π и местом замыкания, а от моделей A_s и A_r внешних объектов, как и от собственного тока i_f , не зависят.

При этом пассивная модель Π на рисунках 2.2в, г, е обладает нулевыми начальными условиями.

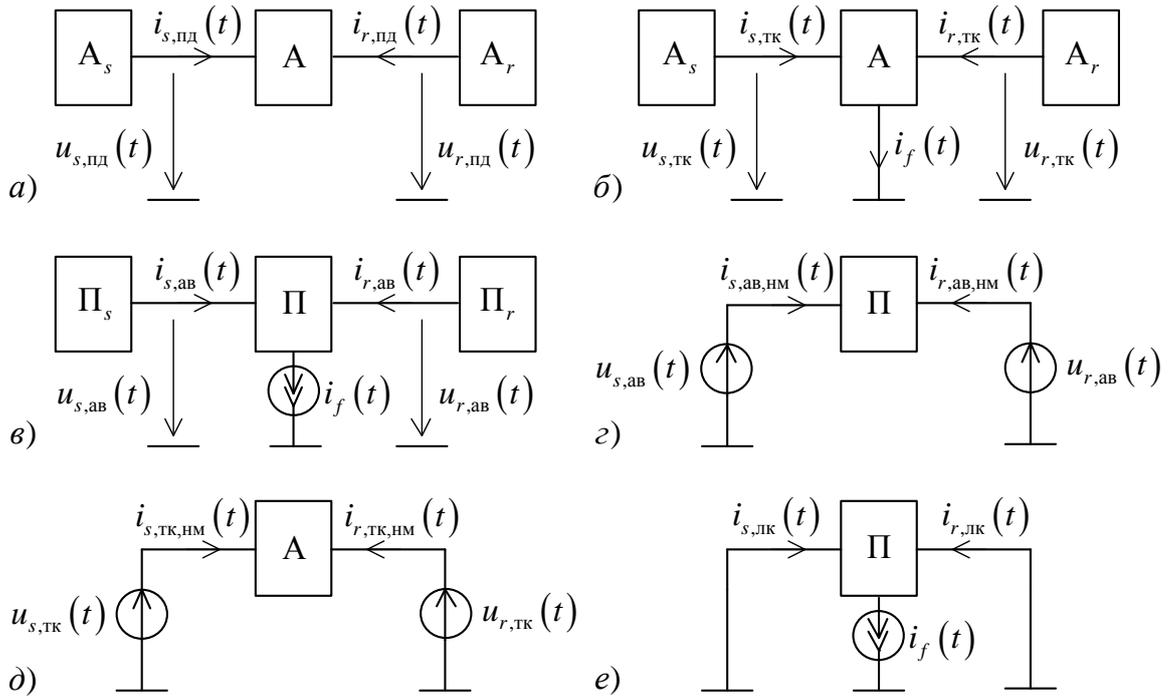


Рисунок 2.2 – Модель сети с объектом, наблюдаемым с двух сторон: *а* - в предшествующем режиме, *б* – в текущем режиме короткого замыкания, *в* – в чисто аварийном режиме, *г* – в нормальном режиме (составляющей чисто аварийного режима), *д* – в нормальном режиме (составляющей текущего режима), *е* – в локальном режиме

Короткое замыкание произвольного вида в многопроводной системе [55], рассматриваемое в базисе фазных координат, приводит к многопроводной модели локального режима с зашунтированными началом и концом. Модель активируется токами в месте КЗ с координатой x_f . На рисунке 2.3 номер q принадлежит одному из повреждённых проводов, а p – одному из неповреждённых, в частности, даже грозозащитному тросу. Заслуживает внимания важное свойство однородной линии с сосредоточенными параметрами: вне зависимости от параметров и от вида функции тока КЗ $i_{fq}(t)$ в повреждённом проводе выполняется следующее соотношение между локальными токами на границах

$$x_f^* i_{sq \text{ лк}}(t) = (1 - x_f^*) i_{rq \text{ лк}}(t), \quad (2.2)$$

где $x_f^* = x_f / l$ – координата места повреждения, о.е.,

l - длина линии, км,

$i_{sq \text{ лк}}(t)$, $i_{rq \text{ лк}}(t)$ – локальные токи левого и правого конца линии, А.

Функция (2.1) преобразуется с учётом равенства (2.2) в константу h , о.е.

$$h = 1 - 2x_f^*, \quad (2.3)$$

откуда координата места повреждения определяется как

$$x_f^* = 0,5(1 - h). \quad (2.4)$$

Кроме того, из равенства (2.4) следует, что ЭДС, наводимые в неповреждённых проводах двумя токами повреждённого провода в левой и правой его части, взаимно уничтожаются, и как следствие, $i_{p \text{ лк}}(t) \equiv 0$.

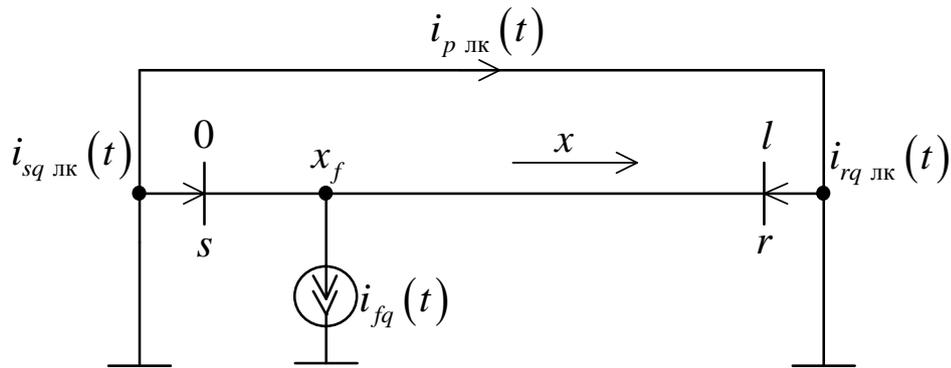


Рисунок 2.3 – Повреждённый и неповреждённый провода многопроводной системы в локальном режиме

Приходим к выводу, что в однородной системе с сосредоточенными параметрами локальный режим повреждённого провода не влияет на иные провода, иначе говоря, не выходит за его пределы и, локализуясь в нём, оправдывает своё название.

Строго говоря, процесс в n -проводной системе, описываемый в фазных координатах, может быть представлен в виде совокупности элементарных независимых процессов в n двухпроводных каналах, описываемых в общем случае в модальных координатах. Локальный режим в двухпроводной линии является, таким образом, фрагментом процесса в более сложной системе. В общем случае синусоидальный локальный режим в двухпроводном канале создаётся комплексным источником тока \underline{I}_{fv} , действующим в месте КЗ с координатой x_f^* . На разных сторонах канала наблюдаются комплексы локальных токов $\underline{I}_{sv \text{ лк}}$ и $\underline{I}_{rv \text{ лк}}$. Соотношение между ними по аналогии с (2.1)

$$\underline{H}_v = \frac{\underline{I}_{sv \text{ ЛК}} - \underline{I}_{rv \text{ ЛК}}}{\underline{I}_{sv \text{ ЛК}} + \underline{I}_{rv \text{ ЛК}}}, \quad (2.5)$$

где $\underline{I}_{sv \text{ ЛК}}$ – комплекс локального тока V -го канала левой стороны ЛЭП, А,
 $\underline{I}_{rv \text{ ЛК}}$ – комплекс локального тока V -го канала правой стороны ЛЭП, А.

В однородной длинной линии с первичными параметрами \underline{Z}_v^0 и \underline{Y}_v^0 по рисунку 2.4 отношение (2.5) выражается функциями гиперболического синуса

$$\underline{H}(x_f) = \frac{\text{sh} \gamma_v (l - x_f) - \text{sh} \gamma_v x_f}{\text{sh} \gamma_v (l - x_f) + \text{sh} \gamma_v x_f}, \quad (2.6)$$

где $\gamma_v = \sqrt{\underline{Z}_v^0 \underline{Y}_v^0}$ – коэффициент распространения, вторичный параметр канала, о.е.,

l – длина линии, км,

x_f – координата места повреждения, км.

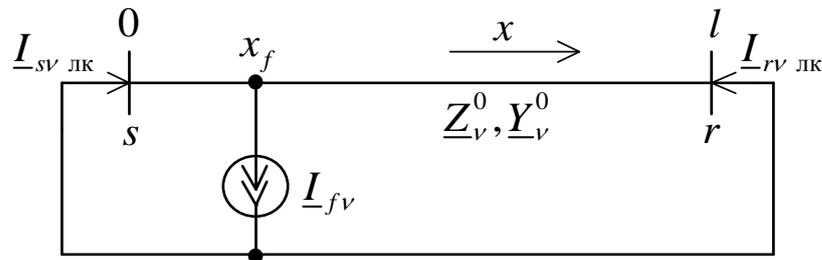


Рисунок 2.4 – Комплексы локального режима в V -м канале многопроводной системы

Локальный режим симметричной электропередачи описывается в базисе центрированных (безнулевых) составляющих, которые определяются как разности фазных величин и составляющих нулевой последовательности

$$\underline{I}'_v = \underline{I}_v - \underline{I}_0, \quad (2.7)$$

$$\underline{U}'_v = \underline{U}_v - \underline{U}_0, \quad (2.8)$$

где \underline{I}_v , \underline{I}_0 – фазный ток и ток нулевой последовательности, А;

\underline{U}_v , \underline{U}_0 – фазное напряжение и напряжение нулевой последовательности, В;

$v = A, B, C$ – индекс элементарного канала.

Фаза ν симметричной линии обретает в базисе центрированных величин собственную двухпроводную модель. Соотношения (2.3) – (2.5) применимы в равной степени ко всем трём двухпроводным каналам трёхфазной линии.

Было обнаружено, что зависимость \underline{H} от места x_f и от нормальных варьируемых параметров модели наблюдаемого объекта в локальном режиме может быть определена ещё на этапе обучения релейной защиты. Эта модель состоит из двух короткозамкнутых четырёхполюсников с матрицами прямой передачи \underline{A}_{fs} и \underline{A}_{fr} , как это показано на рисунке 2.5. Тогда токи в шунтах создаются источником ЭДС $\underline{E}_{f \text{ лк}} = \underline{U}_{f \text{ лк}}$

$$\underline{I}_{s \text{ лк}}(x_f) = \underline{Y}_{sf}(x_f) \underline{E}_{f \text{ лк}}, \quad \underline{I}_{r \text{ лк}}(x_f) = \underline{Y}_{rf}(x_f) \underline{E}_{f \text{ лк}}, \quad (2.9)$$

где $\underline{I}_{s \text{ лк}}(x_f)$, $\underline{I}_{r \text{ лк}}(x_f)$ – комплексы локальных токов левого и правого конца линии, А;

\underline{Y}_{sf} и \underline{Y}_{rf} – взаимные проводимости между шунтами и ветвью источника, См.

Левый и правый четырёхполюсники представляют собой каскадное соединение всех элементов объекта с матрицами прямой передачи $\underline{A}_{fs}^{(i)}$ и $\underline{A}_{fr}^{(j)}$, $i = \overline{1, p}$, $j = \overline{1, q}$. Тогда, матрицы эквивалентных четырёхполюсников определяются как

$$\underline{A}_{fs} = \prod_{i=1}^p \underline{A}_{fs}^{(i)}, \quad \underline{A}_{fr} = \prod_{j=1}^q \underline{A}_{fr}^{(j)}. \quad (2.10)$$

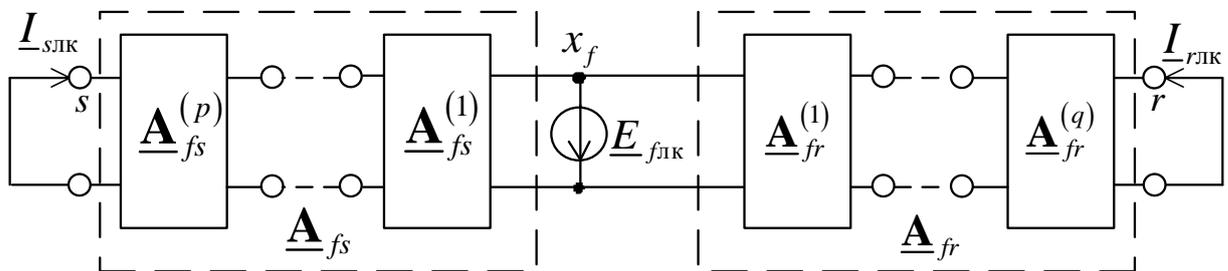


Рисунок 2.5 – Локальная модель двухпроводного канала электропередачи в виде двух каскадных соединений четырёхполюсников

Из четырёх коэффициентов эквивалентной матрицы

$$\underline{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix}$$

достаточно всего лишь одного коэффициента \underline{B} , который определяется через взаимную проводимость как

$$\underline{Y}_{sf}(x_f) = \frac{1}{\underline{B}_{fs}(x_f)}, \quad \underline{Y}_{rf}(x_f) = \frac{1}{\underline{B}_{fr}(x_f)}. \quad (2.11)$$

С учётом (2.9) и (2.11) замер (2.5) выражается как

$$\underline{H}(x_f) = \frac{\underline{Y}_{sf}(x_f) - \underline{Y}_{rf}(x_f)}{\underline{Y}_{sf}(x_f) + \underline{Y}_{rf}(x_f)}, \quad (2.12a)$$

$$\underline{H}(x_f) = \frac{\underline{B}_{fr}(x_f) - \underline{B}_{fs}(x_f)}{\underline{B}_{fr}(x_f) + \underline{B}_{fs}(x_f)}. \quad (2.12б)$$

Модель локального режима, избавленная от влияния внешнего элемента Π , представляет собой унифицированную характеристику релейной защиты [29,71]. Ограничения для унификации накладываются только моделью нормального режима, в частности, если параметры данной модели имеют диапазон вариации возможных значений нормальных параметров. В таком случае на помощь приходит предшествующий режим, по которому имеется возможность доопределить параметры нормальной модели путём её адаптации к предшествующему режиму.

Примером может служить однородная линия электропередачи с удельным сопротивлением \underline{Z}^0 , заданным интервально. Модели нормального режима необходима только величина сопротивления $\underline{Z}^0 l$, которое можно получить из предшествующего режима. А модель же локального режима в свою очередь определяет замер (2.12) независимо от значения \underline{Z}^0 как вещественную линейную функцию координаты места КЗ

$$H(x_f^*) = 1 - 2x_f^*, \quad (2.13)$$

где $x_f^* = x_f / l$ – координата места повреждения, о.е.;

l – длина линии электропередачи, км.

В случае же однородной линии с интервальными распределёнными сопротивлением \underline{Z}^0 и проводимостью \underline{Y}^0 модель нормального режима описывается уравнением симметричного четырёхполюсника

$$\begin{aligned}\underline{I}_{s \text{ нм}} &= \underline{Y}_{\text{сб}} \underline{U}_s + \underline{Y}_{\text{вз}} \underline{U}_r, \\ \underline{I}_{r \text{ нм}} &= \underline{Y}_{\text{вз}} \underline{U}_s + \underline{Y}_{\text{сб}} \underline{U}_r,\end{aligned}\quad (2.14)$$

где $\underline{U}_s, \underline{U}_r$ – наблюдаемые напряжения линии слева и справа, В;

$\underline{I}_{s \text{ нм}}, \underline{I}_{r \text{ нм}}$ – нормальные составляющие токов линии слева и справа, А.

Тогда уже собственные и взаимные проводимости $\underline{Y}_{\text{сб}}$ и $\underline{Y}_{\text{вз}}$ необходимо определить по предшествующему режиму. Отношение (2.12) в этом случае определяется как функция не только координаты x_f , но и коэффициента распространения $\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}^0 \underline{Y}^0}$

$$\underline{H}(x_f, \underline{\gamma}) = \frac{\text{sh} \underline{\gamma}(l - x_f) - \text{sh} \underline{\gamma} x_f}{\text{sh} \underline{\gamma}(l - x_f) + \text{sh} \underline{\gamma} x_f}. \quad (2.15)$$

В число нормальных параметров наблюдаемой линии электропередачи входят: комплексное сопротивление $\underline{Z}^0 = Z^0 \exp j\varphi$, которое задано в пределах изменения его модуля Z_{inf}^0 и Z_{sup}^0 , а также угла φ_{inf} и φ_{sup} . Для ёмкостной проводимости $\underline{Y}^0 = jB^0$ это величина B_{inf}^0 и B_{sup}^0 . Тогда для выражения (2.15), в котором задействован коэффициент распространения $\underline{\gamma} = \gamma \exp j\theta$, этими величинами будут модуль $\gamma = \sqrt{Z^0 Y^0}$ и аргумент $\theta = (\varphi + \pi/2)/2$, которые задаются четырьмя крайними значениями $\gamma_{\text{inf}} = \sqrt{Z_{\text{inf}}^0 Y_{\text{inf}}^0}$ и $\gamma_{\text{sup}} = \sqrt{Z_{\text{sup}}^0 Y_{\text{sup}}^0}$; $\theta_{\text{inf}} = (\varphi_{\text{inf}} + \pi/2)/2$, $\theta_{\text{sup}} = (\varphi_{\text{sup}} + \pi/2)/2$.

Предельные значения кривых $H_{\text{inf}}(x_f^*)$ и $H_{\text{sup}}(x_f^*)$ модуля интервальной функции (2.15), определённые для сочетаний пороговых значений $\gamma_{\text{inf}}, \theta_{\text{inf}}$; $\gamma_{\text{inf}}, \theta_{\text{sup}}$; $\gamma_{\text{sup}}, \theta_{\text{inf}}$; $\gamma_{\text{sup}}, \theta_{\text{sup}}$, приведены на рисунке 2.6. Интервально заданная

функция $H(x_f)$ даёт некоторый интервал возможных значений координаты места повреждения $\Delta x_f(H)$. Стоит отметить, что в трёх местах – начале, конце и середине линии – функция $H(x_f)$ однозначно определена, что свидетельствует о её независимости в этих точках от удельных параметров линии.

По аналогии с локальным режимом определяется и квазилокальный режим, определяемый через модель экстремального режима. Токи экстремального режима определяются собственными проводимостями зашунтированных на выходах четырёхполюсников. В экстремальном режиме токи имеют определённую зависимость от места КЗ, выражаемую как

$$\underline{I}_{s \text{ эк}}(x_f) = \underline{Y}_{sf}(x_f) \underline{U}_s, \quad \underline{I}_{r \text{ эк}}(x_f) = \underline{Y}_{rf}(x_f) \underline{U}_r, \quad (2.16)$$

где $\underline{Y}_{sf}(x_f)$ и $\underline{Y}_{rf}(x_f)$ – взаимные проводимости между входами модели и ветвью КЗ, См;

$\underline{I}_{s \text{ эк}}(x_f)$, $\underline{I}_{r \text{ эк}}(x_f)$ – экстремальные токи с различных сторон объекта, А.

У каждого из вариантов нормального и экстремального режима есть свои достоинства. Так, модель нормального режима не имеет привязки к предполагаемому месту повреждения, однако в случае экстремального режима из-за наличия короткой отпадает необходимость в синхронизации наблюдаемых электрических величин на разных сторонах линии для определения модулей токов $I_{s \text{ эк}}(x_f)$, $I_{r \text{ эк}}(x_f)$ [76]. В то же время в этом режиме влияние поперечных элементов линии электропередачи ослабляется благодаря шунту в месте КЗ.

Нормальный и экстремальный режимы являются первым компонентом текущего режима КЗ. Остающиеся компоненты, обусловленные действием источника тока или ЭДС короткого замыкания, локализуются в алгоритмических моделях с зашунтированными входами s и r , и носят название локального и квазилокального режима.

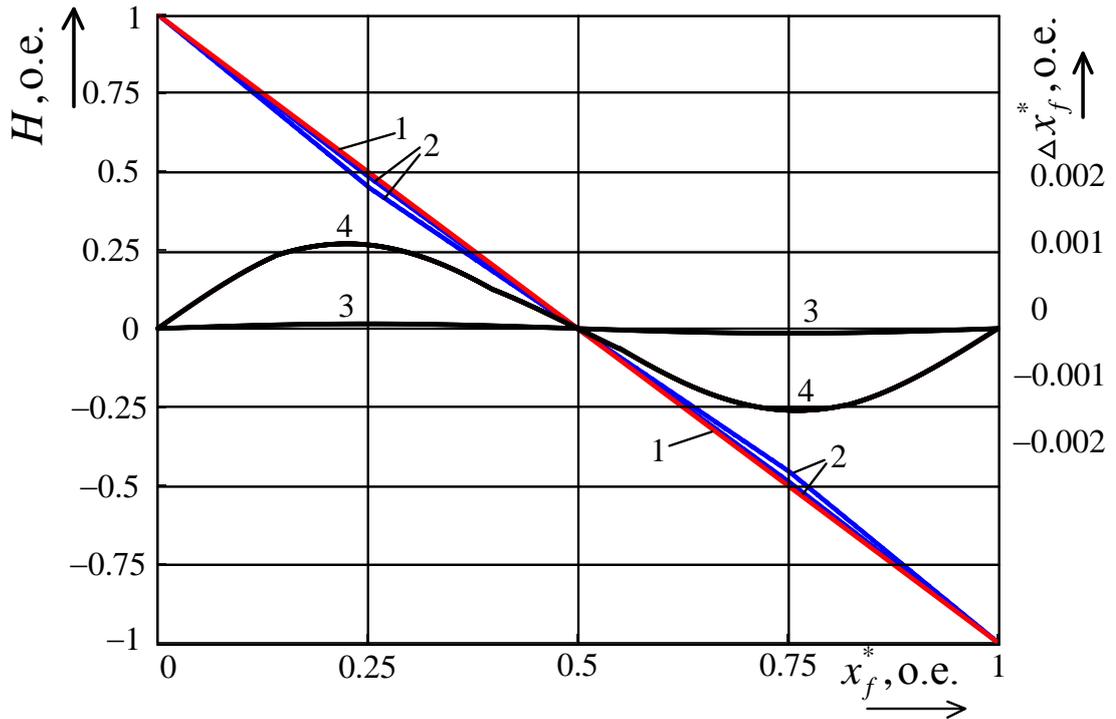


Рисунок 2.6 – Область отображения модуля замера H : 1 – без распределённой ёмкости; 2 – с учётом ёмкости при $Z^0 = (0,1...0,6)$ Ом/км, $\varphi = (60...85)$ град, $B^0 = (1...4)$ мкСм/км; 3, 4 – погрешность в определении места повреждения по линейной функции: 3 – при H_{inf} ; 4 – при

$$H_{\text{sup}}$$

При этом между локальным и квазилокальным режимами существует физическое различие. Если наблюдаются токи $\underline{I}_s^{\text{нб}}$ и $\underline{I}_r^{\text{нб}}$, то по ним находятся локальные и квазилокальные компоненты $\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{нб}}$ и $\underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{нб}}$, $\underline{I}_{s \text{ кл}}^{\text{нб}}$ и $\underline{I}_{r \text{ кл}}^{\text{нб}}$. Однако, первые определяются вычитанием тока нормального режима $\underline{I}_{\text{нм}}$, не имеющего связи с местом КЗ, а вторые – вычитанием тока экстремального режима $\underline{I}_{\text{эк}}(x_f)$, который напрямую зависит от координаты места КЗ

$$\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{нб}} = \underline{I}_s^{\text{нб}} - \underline{I}_{s \text{ нм}}, \quad \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{нб}} = \underline{I}_r^{\text{нб}} - \underline{I}_{r \text{ нм}}, \quad (2.17)$$

$$\underline{I}_{s \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f) = \underline{I}_s^{\text{нб}} - \underline{I}_{s \text{ эк}}(x_f), \quad \underline{I}_{r \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f) = \underline{I}_r^{\text{нб}} - \underline{I}_{r \text{ эк}}(x_f), \quad (2.18)$$

где $\underline{I}_s^{\text{нб}}$, $\underline{I}_r^{\text{нб}}$ – наблюдаемые токи объекта с левой и правой стороны, А;

$\underline{I}_{s \text{ нм}}$, $\underline{I}_{r \text{ нм}}$ – нормальные токи объекта с левой и правой стороны, А;

$\underline{I}_{s \text{ эк}}(x_f), \underline{I}_{r \text{ эк}}(x_f)$ – экстремальные токи объекта с левой и правой стороны,

А;

$\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{нб}}, \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{нб}}$ – локальные токи объекта с левой и правой стороны, А;

$\underline{I}_{s \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f), \underline{I}_{r \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f)$ – квазилокальные токи объекта с левой и правой стороны,

А.

Таким образом, между замерами локальных и квазилокальных токов существует принципиальное различие. Из первых формируется замер в виде фиксированной величины

$$\underline{H}_1 = \frac{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{нб}} - \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{нб}}}{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{нб}} + \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{нб}}}. \quad (2.19)$$

В то время как из квазилокальных токов – замер в виде координатного годографа комплексной функции, который в каждом истинном месте повреждения x_f совпадает с (2.19),

$$\underline{H}_2(x_f) = \frac{\underline{I}_{s \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f) - \underline{I}_{r \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f)}{\underline{I}_{s \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f) + \underline{I}_{r \text{ кл}}^{\text{нб}}(x_f)}. \quad (2.20)$$

Сами же характеристики локатора замыкания в линии электропередачи определяются независимо от нормального и экстремального режима в модели локального режима в виде функции

$$\underline{H}^{\text{ал}}(x_f) = \frac{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f) - \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f)}{\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f) + \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f)}, \quad (2.21)$$

где $\underline{I}_{s \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f), \underline{I}_{r \text{ лк}}^{\text{ал}}(x_f)$ – локальные токи алгоритмической модели, полученные на этапе обучения, А.

Отношение локальных токов в алгоритмических моделях определяется инвариантно, а величина напряжения или тока источников могут быть выбраны произвольным образом, например, приняты единичными.

Иное дело обстоит с нормальным режимом и соответствующей моделью. Идентификация повреждения в линии электропередачи и ОМП по наблюдаемым токам и напряжениям невозможны без модели нормального режима, которая

играет ключевую роль при выделении локальных составляющих. В общем случае наблюдаемый энергообъект может содержать некоторое количество неопределённых элементов, которые недоступны для наблюдения и которые вносят неопределённость в модель нормального режима. В таком случае ставится задача определить модель нормального режима для дальнейшего выделения локальных компонентов из наблюдаемых величин. На помощь приходит предшествующий режим наблюдаемого энергообъекта и его обобщенная модель нормального режима в виде Т-образной схемы замещения, позволяющая с достаточной точностью определять нормальные, а далее и локальные составляющие.

Эквивалентная Т-образная модель неповреждённого объекта по рисунку 2.7 включает в себя три элемента \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 , \underline{Z}_3 . В тех случаях, когда модель не доступна наблюдателю или недоопределена из-за наличия ненаблюдаемых элементов, возникает необходимость её адаптации по предшествующему режиму. Напряжения и токи в местах наблюдения энергообъекта связывают неизвестные сопротивления двумя уравнениями. Однако для полного определения всех параметров модели требуется ещё одно уравнение. Для этого берётся предположение, что сумма продольных сопротивлений может быть задана величиной \underline{Z}_Σ , тогда

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_s - \underline{Z}_3(1 + \underline{\eta}_1), \quad (2.22)$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_r - \underline{Z}_3(1 + \underline{\eta}_2), \quad (2.23)$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_s + \underline{Z}_r - \underline{Z}_\Sigma}{2 + \underline{\eta}_1 + \underline{\eta}_2}, \quad (2.24)$$

где $\underline{Z}_s = \underline{U}_s / \underline{I}_s$ - сопротивление левого конца системы, Ом;

$\underline{Z}_r = \underline{U}_r / \underline{I}_r$ - сопротивление первого конца системы, Ом;

$\underline{\eta}_1 = \underline{I}_r / \underline{I}_s$, $\underline{\eta}_2 = 1 / \underline{\eta}_1$ - коэффициенты токораспределения, о.е.

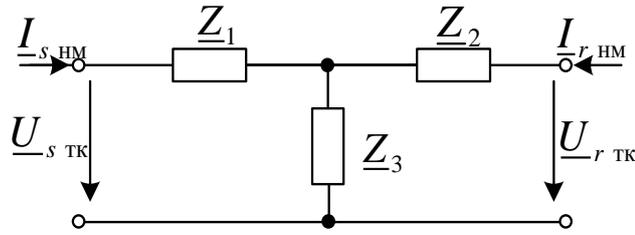


Рисунок 2.7 – Модель двухпроводного канала нормального режима

Тогда все коэффициенты уравнений четырёхполюсника формы Y , которые определяют нормальные токи, получают достаточно простое выражение через проводимости $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \underline{Y}_3$

$$\underline{Y}_{sr \text{ сб}} = \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3, \quad \underline{Y}_{rs \text{ сб}} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_3, \quad \underline{Y}_{вз} = -\underline{Y}_3,$$

$$\underline{Y}_i = \underline{\zeta} \underline{Z}_i, \quad i=1,2,3, \quad \underline{\zeta} = (\underline{Z}_1 \underline{Z}_2 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 + \underline{Z}_3 \underline{Z}_1)^{-1}.$$

Известное дело, что такая модель будет только в некотором приближении соответствовать реальной модели энергообъекта. Чтобы понять, какую погрешность вносит такое представление модели нормального режима, произведём оценку влияния поперечных элементов на суммарное продольное сопротивление. Величина суммарного сопротивления $\underline{Z}_\Sigma = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2$ будет совпадать с продольным сопротивлением линии $\underline{Z}^0 l$ только при отсутствии ответвлений, а также без учёта распределённой ёмкости.

Однородная линия с распределёнными параметрами представляет собой симметричный четырёхполюсник, в которой сопротивления $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z} = \underline{Z}_\Sigma / 2$ совпадают. Уравнение длинной линии с характеристическим сопротивлением $\underline{Z}_C = \sqrt{\underline{Z}^0 / \underline{Y}^0}$

$$\underline{I}_s = \frac{1}{\underline{Z}_C} \underline{U}_s \text{sh} \underline{\gamma} l - \underline{I}_r \text{ch} \underline{\gamma} l \quad (2.25)$$

где \underline{U}_s – напряжение левого конца линии, В;

\underline{I}_r – ток правого конца линии, А;

\underline{I}_s – ток левого конца линии, А;

l – длина линии, км;

сопоставим с уравнением модели по рисунку 2.7

$$\underline{I}_s = \frac{1}{\underline{Z}_3} \underline{U}_r - \left(1 + \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}\right) \underline{I}_r, \quad (2.26)$$

где \underline{U}_r – напряжение правого конца линии, В.

В результате найдём искомый параметр \underline{Z}_Σ

$$\underline{Z}_\Sigma = 2\underline{Z}_C \operatorname{th} \frac{\underline{\gamma}l}{2}, \quad (2.27)$$

где $\underline{\gamma}$ – коэффициент распространения линии, 1/км.

В предельном случае, когда $\underline{\gamma}l \rightarrow 0$, формула (2.27) равносильна равенству $\underline{Z}_\Sigma = \underline{Z}^0 l$. В таблице 2.1 показано отклонение сопротивлений $\underline{\Delta Z} = \underline{Z}_\Sigma - \underline{Z}^0 l$ при таком задании сопротивления элементов Т-образной модели, а также приведена погрешность $\underline{\Delta Z}/\underline{Z}^0 l$ для линии разных классов напряжений с максимальной из встречающихся длин.

Кроме того, на линии электропередачи могут располагаться ответвления [68]. Наблюдателю доступна только информация о расположении ответвлений, а режим его нагрузки неизвестен, что вносит неопределённость в модель нормального режима. Рассмотрим далее влияние ответвлений на эквивалентную Т-образную модель нормального режима. Два соседних ответвления образуют вместе с расплoженным между ними участком линии треугольник сопротивлений. На рисунке 2.8а в качестве примера приведена модель линии с четырьмя ответвлениями $\underline{Z}_{11}, \dots, \underline{Z}_{44}$ и пятью участками $\underline{Z}_{01}, \dots, \underline{Z}_{45}$.

Замена треугольников сопротивлений \underline{Z}_{11} , \underline{Z}_{22} , \underline{Z}_{12} и \underline{Z}_{33} , \underline{Z}_{44} , \underline{Z}_{34} эквивалентными звездами \underline{Z}_{66} , \underline{Z}_{16} , \underline{Z}_{26} и, соответственно, \underline{Z}_{77} , \underline{Z}_{37} , \underline{Z}_{47} приводит к следующим результатам

$$\underline{Z}_{16} + \underline{Z}_{26} = \frac{\underline{Z}_{12}}{1 + \underline{\zeta}_1} \approx (1 - \underline{\zeta}_1) \underline{Z}_{12}, \quad (2.28)$$

$$\underline{Z}_{66} \approx (1 - \underline{\zeta}_1) \frac{\underline{Z}_{11} \underline{Z}_{22}}{\underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{22}}, \quad (2.29)$$

$$\underline{Z}_{37} + \underline{Z}_{47} = \frac{\underline{Z}_{34}}{1 + \underline{\zeta}_2} \approx (1 - \underline{\zeta}_2) \underline{Z}_{34}, \quad (2.30)$$

$$\underline{Z}_{77} \approx (1 - \underline{\zeta}_2) \frac{\underline{Z}_{33} \underline{Z}_{44}}{\underline{Z}_{33} + \underline{Z}_{44}}, \quad (2.31)$$

$$\underline{\zeta}_1 = \frac{\underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{22}}, \quad \underline{\zeta}_2 = \frac{\underline{Z}_{34}}{\underline{Z}_{33} + \underline{Z}_{44}}, \quad (2.32)$$

где $\underline{\zeta}_i$ – поправочные коэффициенты или погрешности, о.е.

Таблица 2.1 – Погрешность Т-образной модели линии электропередачи из-за неучёта распределённой ёмкости

Параметры линии		Номинальное напряжение, кВ						
		35	110	220	330	500	750	1150
длина l , км		30	120	250	300	400	500	500
\underline{Z}^0	Z^0 , Ом/км	0,500	0,462	0,440	0,332	0,307	0,290	0,270
	φ , град	60,0	74,0	77,0	82,0	85,0	86,5	87,6
Y^0 , мкСм/км		2,60	2,65	2,70	3,41	3,62	4,13	4,38
\underline{Z}_C	Z_C , Ом	438	418	404	312	291	265	248
	φ_C , град	-15,0	-8,00	-6,50	-4,00	-2,50	-1,75	-1,20
$\underline{\gamma}$	α , мНп/км	0,295	0,154	0,123	0,074	0,046	0,033	0,023
	β , 10^{-3} рад/км	1,10	1,10	1,08	1,06	1,05	1,09	1,09
\underline{Z}_Σ	R_Σ , Ом	7,48	15,3	25,0	14,1	11,0	9,31	5,95
	X_Σ , Ом	13,0	53,4	108	99,3	124	148	138
$\underline{Z}^0 l$	$R^0 l$, Ом	7,48	15,3	24,8	13,8	10,7	8,85	5,66
	$X^0 l$, Ом	13,0	53,3	107	98,5	122	145	135
$\underline{\Delta Z}$	ΔR , Ом	0,001	0,043	0,302	0,240	0,325	0,462	0,292
	ΔX , Ом	0,001	0,069	0,616	0,818	1,824	3,700	3,420
$\Delta Z / Z^0 l$, %		0,010	0,147	0,623	0,856	1,509	2,572	2,541

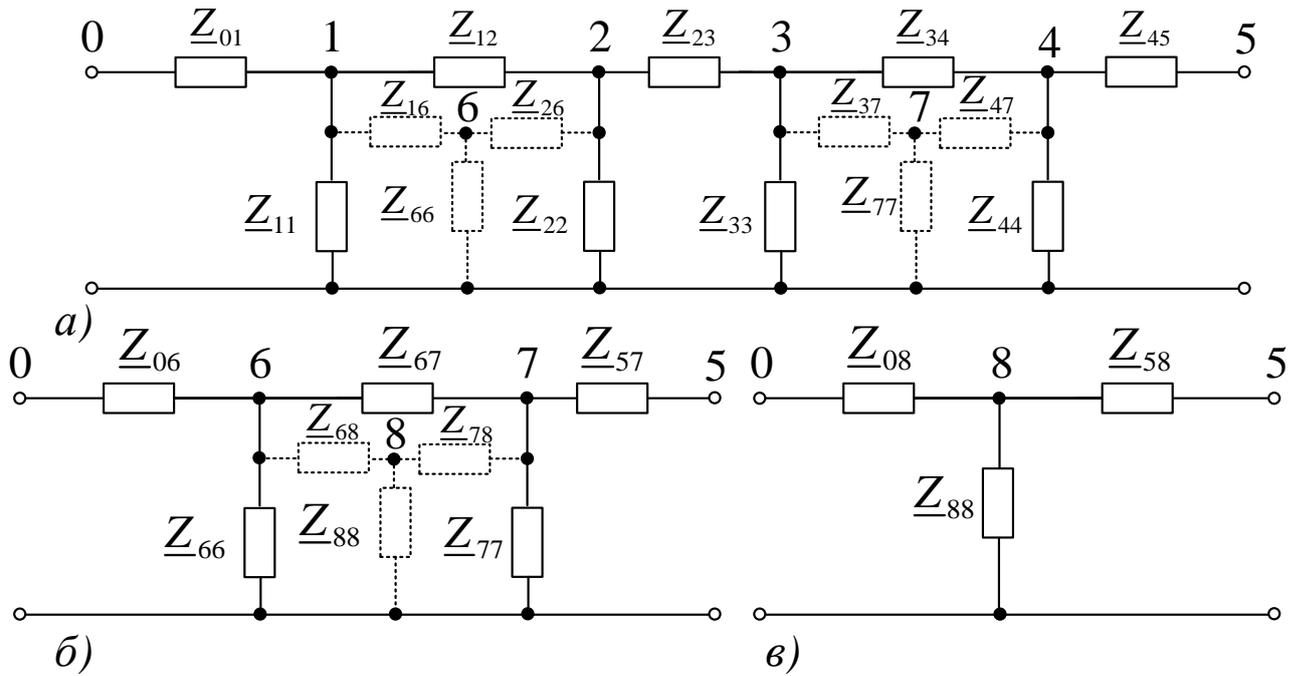


Рисунок 2.8 – Изменение эквивалентного продольного сопротивления участка линии под влиянием ответвлений: а, б, в – переход к эквивалентной Т-образной модели

Последовательный переход в эквивалентной Т-образной модели показан на рисунке 2.8б, в. В реальных электропередачах с ответвлениями значения коэффициентов (2.32) находятся в первой четверти комплексной плоскости и обусловлены малым модулем (рисунок 2.9).

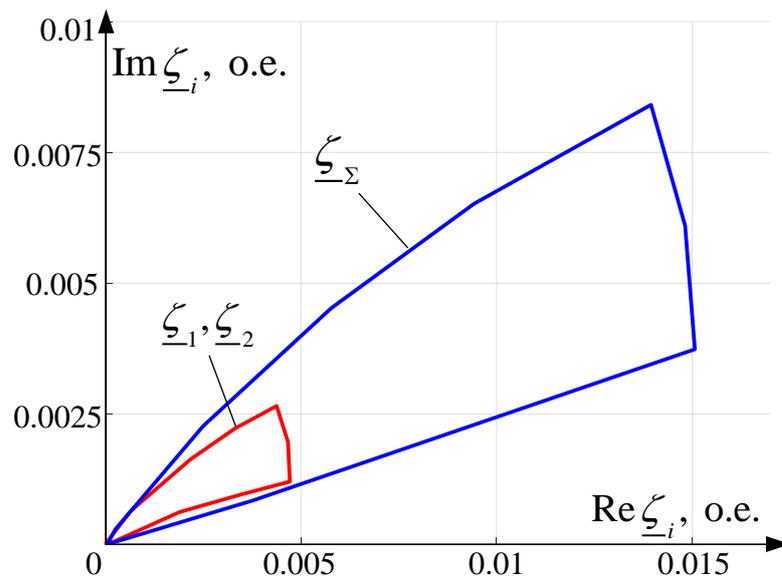


Рисунок 2.9 – Пределы изменения коэффициентов $\underline{\zeta}_i$ для линии электропередачи ($\underline{\zeta}_\Sigma$ – погрешность при переходе от Z_{66}, Z_{77} к Z_{88})

Сами же выражения (2.28) – (2.32) свидетельствуют о том, что сумма эквивалентных сопротивлений отклоняется в меньшую сторону относительно величины $\underline{Z}^0 l$, а эквивалентные поперечные сопротивления отклоняются в меньшую сторону относительно параллельного соединения ответвлений.

В качестве примера можно рассмотреть линию электропередачи 110 кВ с тремя ответвлениями, номинальная мощность каждого из которых равна 25 МВА. Длина линии $l = 100$ км, а удельные сопротивления и проводимости $Z^0 = 0,127 + j0,444$ Ом/км, $Y^0 = j2,65$ мкСм/км. Фактическая мощность ответвлений определяется коэффициентом загрузки трансформатора и в общем случае различна для каждого из ответвлений. Модель нормального режима определяется по параметрам предшествующего режима (2.22) – (2.24) в предположении, что $\underline{Z}_\Sigma = \underline{Z}^0 l$. После чего определяются локальные токи и их соотношение. Отклонение полученного соотношения локальных токов от канонической прямой (2.13) незначительно (рисунок 2.10), что говорит о правомерности предположений при определении эквивалентной Т-образной модели нормального режима энергообъекта.

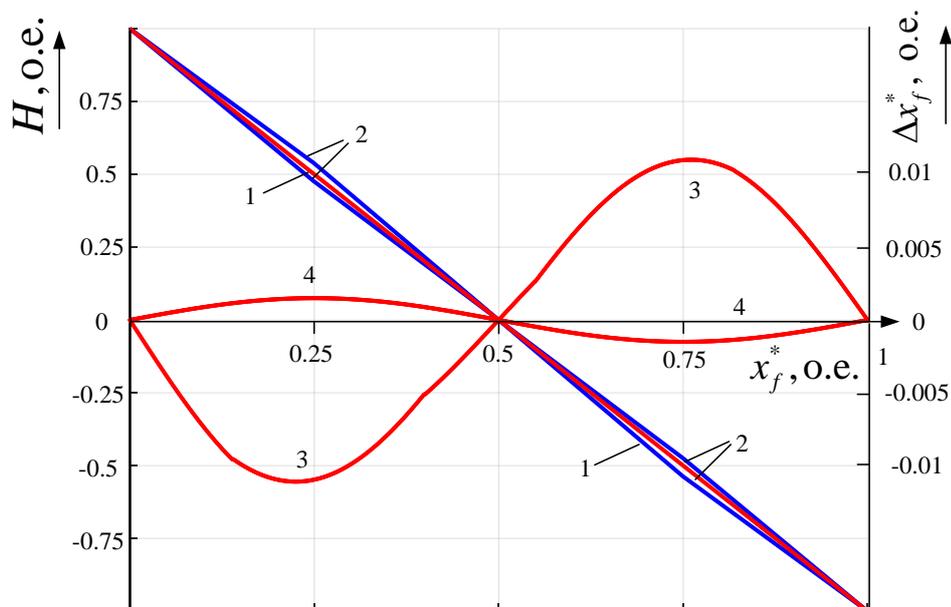


Рисунок 2.10 – Зависимость $H(x_f)$ для линии с ответвлениями и погрешности ОМП: 1 – каноническая прямая, 2 – реальные кривые, 3, 4 – отклонение реальных кривых от канонической прямой

Таким образом, данный способ определения нормальной модели линии электропередачи с ненаблюдаемыми ответвлениями даёт малые величины погрешностей. Строго говоря, модель нормального режима, востребованная для задачи идентификации повреждения линии электропередачи, может быть построена не только в комплексном базисе (или модальном в случае несимметричной электропередачи), но и в более общем базисе мгновенных значений токов и напряжений. Рассмотрение нормального режима и процессов в такой модели связано с определёнными трудностями, в частности, модель нормального режима должна описываться уравнениями длинной линии в мгновенном базисе.

§2.3 Модальный базис при идентификации повреждений несимметричной электропередачи

Рассмотрев несимметричную линию электропередачи с сосредоточенными параметрами, становится понятно, что эта несимметрия создаёт методическую погрешность в случае применения методов, изначально предназначенных для симметричных линий. Привлекательная черта фазных безнулевых составляющих заключается в том, что они разделяют трехфазную систему на автономные двухпроводные модели, а разложение фазных величин на составляющие такого рода универсально, т.е. не зависит от параметров объекта, если только его фазы расположены симметрично. Несимметричная система допускает разделение на автономные двухпроводные модели в базисе модальных составляющих [11,17,28,52]. Покажем, каким образом совмещаются представления о модальных и локальных компонентах фазных величин. Пусть $\underline{\mathbf{A}}$ – квадратная матрица параметров многопроводной системы, $\underline{\mathbf{V}}$ - матрица её собственных векторов, $\underline{\mathbf{\Lambda}}$ - диагональная матрица её собственных значений. Возможность представления многопроводной системы автономными двухпроводными моделями вытекает из соотношения

$$\underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{A}} \underline{\mathbf{V}} = \underline{\mathbf{\Lambda}}, \quad (2.33)$$

диагонализующего матрицу $\underline{\mathbf{A}}$. Если n – порядок матрицы $\underline{\mathbf{A}}$, и $n(n+1)/2$ – число её независимых элементов, подсчитанных с учётом свойства взаимности, присущего статическим цепям, то (2.33) приводит матрицу $\underline{\mathbf{A}}$ к диагональной форме, насчитывающей всего n параметров. Собственные значения матрицы исходных фазных параметров являются параметрами модальных каналов несимметричной системы.

Преобразование фазных напряжений и токов в модальные в системах с сосредоточенными и с распределёнными параметрами осуществляется по-разному. Система с сосредоточенными параметрами описывается матричным уравнением закона Ома в фазных координатах, о чём будет говорить индекс «ф»

$$\underline{\mathbf{U}}_{1\phi} - \underline{\mathbf{U}}_{2\phi} = \underline{\mathbf{Z}}_{\phi} \underline{\mathbf{I}}_{\phi}, \quad (2.34)$$

где $\underline{\mathbf{U}}_{1\phi}$, $\underline{\mathbf{U}}_{2\phi}$ – векторы фазных напряжений с обоих концов, В;

$\underline{\mathbf{I}}_{\phi}$ – векторы фазных токов, А;

$\underline{\mathbf{Z}}_{\phi}$ – матрица фазных сопротивлений, Ом.

Пусть $\underline{\mathbf{V}}$ - матрица собственных векторов, а $\underline{\mathbf{\Lambda}} = \underline{\mathbf{Z}}_{\mathbf{m}}$ - диагональная матрица собственных значений матрицы $\underline{\mathbf{Z}}_{\phi}$. Вместе с тем $\underline{\mathbf{z}}_{\mathbf{m}}$ – матрица модальных сопротивлений рассматриваемой системы, связанная с фазными сопротивлениями процедурой диагонализации (2.33)

$$\underline{\mathbf{z}}_{\mathbf{m}} = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{Z}}_{\phi} \underline{\mathbf{V}}. \quad (2.35)$$

Записав (2.34) в виде

$$\underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_{1\phi} - \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_{2\phi} = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{Z}}_{\phi} \underline{\mathbf{V}} \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_{\phi}, \quad (2.36)$$

вводя обозначения модальных векторов напряжения и тока

$$\underline{\mathbf{U}}_{\mathbf{m}} = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_{\phi}, \quad \underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{m}} = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_{\phi} \quad (2.37)$$

и учитывая (2.35), придадим (2.36) форму матричного модального закона Ома

$$\underline{\mathbf{U}}_{1\mathbf{m}} - \underline{\mathbf{U}}_{2\mathbf{m}} = \underline{\mathbf{z}}_{\mathbf{m}} \underline{\mathbf{I}}_{\mathbf{m}}, \quad (2.38)$$

где $\underline{\mathbf{U}}_{1\mathbf{m}}$, $\underline{\mathbf{U}}_{2\mathbf{m}}$ – векторы модальных напряжений с обоих концов, В;

$\underline{\mathbf{I}}_m$ – вектор модальных токов, \mathbf{A} ; дающего автономное описание каждого модального канала, который в локальном режиме имеет тот же вид, что и схема на рисунке 2.3.

Линия же с распределёнными параметрами описывается системой двух матричных дифференциальных уравнений первого порядка с квадратными матрицами первичных параметров удельных сопротивлений $\underline{\mathbf{Z}}_\phi^0$ и проводимостей $\underline{\mathbf{Y}}_\phi^0$

$$-\frac{d\underline{\mathbf{U}}_\phi(x)}{dx} = \underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 \underline{\mathbf{I}}_\phi(x), \quad (2.39)$$

$$-\frac{d\underline{\mathbf{I}}_\phi(x)}{dx} = \underline{\mathbf{Y}}_\phi^0 \underline{\mathbf{U}}_\phi(x), \quad (2.40)$$

откуда следуют отдельные описания напряжений и токов с произведениями матриц $\underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 \underline{\mathbf{Y}}_\phi^0$ и $\underline{\mathbf{Y}}_\phi^0 \underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 = (\underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 \underline{\mathbf{Y}}_\phi^0)^T$

$$\frac{d^2 \underline{\mathbf{U}}_\phi(x)}{dx^2} = \underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 \underline{\mathbf{Y}}_\phi^0 \underline{\mathbf{U}}_\phi(x), \quad (2.41)$$

$$\frac{d^2 \underline{\mathbf{I}}_\phi(x)}{dx^2} = \underline{\mathbf{Y}}_\phi^0 \underline{\mathbf{Z}}_\phi^0 \underline{\mathbf{I}}_\phi(x), \quad (2.42)$$

где $\underline{\mathbf{U}}_\phi(x)$ – вектор фазных напряжений в произвольном месте линии с координатой x , В;

$\underline{\mathbf{I}}_\phi(x)$ – вектор фазных токов в произвольном месте линии с координатой x , А.

Преобразование фазных векторов в модальные $\underline{\mathbf{U}}_m(x)$, $\underline{\mathbf{I}}_m(x)$ должно в данном случае приводить к диагонализации всех квадратных матриц в составе уравнений (2.39) – (2.42). В отличие от системы с сосредоточенными параметрами, где преобразование (2.37) как для напряжений, так и для токов выполняет одна и та же матрица $\underline{\mathbf{V}}$, в системе с распределёнными параметрами это будут разные матрицы. Сохраним за напряжениями прежнее обозначение матрицы преобразования

$$\underline{\mathbf{U}}_m(x) = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_\phi(x), \quad (2.43)$$

а для матрицы преобразования токов введём новое обозначение $\underline{\mathbf{W}}$

$$\underline{\mathbf{I}}_M(x) = \underline{\mathbf{W}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_\Phi(x), \quad (2.44)$$

где $\underline{\mathbf{U}}_M(x)$ – вектор модальных напряжений в произвольном месте линии с координатой x , В;

$\underline{\mathbf{I}}_M(x)$ – вектор модальных токов в произвольном месте линии с координатой x , А;

$\underline{\mathbf{V}}$ - матрица соотношений напряжений в фазных и модальных координатах, о.е.;

$\underline{\mathbf{W}}$ - матрица соотношений токов в фазных и модальных координатах, о.е.

Умножив обе части уравнения (2.39) на $\underline{\mathbf{V}}^{-1}$ и введя справа единичный множитель $\underline{\mathbf{W}}\underline{\mathbf{W}}^{-1}$, получим

$$-\frac{d(\underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{U}}_\Phi(x))}{dx} = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{Z}}_\Phi^0 \underline{\mathbf{W}}\underline{\mathbf{W}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_\Phi(x) \quad (2.45)$$

В качестве первого требования к матрицам $\underline{\mathbf{W}}$ и $\underline{\mathbf{V}}$ ставится возможность диагонализации на их основе матрицы $\underline{\mathbf{Z}}_\Phi^0$, вследствие чего она преобразуется в матрицу модальных удельных сопротивлений

$$\underline{\mathbf{Z}}_M^0 = \underline{\mathbf{V}}^{-1} \underline{\mathbf{Z}}_\Phi^0 \underline{\mathbf{W}}, \quad (2.46)$$

где $\underline{\mathbf{Z}}_M^0$ – матрица удельных модальных сопротивлений, Ом/км; а (2.45) – в модальное уравнение

$$-\frac{d\underline{\mathbf{U}}_M(x)}{dx} = \underline{\mathbf{Z}}_M^0 \underline{\mathbf{I}}_M(x). \quad (2.47)$$

Второе требование к матрицам $\underline{\mathbf{W}}$ и $\underline{\mathbf{V}}$ – возможность диагонализации на их основе матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_\Phi^0$

$$\underline{\mathbf{Y}}_M^0 = \underline{\mathbf{W}}^{-1} \underline{\mathbf{Y}}_\Phi^0 \underline{\mathbf{V}} \quad (2.48)$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_M^0$ – матрица удельных модальных проводимостей, См/км; и соответствующее преобразование фазного уравнения (2.40) в модальное уравнение

$$-\frac{d\mathbf{I}_M(x)}{dx} = \mathbf{Y}_M^0 \mathbf{U}_M(x). \quad (2.49)$$

Применяя матрицы \mathbf{W} и \mathbf{V} к преобразованию произведений фазных параметров и учитывая равенства (2.46), (2.48), получим

$$\mathbf{V}^{-1}(\mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{Y}_\phi^0) \mathbf{V} = (\mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{W})(\mathbf{W}^{-1} \mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{V}) = \mathbf{Z}_M^0 \mathbf{Y}_M^0, \quad (2.50)$$

$$\mathbf{W}^{-1}(\mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{Z}_\phi^0) \mathbf{W} = (\mathbf{W}^{-1} \mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{V})(\mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{W}) = \mathbf{Y}_M^0 \mathbf{Z}_M^0, \quad (2.51)$$

откуда следует, что диагональность сомножителей \mathbf{Z}_M^0 , \mathbf{Y}_M^0 распространяется на их произведения, в силу чего

$$\mathbf{Z}_M^0 \mathbf{Y}_M^0 = \mathbf{Y}_M^0 \mathbf{Z}_M^0. \quad (2.52)$$

Получается, что произведение модальных параметров является общей матрицей собственных значений обоих произведений фазных параметров $\mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{Y}_\phi^0$ и $\mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{Z}_\phi^0$, причём \mathbf{V} есть матрица собственных векторов произведения $\mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{Y}_\phi^0$, а \mathbf{W} – произведения $\mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{Z}_\phi^0$. Остаётся перевести в модальную форму уравнения второго порядка (2.41) и (2.42). Умножая их на матрицы \mathbf{V} и \mathbf{W}

$$\frac{d^2(\mathbf{V}^{-1} \mathbf{U}_\phi(x))}{dx^2} = (\mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{W})(\mathbf{W}^{-1} \mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{V}) \mathbf{V}^{-1} \mathbf{U}_\phi(x), \quad (2.53)$$

$$\frac{d^2(\mathbf{W}^{-1} \mathbf{I}_\phi(x))}{dx^2} = (\mathbf{W}^{-1} \mathbf{Y}_\phi^0 \mathbf{V})(\mathbf{V}^{-1} \mathbf{Z}_\phi^0 \mathbf{W}) \mathbf{W}^{-1} \mathbf{I}_\phi(x), \quad (2.54)$$

и учитывая равенство (2.52), получим модальные уравнения с диагональной матрицей параметров

$$\frac{d^2 \mathbf{U}_M(x)}{dx^2} = \mathbf{Z}_M^0 \mathbf{Y}_M^0 \mathbf{U}_M(x), \quad (2.55)$$

$$\frac{d^2 \mathbf{I}_M(x)}{dx^2} = \mathbf{Y}_M^0 \mathbf{Z}_M^0 \mathbf{I}_M(x), \quad (2.56)$$

которые согласуются с уравнениями первого порядка (2.47), (2.49), как если бы были получены непосредственно из них.

Процедура определения модальных параметров включает в себя основные и дополнительные операции. К основным относится определение матриц $\underline{\mathbf{V}}$ и $\underline{\mathbf{W}}$ собственных векторов квадратных матриц $\underline{\mathbf{Z}}_M^0 \underline{\mathbf{Y}}_M^0$ и $(\underline{\mathbf{Z}}_M^0 \underline{\mathbf{Y}}_M^0)^T$, далее следует определение первичных параметров $\underline{\mathbf{Z}}_M^0$ и $\underline{\mathbf{Y}}_M^0$ по формулам (2.46) и (2.48), что позволяет рассматривать каждый ν -й модальный канал независимо от остальных. Если $\underline{Z}_{M\nu}^0$ и $\underline{Y}_{M\nu}^0$ – первичные параметры этой двухпроводной линии (ν -ые элементы диагональных матриц $\underline{\mathbf{Z}}_M^0$ и $\underline{\mathbf{Y}}_M^0$), то вторичные параметры – коэффициент распространения $\underline{\gamma}_{M\nu}$ и характеристическое сопротивление $\underline{Z}_{Mck\nu}$ – определяются известными формулами

$$\underline{\gamma}_{M\nu} = \sqrt{\underline{Z}_{M\nu}^0 \underline{Y}_{M\nu}^0}, \quad \underline{Z}_{Mck\nu} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_{Mk}^0}{\underline{Y}_{Mk}^0}}, \quad (2.57)$$

после чего локальный режим несимметричной линии можно представить в виде отдельных локальных режимов модальных каналов – двухпроводных однородных линий с параметрами (2.57), для которых справедливо отношение граничных локальных токов (2.15).

В качестве примера рассмотрим реальную линию электропередачи 750 кВ [10] длиной 189,5 км с удельными параметрами, учитывающими влияние двух грозозащитных тросов с частыми заземлениями, погонные сопротивления и проводимости каждой из фаз на землю, а также между фазами представлены в виде матриц 3x3:

$$\underline{\mathbf{Z}}_{\Phi}^0 = \begin{bmatrix} 0,0854 & 0,0682 & 0,0641 \\ 0,0682 & 0,0838 & 0,0682 \\ 0,0641 & 0,0682 & 0,0854 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} 0,3872 & 0,1317 & 0,0947 \\ 0,1317 & 0,3859 & 0,1317 \\ 0,0947 & 0,1317 & 0,3872 \end{bmatrix} \text{ Ом/км,}$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\Phi}^0 = j \begin{bmatrix} 3,7882 & -0,6463 & -0,1859 \\ -0,6463 & 3,8423 & -0,6463 \\ -0,1859 & -0,6463 & 3,7882 \end{bmatrix} \text{ мкСм/км,}$$

где элементы на главной диагонали отвечают за контур фаза-земля, а остальные – фаза-фаза. Стоит заметить, что данная линия не является симметричной, о чём

свидетельствуют различные сопротивления контура как самих фаз, так и между фазами.

Так как линия несимметричная, то необходимо произвести переход в более общий модальный базис. Тогда матрицы собственных векторов произведений $\underline{Z}_\phi^0 \underline{Y}_\phi^0$ и $\underline{Y}_\phi^0 \underline{Z}_\phi^0$, нормированные по первой строке

$$\underline{V} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1,0029 & 0 & -2,3072 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0,0008 & 0 & 0,0030 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\underline{W} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0,8668 & 0 & -1,9942 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0,0011 & 0 & 0,0015 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

А диагональная матрица их собственных значений

$$\underline{\Lambda} = \text{diag}(-1,7609; -1,1625; -1,1174) + j \text{diag}(0,6165; 0,0849; 0,0679).$$

Первичные и вторичные параметры модальных каналов ($\nu=1,2,3$)

$$\underline{Z}_M^0 = \{0,2085 + j0,5961; 0,0214 + j0,2925; 0,0132 + j0,2194\} \text{ Ом/км},$$

$$\underline{Y}_M^0 = \{0,0008 + j2,9541; j3,9742; 0,0019 + j5,0934\} \text{ мкСм/км},$$

$$\underline{\gamma}_{M\nu} = \{0,2289 + j1,3466; 0,393 + j1,0789; 0,0321 + j1,0576\} \text{ мНп/км},$$

$$\underline{Z}_{M\nu} = \{455,86 - j77,36; 271,49 - j9,90; 207,64 - j6,22\} \text{ Ом/км}.$$

Соотношение между локальными токами на границах каждого из трёх модальных каналов ($\nu=1,2,3$) при однофазных и междуфазных КЗ в рассматриваемой линии обнаруживает любопытное явление. Из шести простых видов КЗ – однофазных и междуфазных – в каждом из модальных каналов пять видов распознаются без погрешностей, а один из шести вовсе не распознаётся. В первом и третьем модальном каналах так происходит с замыканием между фазами *C* и *A*, а во втором канале с замыканием фазы *B*. Объяснение кроется в свойствах матрицы преобразования фазных токов в модальные. Как следует из преобразования фазных токов в модальные матрица должна быть получена путём обращения матрицы \underline{W}

$$\underline{\mathbf{W}}^{-1} = \begin{bmatrix} 0,3485 & 0,3495 & 0,3485 \\ 0,5000 & 0 & -0,5000 \\ 0,1515 & -0,3495 & 0,1515 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -0,0002 & 0 & -0,0002 \\ 0 & 0 & 0,0015 \\ 0,0002 & 0 & 0,0002 \end{bmatrix}.$$

Данная матрица формирует граничные условия модальных каналов. В локальном режиме V -го канала граничное условие задаётся током \underline{I}_{fV} . Между тем, изначально граничное условие предстаёт в фазных координатах в виде вектора $\underline{\mathbf{I}}_f = [\underline{I}_{fA}, \underline{I}_{fB}, \underline{I}_{fC}]^T$. Так как в конечном счёте должно быть определено отношение локальных токов, исходное значение тока простого КЗ можно положить равным 1. Тогда при КЗ в фазе B фазный граничный вектор $\underline{\mathbf{I}}_{f\Phi} = [0, 1, 0]^T$ преобразуется матрицей $\underline{\mathbf{W}}^{-1}$ в модальный вектор $\underline{\mathbf{I}}_{fM} = \underline{\mathbf{W}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_{f\Phi} = [0,3495; 0; -0,3495]^T$, а при КЗ между фазами C и A фазный вектор $\underline{\mathbf{I}}_{f\Phi} = [-1, 0, 1]^T$ даёт после преобразования модальный вектор $\underline{\mathbf{I}}_{fM} = \underline{\mathbf{W}}^{-1} \underline{\mathbf{I}}_{f\Phi} = [0; -1; 0]^T$. Как видим, нечувствительность отдельных модальных каналов к определённым видам КЗ объясняется спецификой матрицы преобразования токов в электропередаче с горизонтальным расположением проводов. Но, как бы то ни было, остаётся по меньшей мере один модальный канал, локальный режим которого обнаруживает место КЗ без методической погрешности.

Естественно задаться вопросом, к каким последствиям для соотношения локальных токов приведёт усреднение собственных и взаимных удельных параметров несимметричной линии, открывающее возможность её симметрирования с целью обращения к безнулевым каналам. В этом случае средние значения собственных и взаимных параметров составляют $\underline{Z}_{c0}^0 = 0,0849 + j0,3868$ Ом/км, $\underline{Z}_{B3}^0 = 0,0669 + j0,1194$ Ом/км, $\underline{Y}_{c0}^0 = j3,8062$ мкСм/км, $\underline{Y}_{B3}^0 = -j0,4928$ мкСм/км, отсюда параметры прямой последовательности, используемые в безнулевых каналах, $\underline{Z}_1^0 = 0,0180 + j0,2674$ Ом/км, $\underline{Y}_1^0 = j4,2991$ мкСм/км. Погрешности локального режима в безнулевых каналах

для рассматриваемой линии оказались весьма незначительными как показано на рисунке 2.11.

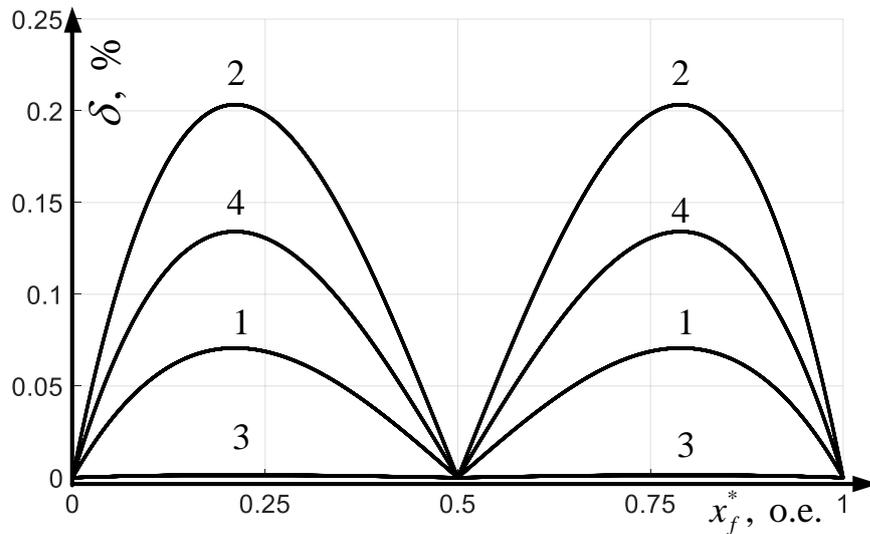


Рисунок 2.11 – Погрешности отношения локальных токов в безнулевых каналах по сравнению с модальными каналами при $K_B^{(1)}$ и $K_{CA}^{(2)}$ в ЛЭП 750 кВ: 1,2 – в канале фазы В при $K_B^{(1)}$, 3,4 – в канале фазы С при $K_{CA}^{(2)}$, 1,3 и 2,4 – с учётом и без учёта распределённой ёмкости

Более того, неучёт распределённой ёмкости не приводит к большой погрешности. Приходим к выводу, что соотношение локальных токов малочувствительно как к несимметрии реальной электропередачи, так и к влиянию распределённой ёмкости. Данный результат важен для определения зависимости соотношения токов от координаты места КЗ. Но алгоритм определения места КЗ в наблюдаемой линии включает в себя ещё и определение нормальных токов.

В однородной двухпроводной длинной линии, будь это модальный канал несимметричной неповреждённой линии или безнулевой канал симметричной неповреждённой линии, нормальные составляющие токов определяются уравнениями формы Y , коэффициенты которой определяются заранее.

В отличие от локального режима для нормального режима погрешность от симметрирования линии 750 кВ достигла 2,5% как на рисунке 2.12, т.е. оказалась неприемлемо высокой. Получается, что модальный базис востребован в первую очередь для выделения нормальных составляющих наблюдаемых токов. Точность отношения локальных токов, которое выполняет основную информационную

функцию определения места КЗ, практически полностью зависит от точности выделения самих нормальных токов, что в свою очередь зависит исключительно от того, с какой точностью будут найдены нормальные компоненты аварийных составляющих или же непосредственно наблюдаемых на обеих сторонах линии токов КЗ.

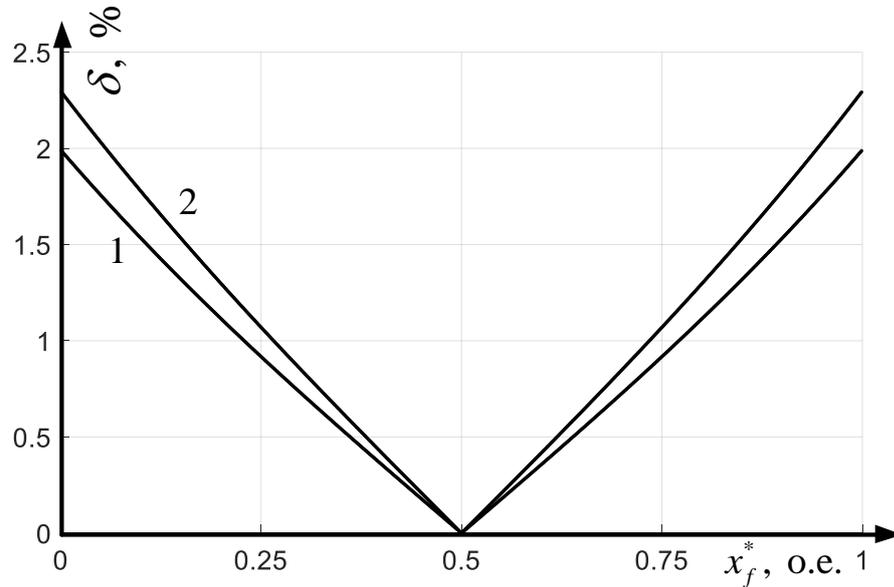


Рисунок 2.12 – Погрешности отношения локальных токов в безнулевых каналах с использованием нормальной модели электропередачи с усреднёнными параметрами по сравнению с модальными каналами: 1 – с учётом распределённой ёмкости и 2 – без учёта

§2.4 Определение повреждений в линии электропередачи по мгновенным значениям наблюдаемых электрических величин

Рассмотрение локального режима в более общем мгновенном базисе имеет свои особенности, речь о которых пойдет далее [31,32,41,43]. Пусть t_s – время, в котором ведётся наблюдение энергообъекта в месте s , t_r – в месте r , а $t_s = 0$ и $t_r = 0$ – моменты появления локальных токов $i_{s, \text{лк}}(t_s)$ и, соответственно, $i_{r, \text{лк}}(t_r)$. Локальный режим с зашунтированными местами наблюдения создаётся источниками тока $i_f(t_f)$ или ЭДС $e_f(t_f)$, как показано на рисунке 2.13.

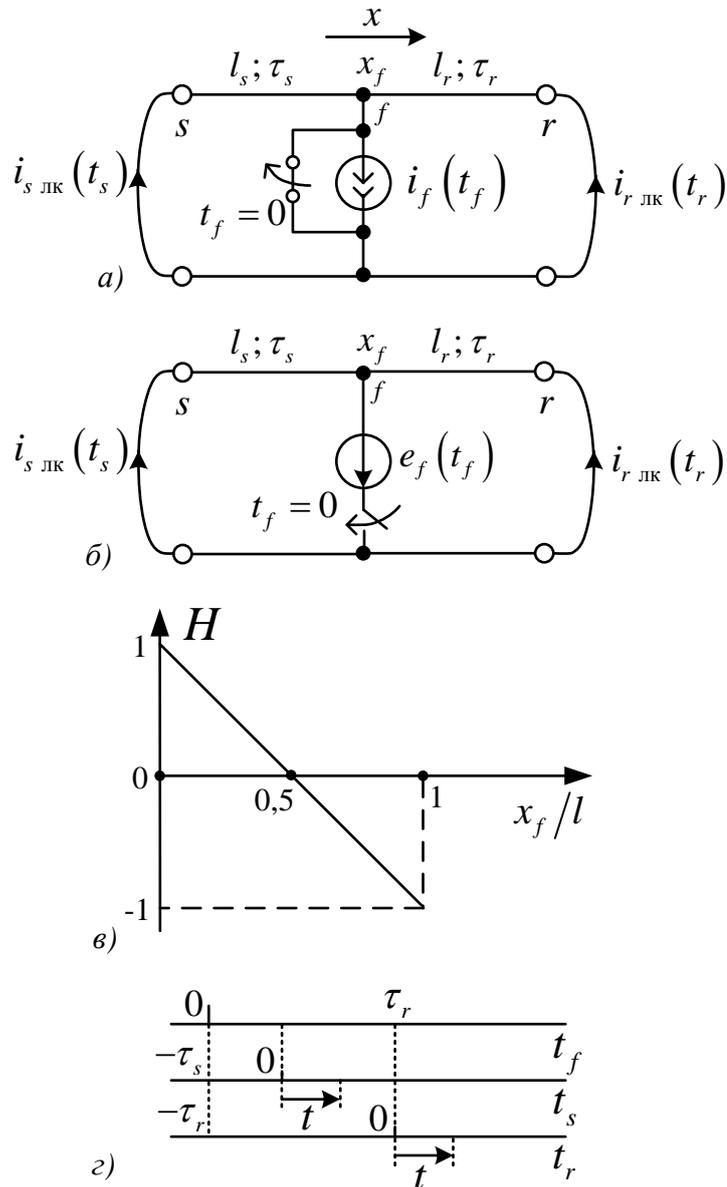


Рисунок 2.13 – Локальный режим энергообъекта, активируемого из места КЗ: a – источником тока, $б$ – ЭДС, $в$ – каноническая функция места КЗ, $г$ – соответствие начал отсчёта времени t_f ,

t_s , t_r и t

Неизвестными величинами являются место КЗ f , момент КЗ $t_f = 0$, сами источники $i_f(t_f)$, $e_f(t_f)$, а также интервалы времени между моментами $t_f = 0$, $t_s = 0$, $t_r = 0$. Протекающие в шунтах токи локального режима $i_{s\text{ лк}}(t_s)$ и $i_{r\text{ лк}}(t_r)$ являются составляющими наблюдаемых токов $i_s(t_s)$ и $i_r(t_r)$. В случае распределенного объекта времена $t_f = 0$, $t_s = 0$ и $t_r = 0$ не совпадают между собой,

как показано на рисунке 2.13г, в отличие от сосредоточенного объекта, в котором рассматриваемые времена совпадают $t_f = t_s = t_r = 0$.

Синусоидальный синхронно наблюдаемый локальный режим обнаруживает важную закономерность. Как отмечалось ранее, соотношение комплексов локальных токов $\underline{I}_{s \text{ лк}}$ и $\underline{I}_{r \text{ лк}}$ инвариантно относительно источников \underline{I}_f , \underline{E}_f и определяется координатой КЗ x_f . Так, комплексная функция места КЗ

$$\underline{H}(x_f) = \frac{\underline{I}_{s \text{ лк}}(x_f) - \underline{I}_{r \text{ лк}}(x_f)}{\underline{I}_{s \text{ лк}}(x_f) + \underline{I}_{r \text{ лк}}(x_f)}, \quad (2.58)$$

где $\underline{I}_{s \text{ лк}}$ – комплекс локального тока левой стороны электропередачи, А;

$\underline{I}_{r \text{ лк}}$ – комплекс локального тока правой стороны электропередачи, А; даёт для однородной линии каноническую линейную зависимость $\underline{H}(x_f)$, как это показано на рисунке 2.13г,

$$\underline{K}(x_f) = K(x_f) = 1 - 2(x_f/l), \quad (2.59)$$

где x_f – координата места повреждения, км;

$l = l_s + l_r$ – длина линии электропередачи, км;

l_s, l_r – длина линии электропередачи до и после места КЗ, км; которая не имеет методической погрешности при неучёте распределённой ёмкости. Стоит отметить, что влияние ёмкости существенно понижают шунты на выходах модели локального режима.

При междуфазном КЗ рассматривается двухпроводная модель либо одной из повреждённых фаз, либо сам междуфазный канал повреждения, тогда как для замыкания на землю рассматривается канал повреждённой фазы (рисунок 2.14). Локальный режим создаётся тремя токами $i_{\nu f}$, $\nu = A, B, C$ – обозначение произвольной фазы. В симметричной линии имеется возможность определить три двухпроводных фазных канала центрированных составляющих, как показано на рисунке 2.14б, в [17,25]

$$i'_\nu = i_\nu - i_0, \quad (2.60)$$

где i_ν – ток произвольной фазы, А;

$\nu - 1$ и $\nu + 1$ – обозначения отстающей и опережающей фазы;

$i_0 = (1/3)(i_\nu + i_{\nu-1} + i_{\nu+1})$ – ток нулевой последовательности, А;

$i'_\nu = (1/3)(2i_\nu - i_{\nu-1} - i_{\nu+1})$ – безнулевая (центрированная) составляющая фазного тока, А.

В случае же несимметричной линии локальный режим необходимо рассматривать в двухпроводных каналах модальных составляющих. В мгновенном базисе для локального режима была обнаружена функция двух переменных $H(x_f, t)$ – координаты x_f и времени t , отсчитываемого как от начала времени t_s , так и от t_r , расположение на оси времени которых дано на рисунке 2.13в

$$H(x_f, t) = \frac{i_{s \text{ лк}}(x_f, t) - i_{r \text{ лк}}(x_f, t)}{i_{s \text{ лк}}(x_f, t) + i_{r \text{ лк}}(x_f, t)}, \quad (2.61)$$

где $i_{s \text{ лк}}$ – мгновенный локальный ток левой стороны, А,

$i_{r \text{ лк}}$ – мгновенный локальный ток правой стороны, А, и соответствующие им функции, построенные на базисе текущих интегральных токов

$$H(x_f, t) = \frac{I_{s \text{ лк}}(x_f, t) - I_{r \text{ лк}}(x_f, t)}{I_{s \text{ лк}}(x_f, t) + I_{r \text{ лк}}(x_f, t)}. \quad (2.62)$$

Преобразование F функции $i_{\text{лк}}(x_f, t)$ в интегральный ток

$$I_{p \text{ лк}}(x_f, t) = F \left[i_{p \text{ лк}}(x_f, t) \right], \quad p = s, r \quad (2.63)$$

возможно по одному из следующих вариантов. Во-первых, это интегрирование абсолютных значений локального тока

$$I_{p \text{ лк}}(x_f, t) = \int_0^t \left| i_{p \text{ лк}}(x_f, \xi) \right| d\xi, \quad (2.64)$$

а во-вторых, определение его текущей спектральной плотности

$$I_{p \text{ ЛК}}(x_f, j\omega, t) = \int_0^t i_{p \text{ ЛК}}(x_f, \xi) e^{-j\omega\xi} d\xi. \quad (2.65)$$

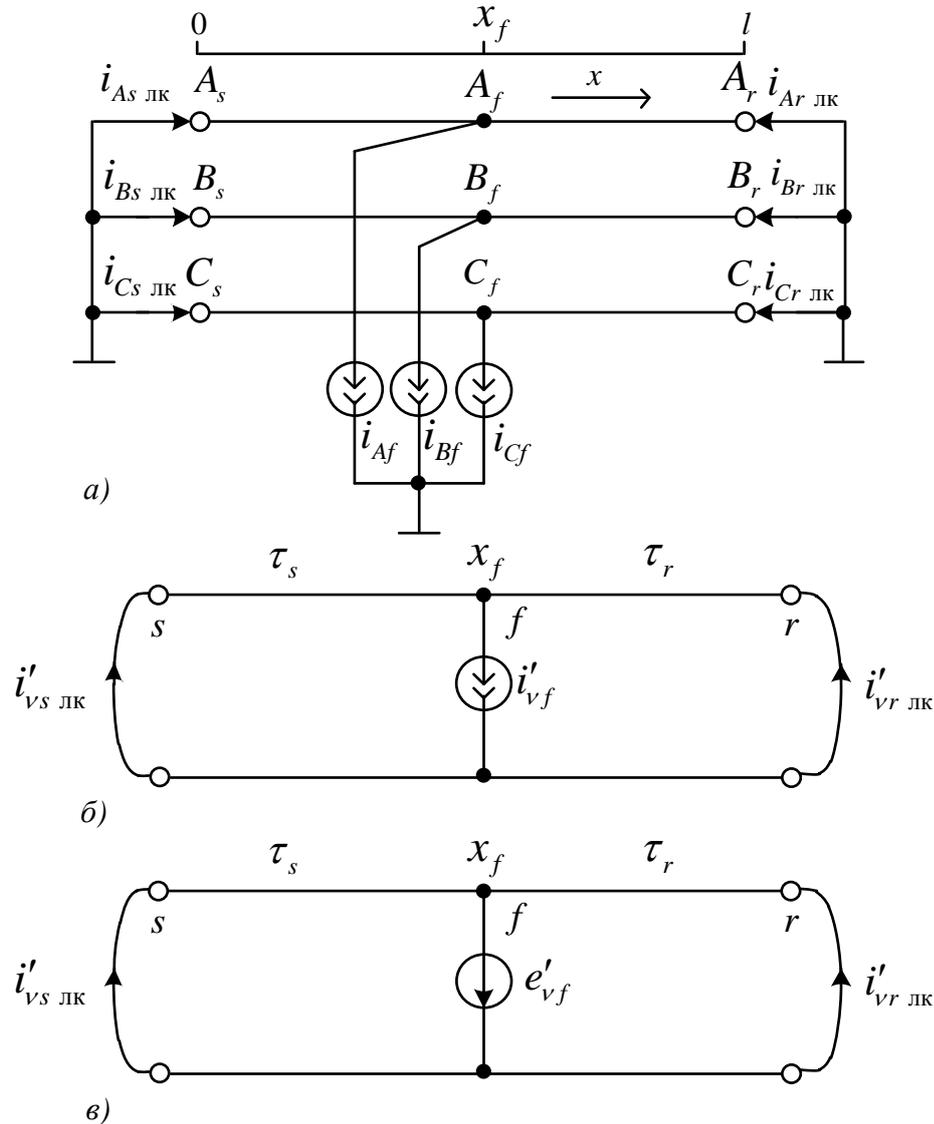


Рисунок 2.14 – Локальный режим трёхфазной линии при замыкании на землю: а – в общей модели; б, в – в двухпроводных каналах безнулевых (центрированных) составляющих

При этом стоит обратить внимание на то, что $t = t_f - \tau_p$ – единое время для двух сторон линии, т.е. значению t соответствуют разные моменты времени t_f , отсчитываемого от момента КЗ.

Чтобы понять особенности локального режима в мгновенном базисе линии электропередачи, необходимо рассмотреть переходные процессы в ней, протекающие в едином времени t . Переходный процесс при действии постоянной $e_f = E$ или синусоидальной ЭДС $e_f(t_f) = E_m \sin(\omega_0 t_f + \psi_f)$, описывается

функциями разных аргументов. Отдельно рассматривается установившаяся слагающая $i_{p \text{ уст}}$ переходного локального тока $i_{p \text{ лк}}$, описываемая функцией времени t_f , и отдельно свободная составляющая $i_{p \text{ св}}$, действующая в новом дискретном времени, разделяющем время t_p на дискретные интервалы $2\tau_p$

$$t_p = 2\tau_p \left((k_p - 1) + \varepsilon_p \right), \quad (2.66)$$

где $k_p = \text{ent}(t_p / 2\tau_p) = 0, 1, 2, \dots$ – дискретное время;

$\varepsilon_p = (t_p / 2\tau_p) - k_p + 1 \in (0, 1)$ – непрерывное время, изменяющееся в

ограниченных пределах.

Между дискретным и непрерывным времени ε_p имеется взаимосвязь, отражённая на рисунке 2.15 [49]. При этом дискретные моменты времени k_p приходятся на окончания интервалов изменения непрерывного времени ε_p , что объясняет смещение k_p на 1 в формуле (2.66). Что сделано с целью смещения начального интервала времени, на котором действует нулевое начальное условие, левее момента $k_p = 0$

$$i_{p \text{ лк}}(t_p) \equiv 0, \quad t_p \in (-2\tau_p, 0), \quad (2.67)$$

где $i_{p \text{ лк}}$ – переходный локальный ток произвольной стороны, А; или

$$i_{p \text{ лк}}(0, \varepsilon) \equiv 0, \quad \varepsilon \in (-1, 0), \quad (2.68)$$

и тогда

$$i_{p \text{ св}}(0, \varepsilon) = -i_{p \text{ уст}}\left(t_f \in (-\tau_p, \tau_p)\right), \quad (2.69)$$

где $i_{p \text{ св}}$ – свободная составляющая переходного локального тока, А;

$i_{p \text{ уст}}$ – установившаяся составляющая переходного локального тока, А.

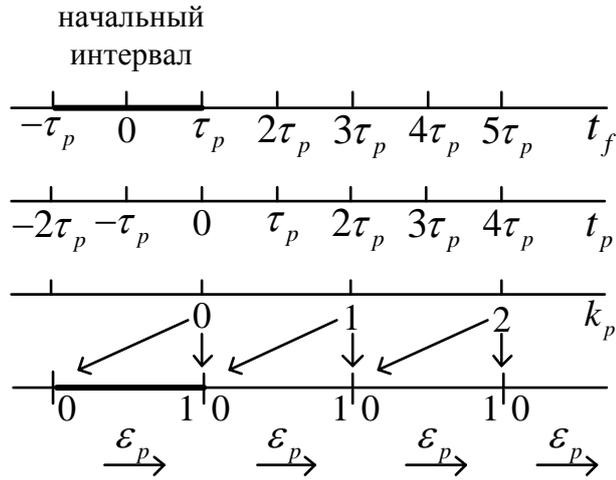


Рисунок 2.15 – Взаимосвязь аргументов переходного локального тока

Тогда величина переходного локального тока

$$i_{p \text{ лк}}(t_f; k_p, \epsilon_p) = i_{p \text{ уст}}(t_f) + i_{p \text{ св}}(k_p, \epsilon_p) \quad (2.70)$$

определяет при начальном условии (2.69). Постоянная ЭДС создаёт установившийся ток

$$I_{p \text{ уст}} = E/R^0 l_p, \quad (2.71)$$

а синусоидальная ЭДС с частотой изменения сигнала ω_0 создаст ток

$$i_{p \text{ уст}}(t_f) = I_{mp} \sin(\omega_0 t_f + \psi_p), \quad (2.72)$$

комплекс которого определяется как

$$I_{mp} \angle \psi_p = \frac{E_m \angle \psi_f}{\underline{Z}_C \text{sh} \underline{\gamma} l_p}, \quad (2.73)$$

где $\underline{Z}_C = \sqrt{\underline{Z}^0 / \underline{Y}^0}$ – характеристическое сопротивление, Ом;

$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}^0 \underline{Y}^0}$ – коэффициент распространения линии, 1/км;

$\underline{Z}^0 = R^0 + j\omega_0 L^0$ – комплексное сопротивление, первичный параметры линии, Ом/км;

$\underline{Y}^0 = G^0 + j\omega_0 C^0$ – комплексная проводимость, первичный параметры линии, См/км;

R^0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

G^0 – удельная активная проводимость линии, См/км;

L^0 – удельная индуктивность линии, Гн/км;

C^0 – удельная емкость линии, Ф/км;

l_p – длина p -го участка линии, км;

ψ_f – начальная фаза ЭДС, рад;

ψ_p – начальная фаза комплекса тока p -го участка линии, рад.

Начальное условие (2.69) определяет свободную составляющую локального тока как при действии постоянной ЭДС [75]

$$i_{p\text{ св}}(k_p, \varepsilon_p) = -I_{p\text{ уст}} \lambda_p^{k_p} 1(\varepsilon_p), \quad (2.74)$$

так и при действии синусоидальной ЭДС

$$i_{p\text{ св}}(k_p, \varepsilon_p) = -I_{mp} \lambda_p^{k_p} \sin(2\omega\tau_p \varepsilon_p + \psi_p - \omega\tau_p). \quad (2.75)$$

Основание $\lambda_p < 1$ дискретной показательной функции свидетельствует об интенсивности протекания переходного процесса в линии и учитывает потери, возникающие в реальной линии, приближённо. Одним из возможных способов учёта потерь является сосредоточение активных сопротивлений линии электропередачи по её концам, как показано на рисунке 2.16. В таком случае

$$\lambda_p = \left(\frac{R^0 l_p - 2R_b}{R^0 l_p + 2R_b} \right)^2, \quad (2.76)$$

где $R_b = \sqrt{L^0/C^0}$ – волновое сопротивление линии, Ом.

В идеальном случае линии без потерь $\lambda_p = 1$ в модели по рисунку 2.13б с постоянной ЭДС локальный ток не устанавливается и имеет описание

$$i_{p\text{ лк}}(k_p, \varepsilon_p) = I k_p 1(\varepsilon_p), \quad k_p \geq 0, \quad (2.77)$$

где $I = 2E/R_b$ – действующее значение тока, А.

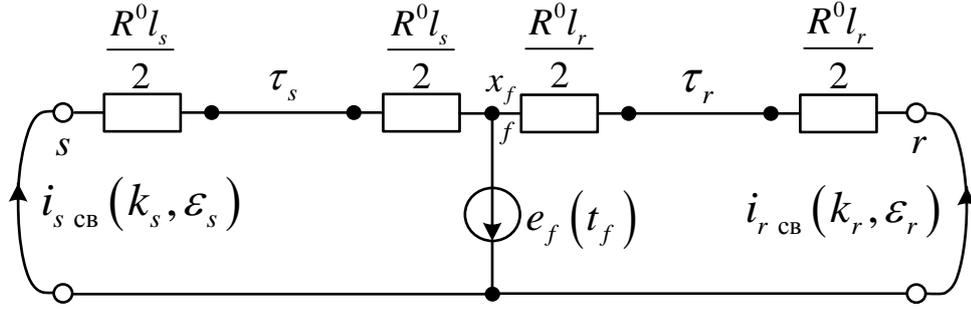


Рисунок 2.16 – Имитационная модель свободной составляющей локального процесса, активируемого ЭДС в месте КЗ

Процесс линейного дискретного нарастания тока, изображенный на рисунке 2.17а, показывает основные закономерности изменения локальных токов. Так прямая, соединяющая отсчёты $i_{p \text{ лк}}(k_p, \varepsilon_p = 1)$, во времени t описывается функцией

$$i_{p \text{ лк}}(t) \Big|_{\varepsilon_p=1} = a_p t \quad (2.78)$$

с угловым коэффициентом

$$a_p = \frac{t}{2\tau_p} I. \quad (2.79)$$

Параллельно проходит линия, соединяющая отсчёты $i_{p \text{ лк}}(k_p + 1, 0)$

$$i_{p \text{ лк}} \Big|_{\varepsilon_p=0} = a_p t + 1. \quad (2.80)$$

Угловые коэффициенты зависимостей (2.78) или (2.80), полученные по двум локальным токам $i_{s \text{ лк}}(t)$ и $i_{r \text{ лк}}(t)$ определяют саму функцию координаты места КЗ

$$H(x_f) = \frac{a_s(x_f) - a_r(x_f)}{a_s(x_f) + a_r(x_f)}. \quad (2.81)$$

Соотношение (2.79) и взаимосвязи

$$\frac{\tau_s}{\tau_r} = \frac{l_s}{l_r} = \frac{x_f}{l - x_f} \quad (2.82)$$

приводят выражение (2.81) к линейной функции (2.58) координаты x_f , изображенной на рисунке 2.13в.

Локальный режим с учётом потерь в линии по формулам (2.72) и (2.76) позволяет произвести аппроксимацию отсчётов $i_{p\text{ св}}(k_p, \varepsilon_p = 1)$ во времени t , как показано на рисунке 2.17б

$$i_{p\text{ лк}}(t) = I_{p\text{ уст}} \left(1 - \lambda_p^{\frac{t}{2\tau_p}} \right). \quad (2.83)$$

Для определения установившегося тока из зависимости (2.83) достаточно трёх отсчётов $i(t-2\Delta t)$, $i(t-\Delta t)$, $i(t)$, взятых с интервалом Δt

$$I_{p\text{ уст}} = \frac{i_{p\text{ лк}}(t-\Delta t) + b(t)i_{p\text{ лк}}(t-2\Delta t)}{1+b(t)}, \quad (2.84)$$

$$b(t) = \frac{i_{p\text{ лк}}(t-\Delta t) - i_{p\text{ лк}}(t)}{i_{p\text{ лк}}(t-\Delta t) - i_{p\text{ лк}}(t-2\Delta t)}. \quad (2.85)$$

Функция места КЗ

$$H(x_f) = \frac{I_{s\text{ уст}}(x_f) - I_{r\text{ уст}}(x_f)}{I_{s\text{ уст}}(x_f) + I_{r\text{ уст}}(x_f)}, \quad (2.86)$$

таким образом, преобразуется в каноническую зависимость (2.58).

Локальные токи при действии косинусоидального источника будут представлены следующим образом

$$i_p^*(t_p^*; k_p, \varepsilon_p) = \cos \alpha_p t_p^* - \lambda_p^{k_p} \cos(2\alpha_p \varepsilon_p - \alpha_p), \quad (2.87)$$

где $i_p^* = i_p / I_{mp}$ – переходный локальный ток в о.е.

На рисунке 2.18а приведены функции (2.87) для линии без потерь ($\lambda_p = 1$) при $x_f = l/3$, ($\tau_s = \tau_r/2 = \tau/3$) и $\alpha = \omega_0 \tau = 6,016^\circ$, а на рисунке 2.18б изображён результат применения к ним преобразований (2.64), (2.65).

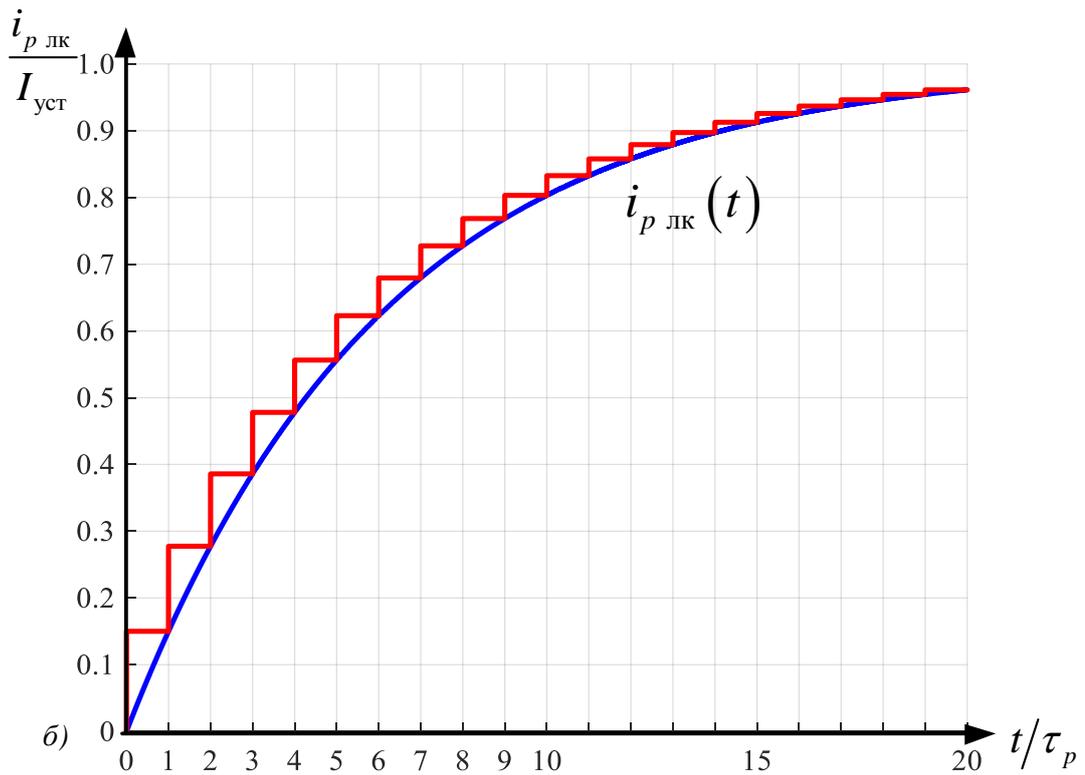
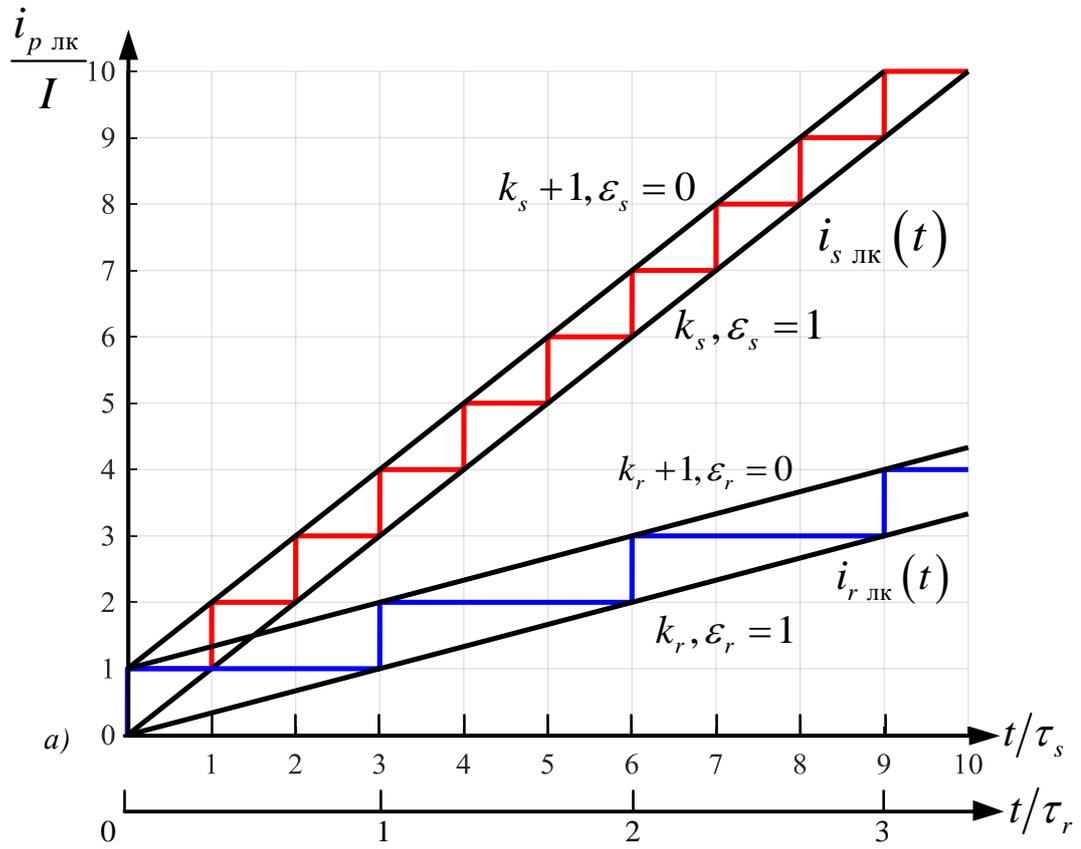


Рисунок 2.17 – Локальные токи, активируемые постоянной ЭДС в длинной линии: а – без учёта потерь ($\tau_s = \tau/4, \tau_r = 3\tau/4$), б – с учётом потерь

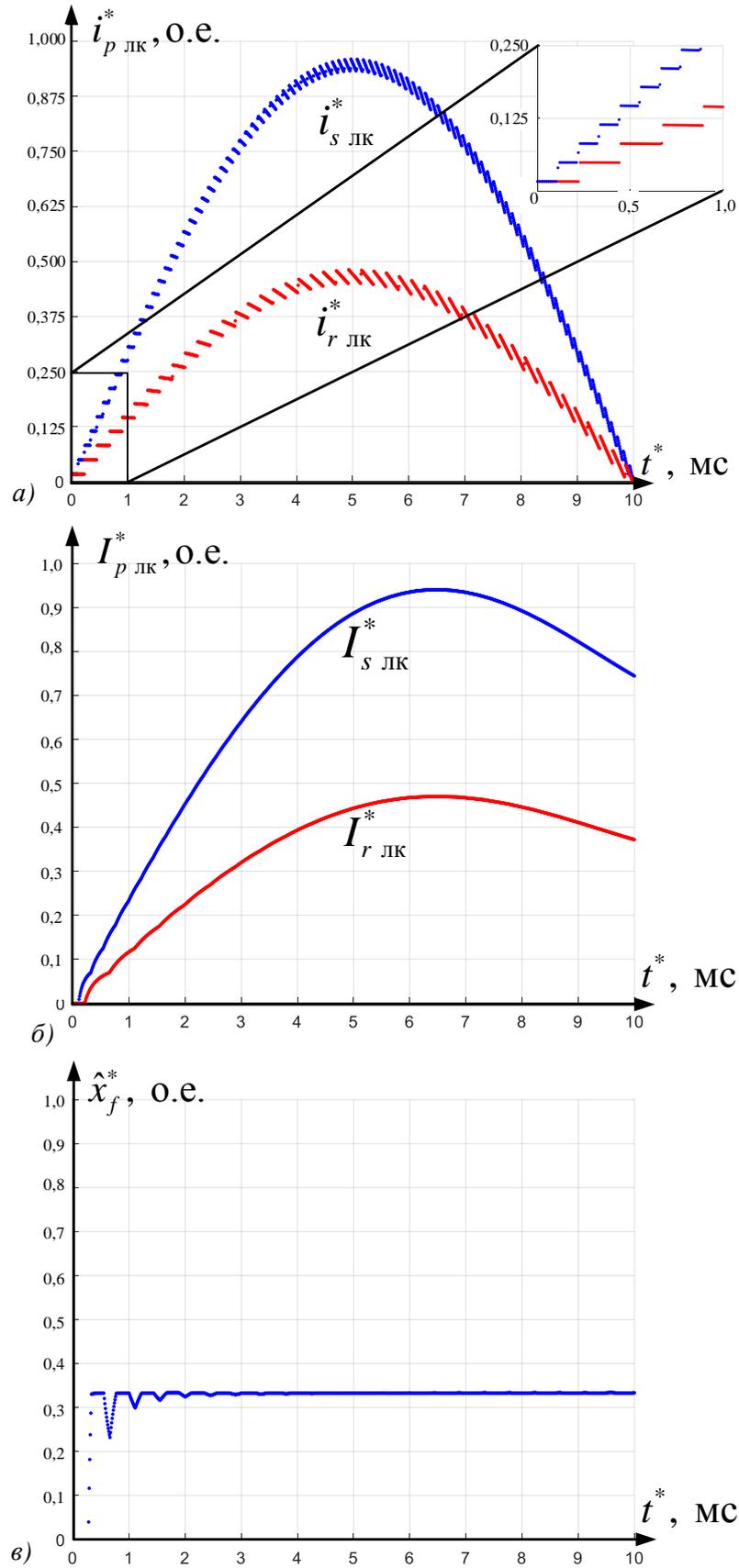


Рисунок 2.18 – Модули локальных токов, активируемых косинусоидальной ЭДС в длинной линии: а – мгновенные локальные токи, б – интегральные локальные токи по функции (2.78), в – зависимость координаты места КЗ от окна наблюдения

На рисунке 2.18в – изменение во времени значения координаты места КЗ (2.62). Интегральное преобразование (2.65) рассматривалось на одной из частот ω_*

$$I_{p \text{ лк}}^*(\alpha_p, t^*) = \int_0^{t^*} |i_{p \text{ лк}}^*(\alpha_p, \xi)| d\xi, \quad (2.88)$$

$$I_{p \text{ лк}}^*(\alpha_p, j\omega_*, t^*) = \int_0^{t^*} i_{p \text{ лк}}^*(\alpha_p, \xi) e^{-j\omega_* \xi} d\xi, \quad (2.89)$$

где $t^* = t/\tau$ – относительное время в о.е.;

$\omega_* = \omega/\omega_0$ – частота в относительных единицах, приведённая к базисной ω_0 , о.е.

Графики функций $H(\alpha_p)$ для конкретных значений времени t^* приведены на рисунке 2.19.

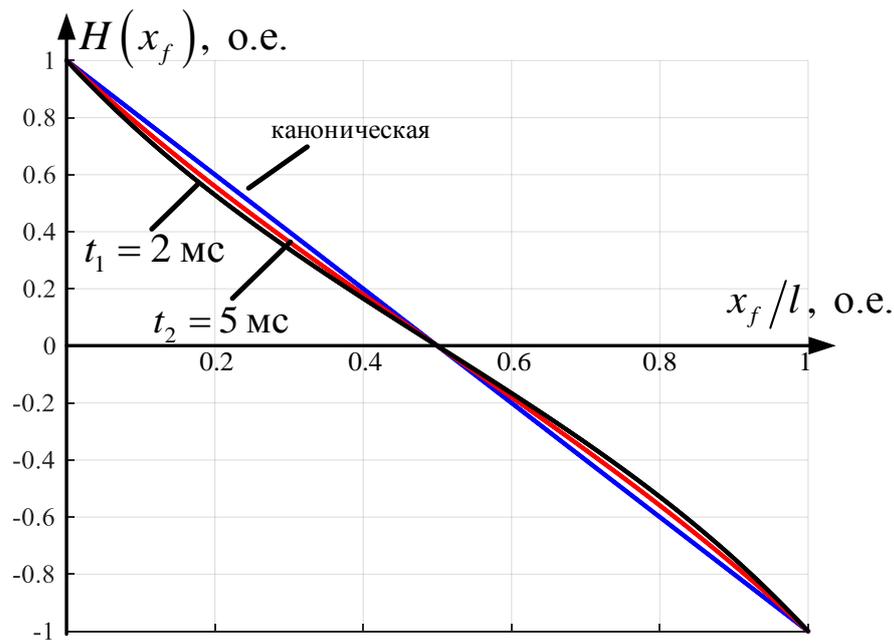


Рисунок 2.19 – Влияние окна наблюдения на функцию координаты места КЗ

В качестве примера рассмотрим процедуру определения функции $H(x_f)$ при однофазном КЗ, модель локального режима которого (рисунке 2.20) активируется источником $e_{Af}(t_f) = \cos \omega t$.

Результаты приведены для линии 110 кВ длиной 100 км с первичными параметрами прямой и нулевой последовательности: $R_1^0 = 0,210$ Ом/км, $X_{L1}^0 = 0,401$ Ом/км, $B_{C1}^0 = 2,750$ мкСм/км, $R_0^0 = 0,569$ Ом/км, $X_{L0}^0 = 1,681$ Ом/км, $B_{C0}^0 = 1,560$ мкСм/км. Функция (2.62) канала безнулевых токов $I'_{s \text{ лк}}(x_f, t)$, $I'_{r \text{ лк}}(x_f, t)$ построена на рисунке 2.19 для нескольких значений времени t .

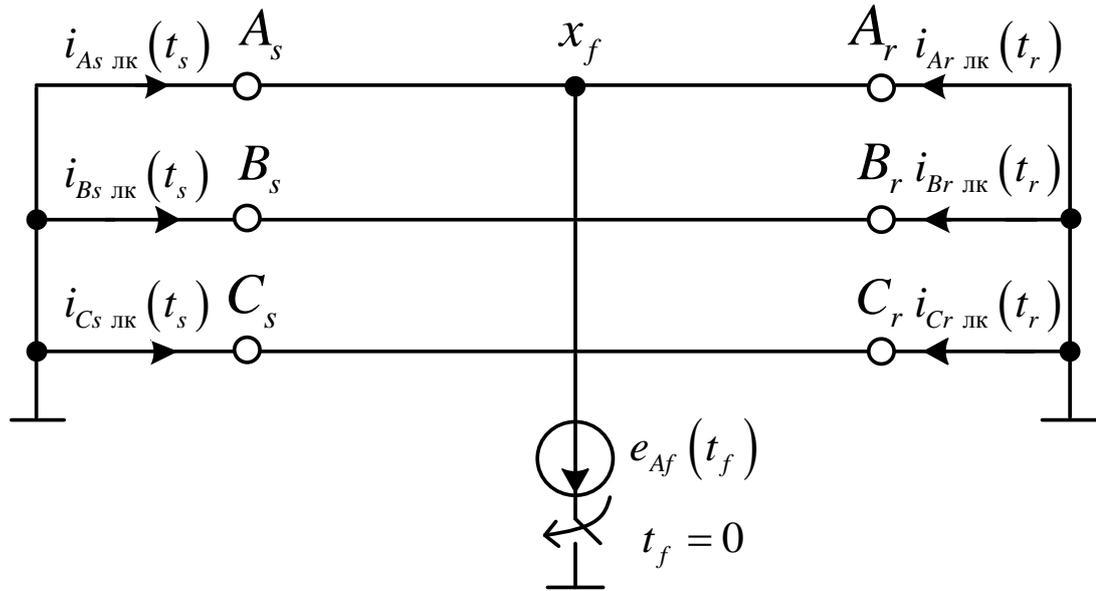


Рисунок 2.20 – Модель локального режима при однофазном КЗ

В реальных условиях наблюдаются токи и напряжения текущего режима КЗ $i_s(t_s)$, $u_s(t_s)$; $i_r(t_r)$, $u_r(t_r)$, как показано на рисунках 2.21а, 2.22а. При этом времена t_s и t_r разные, поскольку на каждой из сторон линии электропередачи время начала переходного процесса может отличаться. Возможны два способа выделения из текущих токов $i_s(t_s)$ и $i_r(t_r)$ их локальных компонентов $i_{s \text{ лк}}$ и $i_{r \text{ лк}}$. Первым делом необходимо избавиться от составляющих, обусловленных действием напряжений в местах наблюдения $u_s(t_s)$ и $u_r(t_r)$. Разъяснение кроется в представлении в модели текущего режима наблюдаемых напряжений зависимыми ЭДС $e_s(t_s) = u_s(t_s)$ и $e_r(t_r) = u_r(t_r)$, как показано на рисунках 2.21, 2.22.

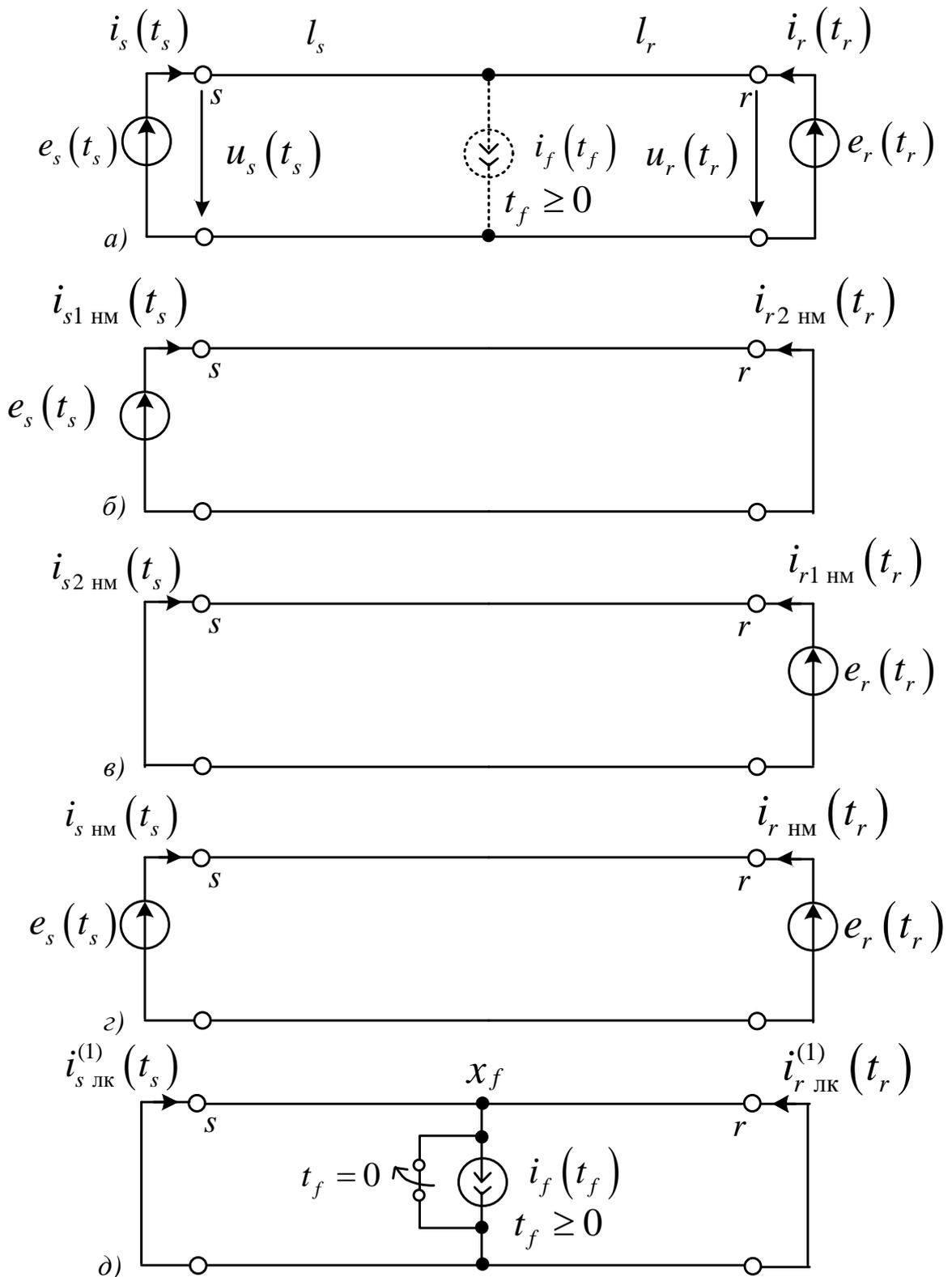


Рисунок 2.21 – Модели в первой модификации алгоритма ОМП: а – текущего режима; б, в, г – составляющих нормального режима и их наложения; д – локального режима

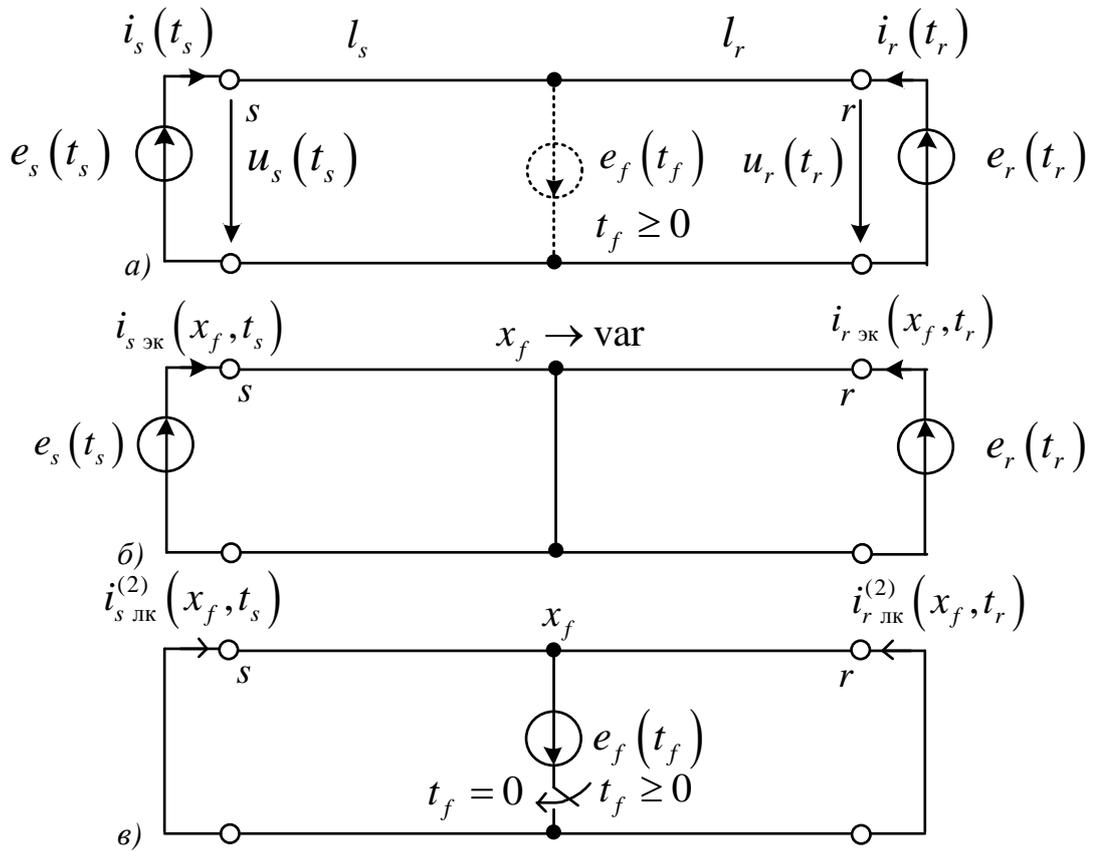


Рисунок 2.22 – Модели во второй модификации алгоритма ОМП: *а* – текущего режима, *б* – экстремального режима, *в* – квазилокального режима

Метод наложение позволяет разграничить действие известных источников в местах наблюдения e_s , e_r и неизвестных источников i_f или e_f в месте повреждения. Однако имеется различие в вариантах модели с источником тока i_f и ЭДС e_f . В первом случае режим активируется в модели неповреждённого объекта по рисунку 2.21б, в, г, вследствие чего он был назван нормальным. ЭДС в левой части модели $e_s(t_s)$ создаёт частичный нормальный ток $i_{s1\text{ нм}}(t_s)$ на своей стороне линии и частичный нормальный ток $i_{r2\text{ нм}}(t_r)$ на противоположной стороне, как показано на рисунке 2.21б. В то же время ЭДС $e_r(t_r)$ создаёт токи $i_{r1\text{ нм}}(t_r)$ и $i_{s2\text{ нм}}(t_s)$, показанные на рисунке 2.21в. Наложение этих частичных нормальных токов формирует итоговые нормальные токи

$$i_{p\text{ нм}}(t_p) = i_{p1\text{ нм}}(t_p) + i_{p2\text{ нм}}(t_p), \quad p = s, r, \quad (2.90)$$

где $i_{p1\text{ нм}}, i_{p2\text{ нм}}$ – частичные нормальные токи, А.

При этом нормальный режим создаётся в неповреждённой модели линии, не связанной с местом КЗ.

Во втором варианте, который показан на рисунке 2.22, известные источники e_s и e_r действуют в модели, где ЭДС КЗ e_f оставляет на своём месте шунт, как это показано на рисунке 2.22б. Этот режим был назван экстремальным, поскольку в модели данного режима имеется строгая зависимость модели от координаты предполагаемого места КЗ x_f , отсюда и её обозначение как функции двух переменных – координаты x_f и времени k . Нормальный и экстремальные режимы представляют собой продолжение предшествующего режима, именно поэтому начальные условия режима КЗ переходят в эти режимы, а локальный режим будет формироваться с нулевыми начальными условиями.

Согласно принципу наложения оставшийся компонент будет приходиться на локальную составляющую, представляющую собой разность текущей величины и его нормальным

$$i_{p\text{ лк}}(t_p) = i_p(t_p) - i_{p\text{ нм}}(t_p), \quad (2.91)$$

или экстремальным компонентом

$$i_{p\text{ кл}}(x_f, t_p) = i_p(t_p) - i_{p\text{ эк}}(x_f, t_p), \quad (2.92)$$

где i_p – наблюдаемые мгновенные токи стороны p , А;

$i_{p\text{ эк}}$ – мгновенные экстремальные токи стороны p , А;

$i_{p\text{ лк}}$ – мгновенные локальные токи стороны p , А;

$i_{p\text{ кл}}$ – мгновенные квазилокальные токи стороны p , А.

Квазилокальный режим в случае линии электропередачи необходим для проверки корректности оценки x_f координаты места повреждения, определяемой по локальному режиму.

В качестве примера рассмотрим однофазное КЗ, возникающее в линии 110 кВ длиной 100 км с первичными параметрами прямой и нулевой последовательности: $R_1^0 = 0,210 \text{ Ом/км}$, $X_{L1}^0 = 0,401 \text{ Ом/км}$, $B_{C1}^0 = 2,750 \text{ мкСм/км}$, $R_0^0 = 0,569 \text{ Ом/км}$, $X_{L0}^0 = 1,681 \text{ Ом/км}$, $B_{C0}^0 = 1,560 \text{ мкСм/км}$. Параметры прямой и нулевой последовательности передающей и приёмной стороны соответственно равны: $L_{s1} = 6,27 \text{ мГн}$, $L_{s0} = 12,54 \text{ мГн}$, $R_{s1} = 0,35 \text{ Ом}$, $R_{s0} = 0,69 \text{ Ом}$, $L_{r1} = 9,40 \text{ мГн}$, $L_{s0} = 18,81 \text{ мГн}$, $R_{s1} = 0,52 \text{ Ом}$, $R_{s0} = 1,04 \text{ Ом}$. На рисунке 2.23 представлена рассматриваемая модель, в которой напряжения источников ЭДС в местах наблюдения e_s и e_r приняты равными номинальному напряжению сети. В предшествующем режиме угол передачи линии составлял $\delta = 5^\circ$. Короткое замыкание произошло в месте $x_f = 0,2l$ через переходное сопротивление $R_f = 10 \text{ Ом}$.

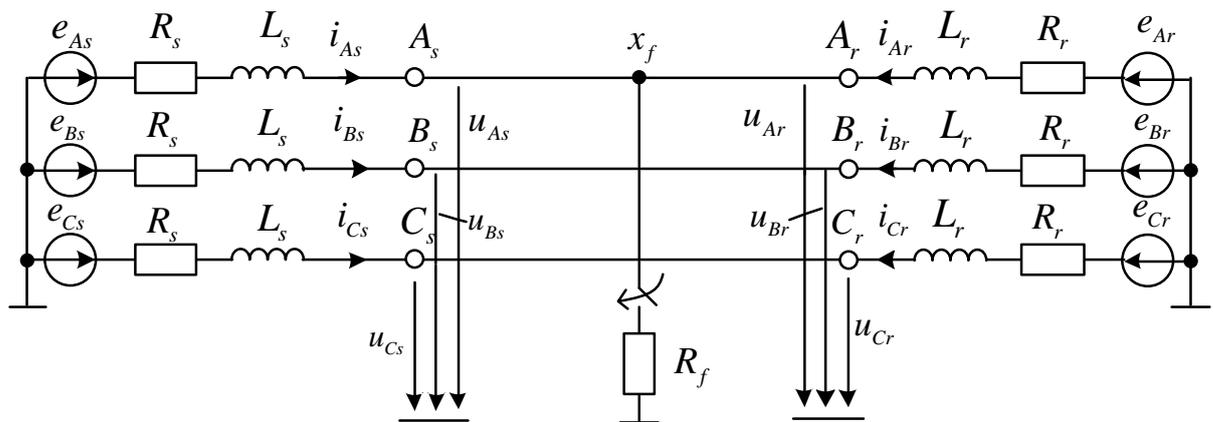


Рисунок 2.23 – Имитационная модель наблюдаемой линии

На первом шаге происходит преобразование наблюдаемых напряжений $u_s(t_s)$, $u_r(t_r)$ в частичные номинальные токи $i_{s1 \text{ нм}}(t_s)$, $i_{r2 \text{ нм}}(t_r)$, $i_{r1 \text{ нм}}(t_r)$, $i_{s2 \text{ нм}}(t_s)$, как показано на рисунке 2.21б, в. На втором же шаге – определение локальных токов как функций времени (2,80), а далее – их расчёт как интегральных функций времени $I_{p \text{ лк}}(t)$. И наконец непосредственно сама операция определения замера $H(t)$ и отображение её на одном графике с семейством априорных функций места КЗ, по которым происходит оценка координаты места повреждения.

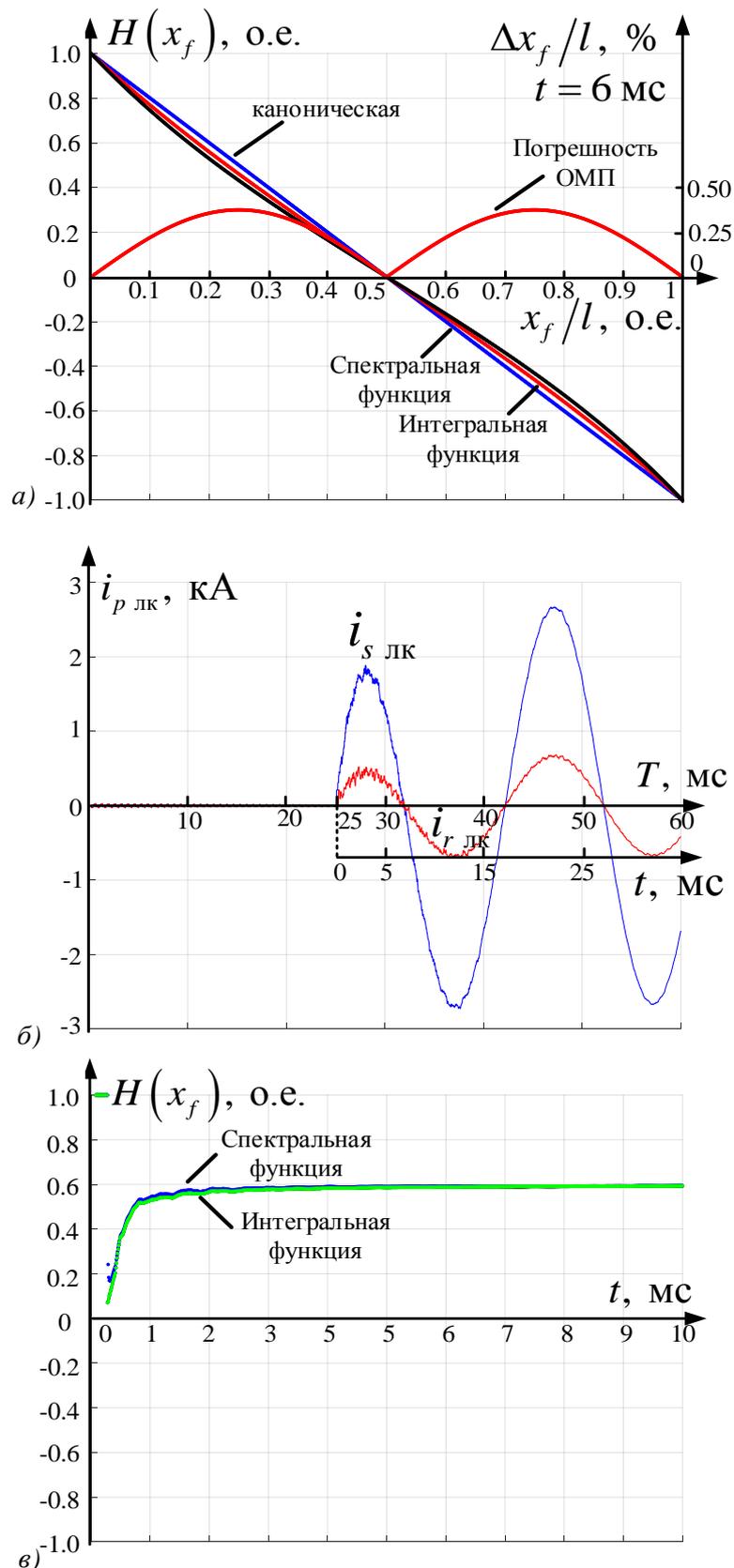


Рисунок 2.24 – Определение места повреждения по наблюдаемым токам и напряжениям: *а* – зависимость замера $H(t)$ от координаты места повреждения в сравнении с канонической функцией места КЗ и погрешность ОМП, *б* – величины локальных токов, *в* – определение замера в реальном времени по локальным токам

Результат данных процедур представлен на рисунке 2.24: в течение первых 5 – 6 мс после начала КЗ величина замера достаточно точно приближается к априорной характеристике, построенной ранее. Погрешность же оценки координаты места повреждения составляет менее 1% от длины линии.

Выводы к главе 2

1. Разработан унифицированный метод идентификации повреждений наблюдаемого объекта при двустороннем наблюдении, который обеспечивается отношением локальных составляющих токов короткого замыкания. Это отношение инвариантно, т.е. не зависит ни от внешних связей объекта, ни от тока КЗ, ни от величины переходного сопротивления в месте повреждения, а определяется только самим местом повреждения, и потому может быть определено вне зависимости от внешних по отношению к объекту частей электрической системы.

2. Для идентификации повреждений в линии электропередачи применён метод локальных компонентов в базисе комплексных величин. В симметричной линии электропередачи применяются центрированные локальные величины, а в несимметричной электропередаче – модальные. Те и другие действуют в автономных двухпроводных моделях соответствующих каналов центрированных или модальных составляющих. Кроме того, локальные составляющие токов короткого замыкания предоставляют универсальный инструмент выявления повреждённого ответвления.

3. Разработан метод локальных компонентов для идентификации повреждений в линии электропередачи в базисе мгновенных значений регистрируемых электрических величин. Показано, что функциональная связь между соотношением спектральных плотностей локальных токов и координатой места повреждения – это свойство модели локального режима с зашунтированными выводами. Закономерность изменения огибающей мгновенного локального тока также отвечает этой зависимости. Выходы модели в

локальном режиме зашунтированы, что придаёт подобие спектральным функциям локальных токов и делает возможным определение значений спектральных функций на конечных интервалах времени.

ГЛАВА 3 ИДЕНТИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§3.1 Локальные составляющие наблюдаемых токов и напряжений как индикаторы повреждённого состояния трансформатора

Задачу локации повреждения в линии электропередачи при двухстороннем наблюдении решает соотношение локальных токов, которые получаются путём воздействия на нормальную модель неповреждённой электропередачи наблюдаемых напряжений [57,70,91,108]. Соотношение локальных токов на разных сторонах линии электропередачи с двухсторонним наблюдением создаёт эффективный критерий для распознавания места КЗ [65,66,67]. Что же касается локальных напряжений, то область их возможного применения пока что не рассматривалась. Между тем очевидно, что в случае объекта с магнитной цепью задача приобретает дуальный характер по сравнению с объектом, моделируемым исключительно электрической цепью.

Идентификацию повреждений в трансформаторе рассмотрим на примере однофазного двухобмоточного трансформатора, в котором произошло витковое замыкание в одной из обмоток [9,15,38,88,89]. На рисунке 3.1 показан текущий режим виткового замыкания. Наблюдение ведётся в комплексном базисе, регистрируются токи и напряжения первичной и вторичной обмоток $\underline{U}_1, \underline{I}_1$ и $\underline{U}_2, \underline{I}_2$. Повреждение трансформатора характеризуется следующими параметрами: током КЗ \underline{I}_f в замкнувшейся части обмотки, числом витков w_f и их сопротивлением \underline{Z}_f . К числу известных параметров относятся число витков и сопротивление неповреждённых обмоток w_1, \underline{Z}_1 и w_2, \underline{Z}_2 , а также сопротивление ветви намагничивания, приведённое к вторичной обмотке и обозначенное на рисунке 3.1в, д как $\underline{Z}_\mu^{(2)}$ [98,103].

Рассмотрение локального режима трансформатора стоит начать с определения его нормальной модели и активирующих её источников, в отличие от того подхода, который был избран для задачи ОМП линий электропередачи. Из четырёх

электрических величин, наблюдаемых с обеих сторон трансформатора, выберем ток \underline{I}_1 со стороны предположительно повреждённой обмотки и напряжение \underline{U}_2 со стороны неповреждённой обмотки, как это показано на рисунке 3.1б. Такой выбор модификации локального режима обусловлен наличием магнитной цепи, создающей МДС. Казалось бы, что вариант с отключёнными выводами в локальном режиме для этих целей подходит наилучшим образом, однако тогда придётся столкнуться с чрезмерно высокой чувствительностью нормального режима, создаваемого в неповреждённой модели трансформатора, к характеристике магнитопровода.

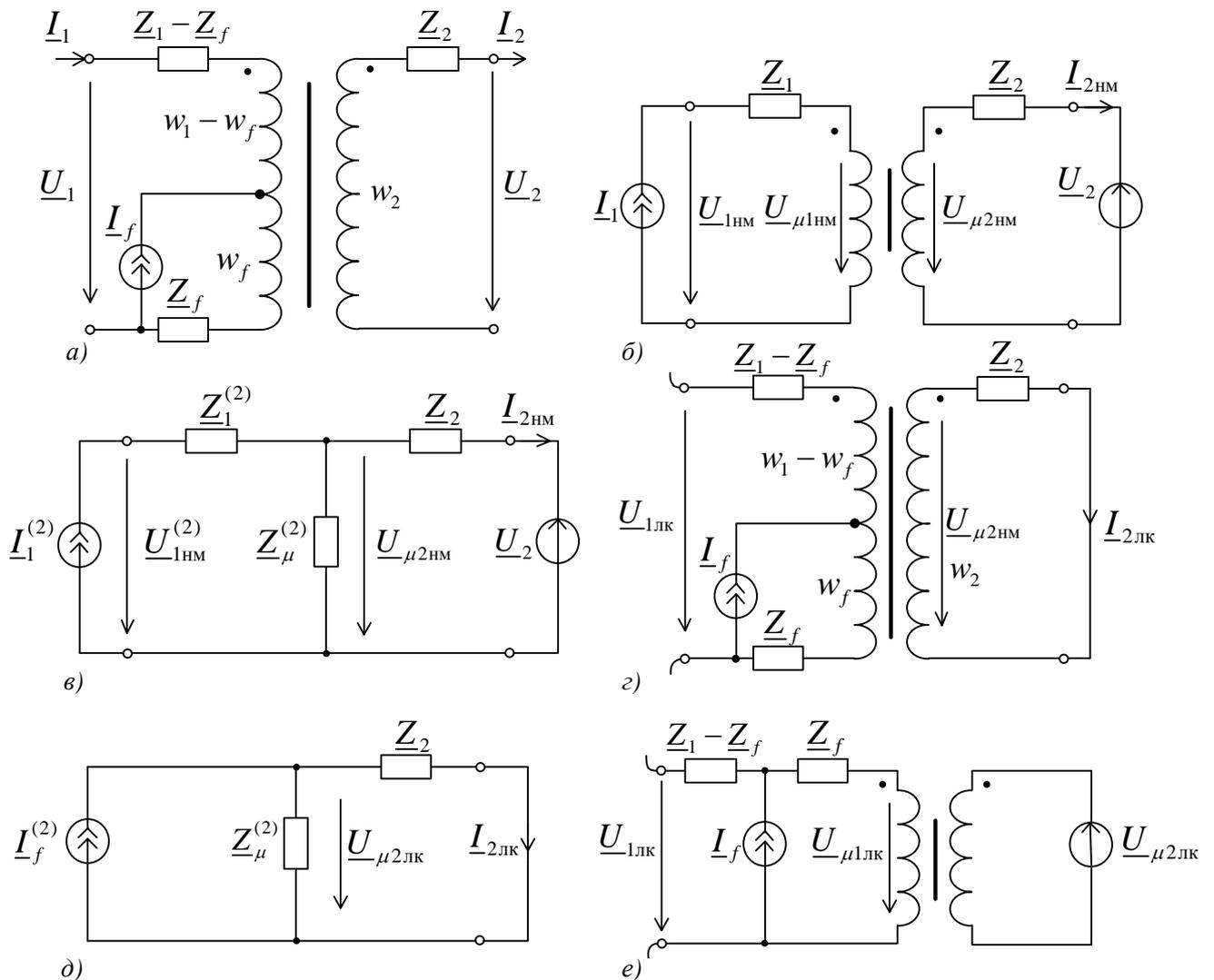


Рисунок 3.1 – Наблюдаемый режим виткового КЗ в однофазном трансформаторе и его составляющие: *а* – текущий режим, *б* – нормальный режим, *в* – модель нормального режима с приведением к числу витков вторичной обмотки, *г* – локальный режим, *д* – локальный режим во вторичной обмотке, *е* – локальный режим в первичной обмотке

Между тем, локальный режим обладает собственной моделью, проиллюстрированной на рисунке 3.1г, которая раскрывает взаимосвязи локального режима. Она активируется единственным источником – неизвестным источником тока КЗ \underline{I}_f , создающим магнитодвижущую силу $\underline{F}_f = w_f \underline{I}_f$. Тогда реакция модели локального режима будет представлена в виде тока вторичной обмотки, как показано на рисунке 3.1д

$$\underline{I}_{2\text{лк}} = \underline{M} \underline{F}_f, \quad (3.1)$$

$$\underline{M} = \frac{(1/w_2)}{1 + (\underline{Z}_2 / \underline{Z}_\mu^{(2)})} \quad (3.2)$$

и напряжения первичной обмотки, показанное на рисунке 3.1е,

$$\underline{U}_{1\text{лк}} = (1/k) \underline{Z}_2 \underline{I}_{2\text{лк}} + \underline{\Delta Z}_1 \underline{F}_f = \underline{N} \underline{F}_f, \quad (3.3)$$

$$\underline{N} = \frac{w_1}{w_2^2} \frac{\underline{Z}_2}{1 + (\underline{Z}_2 / \underline{Z}_\mu^{(2)})} + \underline{\Delta Z}_1, \quad (3.4)$$

где $\underline{\Delta Z}_1 = \underline{Z}_1 / w_1$ - сопротивление одного витка обмотки, Ом;

\underline{F}_f – магнитодвижущая сила повреждённой части витков обмотки, А;

w_1, w_2 – число витков первичной и вторичной обмотки;

\underline{Z}_2 – сопротивление вторичной обмотки, Ом;

$\underline{Z}_\mu^{(2)}$ – приведённое к вторичной стороне сопротивление ветви намагничивания, Ом;

k – коэффициент трансформации, о.е.

Величина магнитодвижущей силы \underline{F}_f несёт в себе информацию о повреждении первичной обмотки, а локальные токи и напряжения двух обмоток $\underline{I}_{2\text{лк}}$ и $\underline{U}_{1\text{лк}}$ позволяют оценить эту величину. Так, из (3.1) и (3.3) следует, что оценки МДС, выраженные через ток и напряжения соответственно равны

$$\hat{\underline{F}}_{fl} = \underline{M}^{-1} \underline{I}_{2\text{лк}}, \quad (3.5)$$

$$\hat{\underline{F}}_{fU} = \underline{N}^{-1} \underline{U}_{1\text{лк}}. \quad (3.6)$$

В идеальном случае оценки эти оценки совпадают, однако в условиях реального физического наблюдения будет иметь место расхождение $\underline{\Delta\hat{F}}_f = \hat{F}_{fI} - \hat{F}_{fU}$, обусловленное погрешностью измерений. Тогда для оценки МДС замкнутых витков подойдёт замер, представленный в виде двумерного вещественного вектора

$$\mathbf{s} = \begin{bmatrix} \hat{F}_f \\ \Delta\hat{F}_f \end{bmatrix}, \quad (3.7)$$

где $\hat{F}_f = 0,5(\hat{F}_{fI} + \hat{F}_{fU})$ – оценка подобия величин \hat{F} и ΔF , о.е.;

\hat{F} и ΔF – модули комплексов $\underline{\hat{F}}$ и $\underline{\Delta\hat{F}}$, о.е.

В этом случае, условие идентификации витковых замыканий примет вид

$$\mathbf{s} \in S, \quad (3.8)$$

где S – заданная область отображения вектора \mathbf{s} на плоскости $(\hat{F}_f, \Delta\hat{F}_f)$.

Область отображения S вектора \mathbf{s} может быть построена ещё на этапе обучения релейной защиты. В этом случае $\underline{M}(\underline{Z})$ и $\underline{N}(\underline{Z})$ в (3.2) и (3.4) задаются как функции с варьируемым значением сопротивлений обмоток, обусловленное неточностью измерений токов и напряжений и расчёта по ним параметров трансформатора. А коэффициенты \underline{M}^{-1} и \underline{N}^{-1} в (3.5), (3.6) являются соответственно уставочными константами $\underline{M}_{уст}^{-1}$ и $\underline{N}_{уст}^{-1}$, предназначенными для преобразования реальных величин $\underline{I}_{2лк}$ и $\underline{U}_{2лк}$.

Локальный режим трёхфазного трансформатора не имеет принципиальных отличий по сравнению с однофазным трансформатором [93,94,95]. Единственное отличие – это наличие обмоток, соединённых различным образом. Так, на рисунке 3.2 иллюстрируются режимы трансформатора с соединением обмоток по схеме $Y/\Delta-11$ и наблюдением на первичной стороне фазных токов и напряжений $\underline{U}_{\nu 1}, \underline{I}_{\nu 1}$, а на вторичной стороне – линейных напряжений и фазных токов за треугольником сопротивлений $\underline{U}_{\nu, \nu+1, 2}, \underline{I}_{\nu 2}$, где $\nu = A, B, C$, $\nu \pm 1$ – обозначение

опережающей и отстающей фаз. Наблюдение токов в треугольнике $\underline{I}_{v\pm 1,v,2}$ может и не вестись, однако при возможности их измерения эта информация была бы полезной.

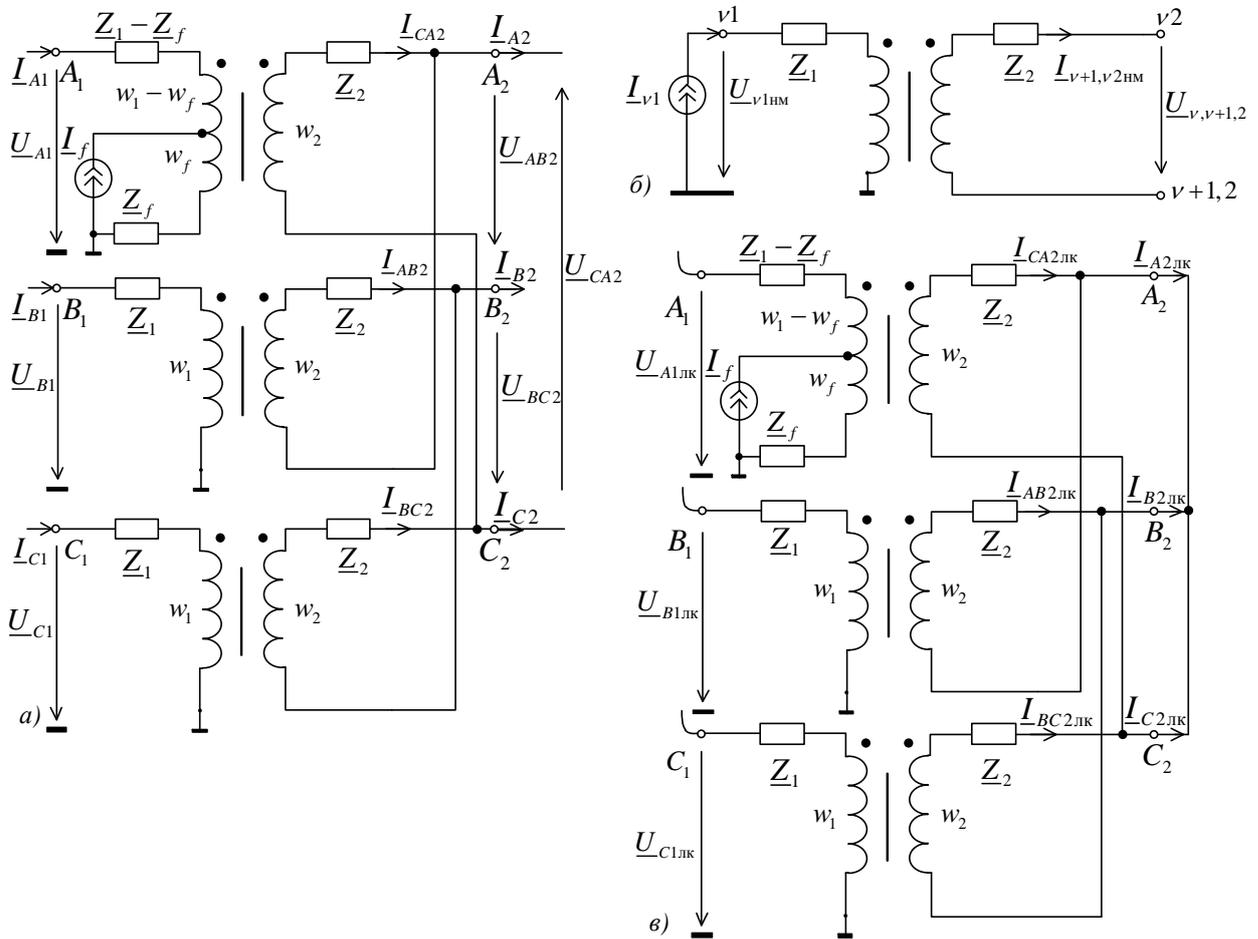


Рисунок 3.2 – Режимы трёхфазного трансформатора и его составляющие: а – текущий, б – нормальный, в - локальный

По аналогии с рисунком 3.1 при витковом замыкании в первичной обмотке фазы A (рисунок 3.2а) востребована модификация локального режима с закороченной вторичной обмоткой и отключённой первичной (рисунок 3.2в). Предполагается, что трёхфазный трансформатор представляет собой группу из трёх однофазных трансформаторов. В таком случае локальный ток будет протекать только в одной вторичной обмотке: $\underline{I}_{CA2лк} \neq 0$, $\underline{I}_{AB2лк} = 0$, $\underline{I}_{BC2лк} = 0$. Токи на выходе из треугольника вторичной обмотки равны $\underline{I}_{A2лк} = -\underline{I}_{C2лк} = \underline{I}_{CA2лк}$, $\underline{I}_{B2лк} = 0$. В модели по рисунку 3.2в ток $\underline{I}_{CA2лк}$ и напряжение $\underline{U}_{A1лк}$ определяются формулами (3.1) и (3.3).

Произведём оценку числа замкнувшихся витков \hat{w}_f для текущего режима модели трансформатора, который в идеализированном случае находится в режиме холостого хода, а замыкание – металлическое (рисунок 3.3). На обмотке поддерживается номинальное напряжение ($U_1 = U_{\text{ном}}$). Кроме того, $\underline{Z}_1 = \underline{\Delta Z} w_1$, так что $\underline{Z}_1 / \underline{Z}_f = w_1 / w_f$. Обмотка по рисунку 3.3 описывается уравнением

$$\underline{U}_1 = (\underline{Z}_1 - \underline{Z}_f) \underline{I}_1 - \frac{w_1 - w_f}{w_f} \underline{Z}_f (\underline{I}_1 + \underline{I}_f). \quad (3.9)$$

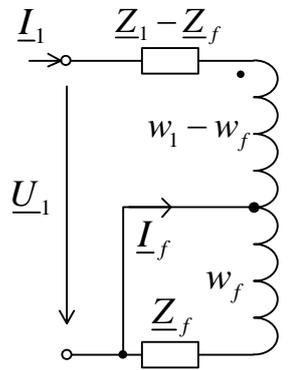


Рисунок 3.3 – Модель для оценки числа замкнувшихся витков по известной МДС \underline{E}_f

Вводя вещественную величину $I_{\text{sup}} = U_{\text{ном}} / \underline{\Delta Z}$, получим искомую оценку

$$\frac{w_1}{\hat{w}_f} = 1 + \frac{I_{\text{sup}}}{\hat{F}_f}, \quad (3.10)$$

выражаемую через модуль оценки МДС, получаемый из соотношений (3.5), (3.6) по ортогональным составляющим электрических величин. Минимальная МДС определяется из (3.10) при $\hat{w}_f = 1$

$$\hat{F}_{f,\text{inf}} = \frac{I_{\text{sup}}}{w_1 - 1}. \quad (3.11)$$

Построение области S отображения режимов витковых замыканий на плоскости $\Delta \hat{F}_f (\hat{F}_f)$ рассмотрим на примере трёхфазного трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА (рисунок 3.4). Сопротивления первичной и вторичной обмоток $\underline{Z}_1 = 3,84 + j69,3 \text{ Ом}$, $\underline{Z}_2 = 0,04 + j0,63 \text{ Ом}$, числа витков $w_1 = 1265$,

$w_2=121$, сопротивление ветви намагничивания, приведённое к числу витков первичной обмотки $\underline{Z}_{\mu,\min}^{(1)} = 77,79 + j311,18$ кОм, сопротивление витка первичной обмотки $\underline{\Delta Z}_1 = \underline{Z}_1/w_1 = (3 + j55) \cdot 10^{-3}$ Ом. Искомая область определяется вариациями сопротивления ветви намагничивания $\underline{Z}_{\mu}^{(1)}$ в пределах от $\underline{Z}_{\mu,\min}^{(1)}$ до ∞ и сопротивлений обмоток \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 в пределах $\pm 5\%$. Область S отображения режимов витковых замыканий на плоскости замера s имеет трапециевидальную форму. Нижняя граница соответствует минимальному значению оценки МДС $\hat{F}_{f,\inf}$ при замыкании одного витка (3.11) и максимальным значением

$$\hat{F}_{f,\max} = \frac{\hat{w}_{f,\max}}{w_1 - \hat{w}_{f,\max}} I_{\text{sup}}, \quad (3.12)$$

определяемым для максимально возможного числа замкнувшихся витков.

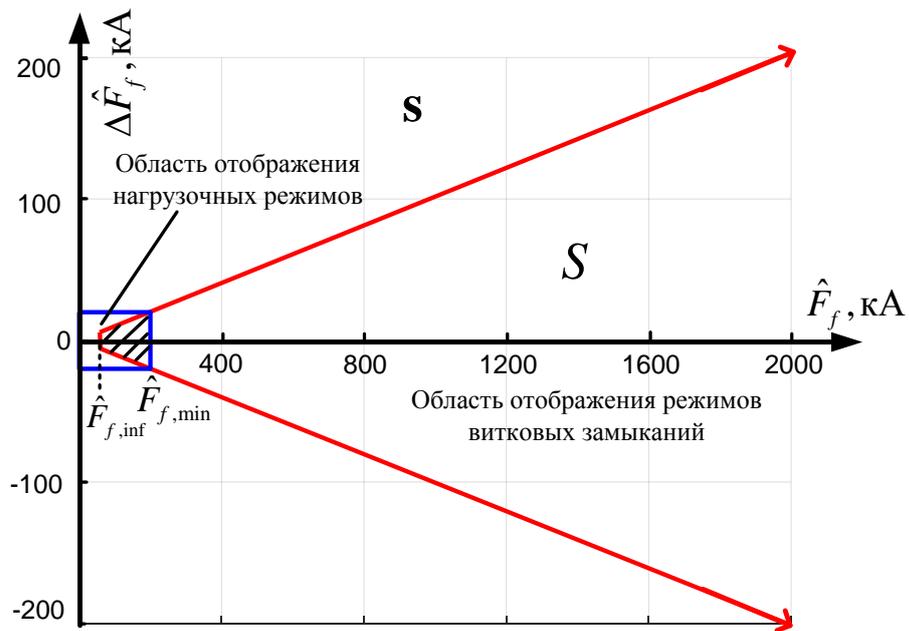


Рисунок 3.4 – Области отображения режимов трансформатора на плоскости замера s

Область отображения нагрузочных режимов занимает окрестность возле начала координат, затрагивая часть области S отображения режимов витковых замыканий. Минимальная величина МДС $\hat{F}_{f,\min}$, нераспознаваемая в результате неотличимости аварийных и рабочих режимов, даёт минимальное значение числа витков, которые может распознать индикатор витковых замыканий

$$\hat{w}_{f,\min} = \frac{w_1}{1 + I_{\text{sup}} / \hat{F}_{f,\min}}. \quad (3.13)$$

Для рассматриваемого трансформатора мощностью 10 МВА эта величина составляет 21 виток или 1,7% от общего числа витков.

Ранее была показана одна из возможных модификаций локального режима с разомкнутой предположительно повреждённой первичной обмоткой и замкнутой вторичной. Однако модели локального режима многовариантны, так как их входы могут быть как зашунтированы, так и отключены. Инвариантной частью модели является, как правило, их магнитная цепь. Рассмотрим иные модификации локального режима с различным состоянием входов модели при различных повреждениях трансформатора и распространим локальный режим, как и в случае линии электропередачи, на мгновенный базис.

Для начала рассмотрим более общую фазную модель неповреждённого однофазного трёхобмоточного трансформатора (рисунок 3.5). В контуре магнитной цепи действует МДС

$$F_{\Sigma}(t) = F_1(t) - F_2(t) - F_3(t), \quad (3.14)$$

$$F_q(t) = w_q i_q(t), \quad q = 1, 2, 3, \quad (3.15)$$

где w_q – число витков обмотки. Как следствие, возникает поток

$$\Phi(t) = G_{\mu}(t) F_{\Sigma}(t), \quad (3.16)$$

$$G_{\mu}(t) = \mu(t) \mu_0 S / l, \quad (3.17)$$

где $G_{\mu}(t)$ – магнитная проводимость цепи, $\mu(t)$ – относительная магнитная проницаемость, μ_0 – магнитная постоянная, S – площадь поперечного сечения магнитопровода, l – длина его средней линии. Изменяющийся поток создаёт часть напряжения каждой обмотки

$$u_{\mu q}(t) = w_q \frac{d\Phi(t)}{dt}. \quad (3.18)$$

Напряжения на зажимах обмоток

$$u_1(t) = R_1 i_1(t) + L_1 \frac{di_1(t)}{dt} + u_{\mu 1}(t), \quad (3.19)$$

$$u_q(t) = -R_q i_q(t) - L_q \frac{di_q(t)}{dt} + u_{\mu q}(t), \quad q = 2, 3, \quad (3.20)$$

где R и L – собственные параметры обмоток.

В комплексном базисе, представляющем синусоидальный режим, место функции (3.17) занимает комплексная магнитная проводимость

$$\underline{Y}_\mu = \underline{\mu} \mu_0 S/l. \quad (3.21)$$

Соответственно, функции (3.16), (3.18) – (3.20) принимают вид

$$\underline{\Phi} = \underline{Y}_\mu \underline{F}_\Sigma, \quad (3.22)$$

$$\underline{U}_{\mu q} = j\omega w_q \underline{\Phi}, \quad q = 1, 2, 3, \quad (3.23)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{Z}_1 \underline{I}_1 + \underline{U}_{\mu 1}, \quad (3.24)$$

$$\underline{U}_q = -\underline{Z}_q \underline{I}_q + \underline{U}_{\mu q}, \quad q = 2, 3, \quad (3.25)$$

где $\underline{Z}_1 = R_1 + j\omega L_1$ – комплексное сопротивление первичной обмотки, Ом;

$\underline{Z}_q = R_q + j\omega L_q$ – комплексное сопротивление q -ой обмотки, Ом;

ω – частота сети, рад/с.

Рассмотрим далее различные типы локальных режимов, возникающих при аварийных или аномальных явлениях внутри трансформатора. Сначала дадим описание в комплексном базисе, а затем во времени при допущении $\mu = \text{const}$.

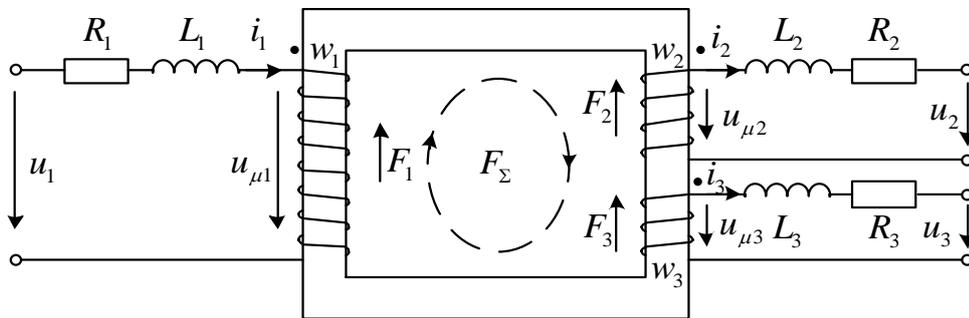


Рисунок 3.5 – Модель однофазного трёхобмоточного трансформатора

Локальный режим трехобмоточного трансформатора при межвитковом замыкании или замыкании обмотки на корпус (рисунок 3.6) создаётся неизвестным током КЗ I_f в трансформаторе с зашунтированной повреждённой обмоткой и с

разомкнутыми остальными обмотками. Повреждённая первичная обмотка разделяется местом КЗ f на две части w_f и $w_1 - w_f$ с собственными сопротивлениями $\underline{Z}_f = R_f + j\omega L_f$ и $\underline{Z}_1 - \underline{Z}_f$. МДС контура магнитной цепи

$$\underline{F}_\Sigma = w_1 \underline{I}_{1 \text{ лк}} + w_f \underline{I}_f \quad (3.26)$$

определяет с учётом зависимостей (3.22) – (3.24) искомые локальные величины $\underline{I}_{1 \text{ лк}}$ и $\underline{U}_{q \text{ лк}}$.

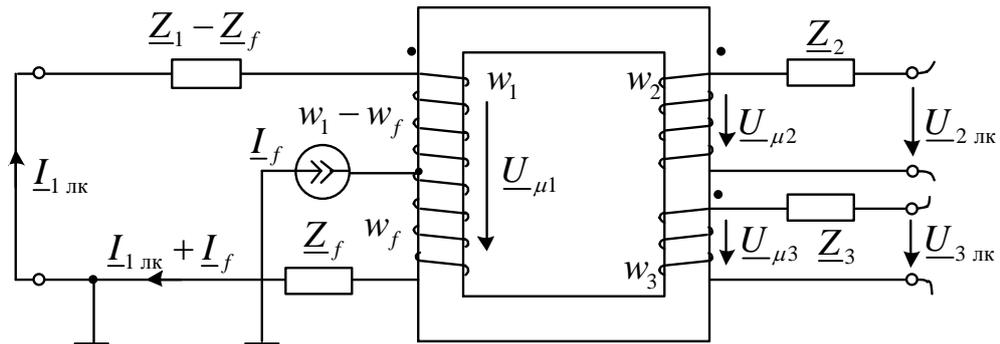


Рисунок 3.6 – Локальный режим однофазного трёхобмоточного трансформатора при повреждении первичной обмотки

Информацию о повреждении несут в себе их отношения

$$\underline{Z}_{q \text{ лк}} = \frac{\underline{U}_{q \text{ лк}}}{\underline{I}_{1 \text{ лк}}} = -j\omega w_q \underline{Y}_\mu \frac{w_f \underline{Z}_1 - w_1 \underline{Z}_f}{\underline{Z}_f + j\omega w_1 w_f \underline{Y}_\mu}, \quad q = 2, 3. \quad (3.27)$$

В трансформаторе с однородными равномерно распределёнными обмотками, для которых $\underline{Z}_1 = w_1 \underline{Z}^0$, $\underline{Z}_f = w_f \underline{Z}^0$, где \underline{Z}^0 – сопротивление одного витка обмотки, Ом, величины локальных напряжений разомкнутых обмоток будут оставаться на нулевом уровне.

Во временном базисе переходный локальный процесс устанавливается с постоянной времени $\tau = (L_1 + w_1^2 G_\mu) / R_1$. В пренебрежении потерями имеет место соотношение между производными токов

$$\frac{di_{1 \text{ лк}}(t)}{dt} = -\frac{L_f + w_1 w_f G_\mu}{L_1 + w_1^2 G_\mu} \frac{di_f(t)}{dt}, \quad (3.28)$$

локальное же напряжение выражается через производную неизвестного тока

$$u_{q \text{ лк}}(t) = w_q G_\mu \frac{w_f L_1 - w_1 L_f}{L_1 + w_1^2 G_\mu} \frac{di_f(t)}{dt}. \quad (3.29)$$

Из (3.28) и (3.29) следует соотношение между локальными величинами

$$u_{q \text{ лк}}(t) = -w_q G_\mu \frac{w_f L_1 - w_1 L_f}{L_f + w_1 w_f G_\mu} \frac{di_{1 \text{ лк}}(t)}{dt}, \quad (3.30)$$

отображающее данный тип КЗ в область на плоскости $u_{q \text{ лк}}$, $\frac{di_{1 \text{ лк}}}{dt}$, расположенную вблизи оси производной тока.

В контуре магнитной цепи локальный режим при замыкании между двумя заземлёнными обмотками одной фазы (рисунок 3.7) действует МДС

$$\underline{F}_\Sigma = w_1 \underline{I}_{1 \text{ лк}} + (w_{f2} - w_{f1}) \underline{I}_f, \quad (3.31)$$

создающая поток $\underline{\Phi} = \underline{Y}_\mu \underline{F}_\Sigma$ и определяющая напряжения намагничивания $\underline{U}_{\mu q} = j\omega w_q \underline{\Phi}$. Из уравнения контура первой обмотки вытекает взаимосвязь локального тока с током повреждения \underline{I}_f , а из уравнения вторичной обмотки определяются зависимость от \underline{I}_f локальных напряжений, из которых определяются собственные параметры повреждённого трансформатора, независимые от тока \underline{I}_f

$$\underline{Z}_{21 \text{ лк}} = \frac{\underline{Z}_{f2} \underline{Z}_1 + j\omega \underline{Y}_\mu (w_1^2 \underline{Z}_{f2} + w_1 w_2 \underline{Z}_{f1} + w_2 \underline{Z}_1 (w_{f2} - w_{f1}))}{\underline{Z}_{f1} + j\omega w_1 \underline{Y}_\mu (w_{f1} - w_{f2})}, \quad (3.32)$$

$$\underline{Z}_{31 \text{ лк}} = \frac{j\omega w_3 \underline{Y}_\mu (w_1 \underline{Z}_{f1} + \underline{Z}_1 (w_{f2} - w_{f1}))}{\underline{Z}_{f1} + j\omega w_1 \underline{Y}_\mu (w_{f1} - w_{f2})}. \quad (3.33)$$

В базисе же мгновенных значений соотношения между локальными величинами примут следующий вид

$$u_{2 \text{ лк}}(t) = \frac{L_{f2} (L_1 + w_1^2 G_\mu) + w_2 G_\mu (w_1 L_{f1} + (w_{f2} - w_{f1}) L_1)}{L_{f1} + w_1 (w_{f1} - w_{f2}) G_\mu} \frac{di_{1 \text{ лк}}(t)}{dt}, \quad (3.34)$$

$$u_{3\text{ лк}}(t) = \frac{w_3 G_\mu \left(w_1 L_{f1} + (w_{f2} - w_{f1}) L_1 \right) di_{1\text{ лк}}(t)}{L_{f1} + w_1 (w_{f1} - w_{f2}) G_\mu} \quad (3.35)$$

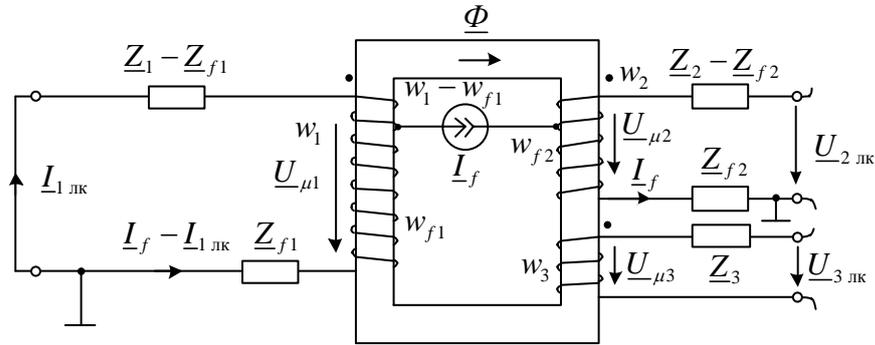


Рисунок 3.7 – Локальный режим однофазного трёхобмоточного трансформатора при межобмоточном КЗ

На рисунке 3.8 показаны области отображения зависимостей локальных компонентов разных обмоток для режимов межвитковых замыканий (3.30) и замыканий между двумя заземлёнными обмотками (3.34), (3.35) на примере однофазного трёхобмоточного трансформатора мощностью 25/3 МВА.

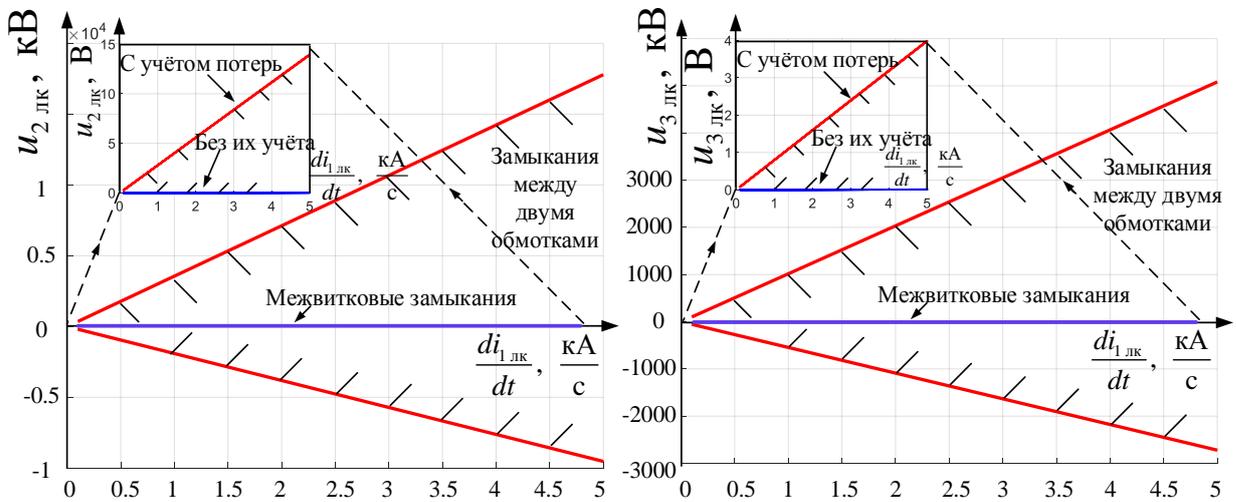


Рисунок 3.8 – Отображение режимов КЗ в первичной обмотке и замыкания между двумя заземлёнными обмотками одной и той же фазы на плоскости их локальных компонентов

Напряжения обмоток трансформатора $U_1 = 115/\sqrt{3}$ кВ, $U_2 = 38,5/\sqrt{3}$ кВ, $U_3 = 11/\sqrt{3}$ кВ, число витков обмоток $w_1 = 1150$, $w_2 = 385$, $w_3 = 110$, их сопротивления $R_1 = 1,375$ Ом, $R_2 = 0,154$ Ом, $R_3 = 0,013$ Ом и индуктивность $L_1 = 180,962$ мГн, $L_2 = 0,004$ мГн, $L_3 = 1,039$ мГн. Границы области отображения

(3.34), (3.35) относятся к таким повреждениям, в которых выполняется равенство числа замкнувшихся витков первичной и вторичной обмотки $w_{f1} = w_{f2}$.

Наряду с рассмотренной ранее моделью локального режима с закороченной первичной обмоткой возможны и другие модификации с иной конфигурацией замкнутых и разомкнутых обмотк. Одним из возможных вариантов является такой тип локального режима, в котором первичная обмотка разомкнута, а зашунтирована одна из вторичных обмоток (рисунок 3.9).

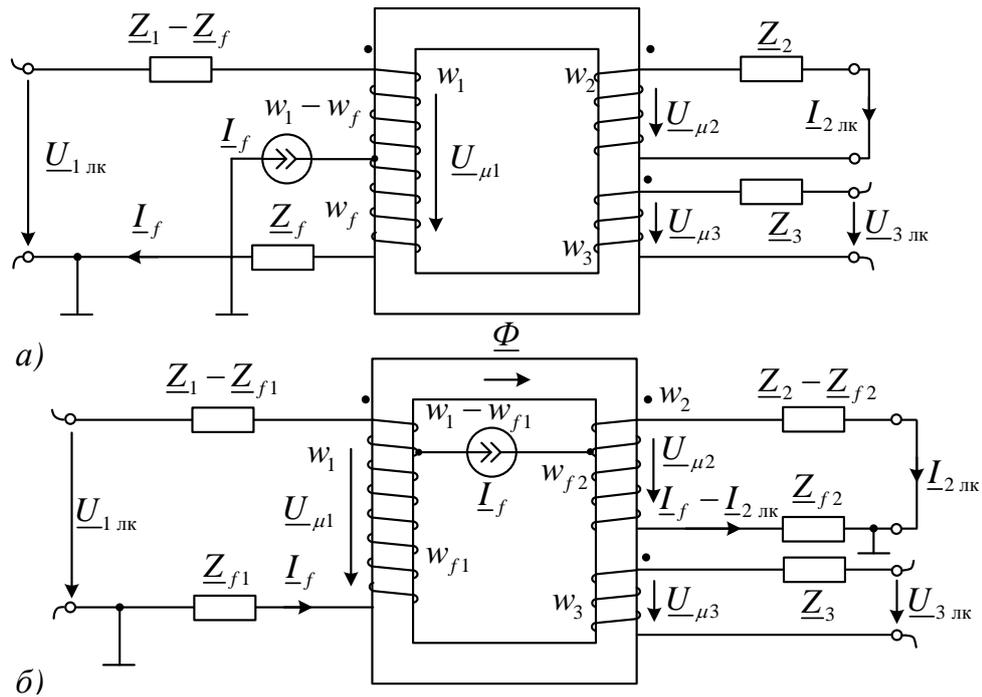


Рисунок 3.9 – Модификация локального режима при: а – повреждении первичной обмотки, б – при межобмоточном КЗ

Отображение режимов повреждения обмоток трансформатора на плоскостях своих локальных компонентов в данной модификации локального режима во многом повторяет характер отображения этих режимов, рассмотренных ранее (рисунок 3.8). Режимы межвитковых замыканий также компактно расположены вблизи оси абсцисс производной локального тока уже вторичной обмотки, в то время как замыкания между двумя заземлёнными обмотками занимают широкий сектор на плоскости отображения локальных компонентов аналогично тому, как это показано на рисунке 3.8.

Метод локальных компонентов, применённый к задаче распознавания витковых замыканий в трансформаторе, не имеет методической погрешности.

Погрешность могут вносить измерения и фильтрация ортогональных составляющих, а также те погрешности, что вносит модель неповреждённого трансформатора, в которой сопротивления обмоток и ветви намагничивания могут отличаться от рассчитанных на этапе обучения релейной защиты. Уменьшение первых двух погрешностей возможно с применением оптико-электронных измерительных преобразователей и адаптивных фильтров ортогональных составляющих [91]. Влияние последней погрешности можно уменьшить корректировкой сопротивлений $\underline{Z}_1^{(2)} = R_1^{(2)} + jX_1^{(2)}$, $\underline{Z}_2 = R_2 + jX_2$ и $\underline{Z}_\mu^{(2)}$ модели нормального режима (рисунок 3.1в) по результатам наблюдения предшествующего режима. Предположим, что известны реактивные сопротивления обмоток $X_1^{(2)}$ и X_2 , тогда остающиеся параметры получают следующие оценки

$$\hat{R}_2 = (1/K_{\text{Im}}) X_{12}, \quad (3.36)$$

$$\hat{R}_1 = K_{\text{Re}} \hat{R}_2 + R_{12}, \quad (3.37)$$

$$\hat{\underline{Z}}_\mu^{(2)} = \frac{\underline{U}_{2\text{пд}} + (\hat{R}_2 + jX_2) \underline{I}_{2\text{пд}}}{\underline{I}_{1\text{пд}}^{(2)} - \underline{I}_{2\text{пд}}}, \quad (3.38)$$

где

$$K_{\text{Re}} + jK_{\text{Im}} = \underline{I}_{2\text{пд}} / \underline{I}_{1\text{пд}}^{(2)}, \quad (3.39)$$

$$R_{12} + jX_{12} = \underline{U}_{12\text{пд}} / \underline{I}_{1\text{пд}}^{(2)}, \quad (3.40)$$

$$\underline{U}_{12\text{пд}} = \underline{U}_{2\text{пд}} - \underline{U}_{1\text{пд}}^{(2)} + j(X_1^{(2)} \underline{I}_{1\text{пд}}^{(2)} + X_2 \underline{I}_{2\text{пд}}). \quad (3.41)$$

§3.2 Разграничение режимов броска намагничивающего тока и внутренних замыканий в трансформаторе

Рассмотрим информационные особенности броска намагничивающего тока на примере однофазного двухобмоточного трансформатора. В текущем режиме БНТ модель трансформатора (рисунок 3.10а) имеет следующие параметры: R_1 , L_1 – первичной обмотки, R'_2 , L'_2 – приведённые к первичной стороне параметры вторичной обмотки, и ветвь намагничивания, представленная в виде

индуктивности ветви намагничивания на рабочем участке характеристики намагничивания $L_{\mu \text{ НМ}}$ и неизвестный ток броска намагничивающего тока $i_{\mu \text{ бр}}$.

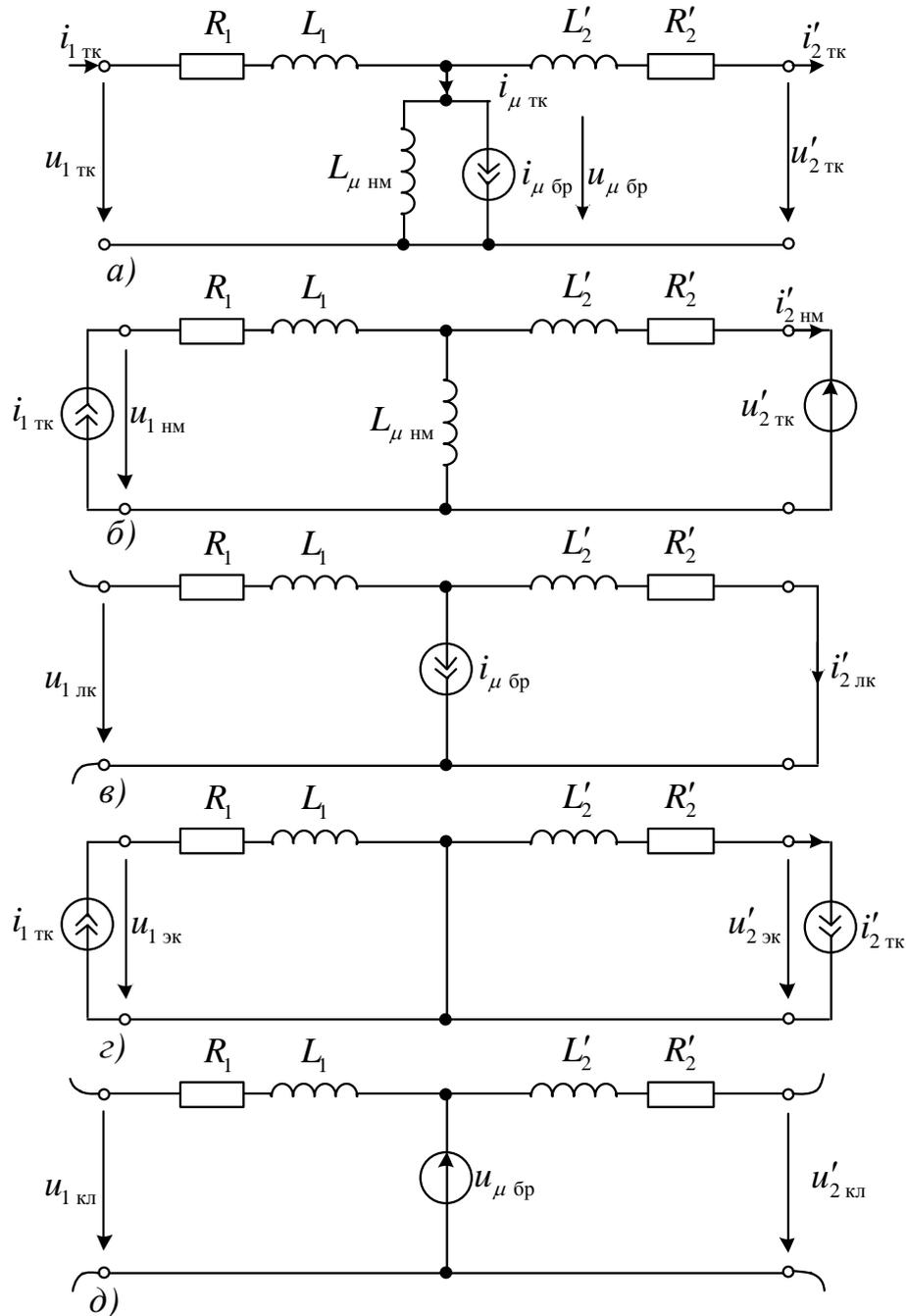


Рисунок 3.10 – Модели двухобмоточного трансформатора в различных режимах: *а* – текущий режим БНТ, *б* – нормальный режим как составляющая текущего режима, *в* – локальный режим, *г* – экстремальный режим, *д* – квазилокальный режим

Наблюдателю доступны токи и напряжения первичной обмотки $i_{1 \text{ ТК}}$, $u_{1 \text{ ТК}}$ и приведённые к первичной стороне наблюдаемые величины вторичной обмотки $i'_{2 \text{ ТК}}$,

$u'_{2\text{ТК}}$. На рисунке 3.10 изображены ток и напряжение ветви намагничивания $i_{\mu\text{ТК}}(t)$ и

$$u_{\mu\text{ТК}}(t) = u_{\mu\text{БР}}(t) = L_{\mu\text{диф}} \frac{di_{\mu\text{БР}}(t)}{dt}. \quad (3.42)$$

Начать стоит с модели нормального режима. На рисунке 3.10б показан нормальный режим, активируемый в модели неповреждённого объекта током первичной $i_{1\text{ТК}}$ и напряжением вторичной стороны $u'_{2\text{ТК}}$. Нормальные составляющие наблюдаемых величин представляют собой реакцию модели нормального режима в виде напряжения $u_{1\text{НМ}}$ и тока $i'_{2\text{НМ}}$. В пренебрежении током намагничивания в нормальном режиме нормальные составляющие определяются как

$$i'_{2\text{НМ}}(t) = i_{1\text{ТК}}(t), \quad (3.43)$$

$$u_{1\text{НМ}}(t) = (R_1 + R'_2)i_{1\text{ТК}}(t) + (L_1 + L'_2) \frac{di_{1\text{ТК}}(t)}{dt} + u'_{2\text{ТК}}(t). \quad (3.44)$$

Тогда сами локальные величины определяются по результатам наблюдения как

$$u_{1\text{ЛК}}(t) = u_{1\text{ТК}}(t) - u_{1\text{НМ}}(t), \quad i'_{2\text{ЛК}}(t) = i'_{2\text{ТК}}(t) - i'_{2\text{НМ}}(t), \quad (3.45)$$

а в модели локального режима (рисунок 3.10в) ток $i'_{2\text{ЛК}}$ представляет собой реакцию на неизвестный источник тока $i_{\mu\text{БР}}$ на зашунтированном выходе, а напряжение $u_{1\text{ЛК}}$ реакцию на этот же ток, но уже на разомкнутом входе

$$i_{\mu\text{БР}}(t) = -i'_{2\text{ЛК}}(t), \quad (3.46)$$

$$u_{1\text{ЛК}}(t) = -R_2 i'_{2\text{ЛК}}(t) - L'_2 \frac{di'_{2\text{ЛК}}(t)}{dt}, \quad (3.47)$$

определяющие ток БНТ $i_{\mu\text{БР}}$. Дополнительную информацию о броске можно получить из напряжения на ветви намагничивания $u_{\mu\text{ТК}}$. Для этого используется модель экстремального режима с короткой вместо неизвестного элемента ветви намагничивания, которая открывает путь к определению квазилокального режима с неизвестной ЭДС в том же месте (рисунок 3.10г и д). Экстремальному режиму отвечает модификация с источниками ЭДС (рисунок 3.10г)

$$u_{1 \text{ эк}}(t) = R_1 i_{1 \text{ ТК}}(t) + L_1 \frac{di_{1 \text{ ТК}}(t)}{dt}, \quad (3.48)$$

$$u'_{2 \text{ эк}}(t) = -R_2 i'_{2 \text{ ТК}}(t) - L_2 \frac{di'_{2 \text{ ТК}}(t)}{dt}. \quad (3.49)$$

А модель квазилокального режима в данном случае будет иметь закороченные выводы (рисунок 3.10д)

$$u_{1 \text{ кл}}(t) = u'_{2 \text{ кл}}(t) = u_{\mu \text{ бр}}(t). \quad (3.50)$$

Равенства (3.46) и (3.50) ведут от локальных и квазилокальных составляющих к величинам $u_{\mu \text{ бр}}(t)$ и $\frac{di_{\mu \text{ бр}}(t)}{dt}$, связанными закономерностью (3.42), отображаемой на соответствующей плоскости (рисунок 3.11). Там же отображены режимы всех внутренних КЗ, рассмотренных ранее, но применительно к двухобмоточному трансформатору мощностью 25/3 МВА с напряжениями обмоток $U_1 = 115/\sqrt{3}$ кВ, $U_2 = 11/\sqrt{3}$ кВ и параметрами $w_1 = 1150$, $w_2 = 110$, $R_1 = 1,270$ Ом, $R_2 = 0,012$ Ом, $L_1 = 88,310$ мГн, $L_2 = 0,808$ мГн.

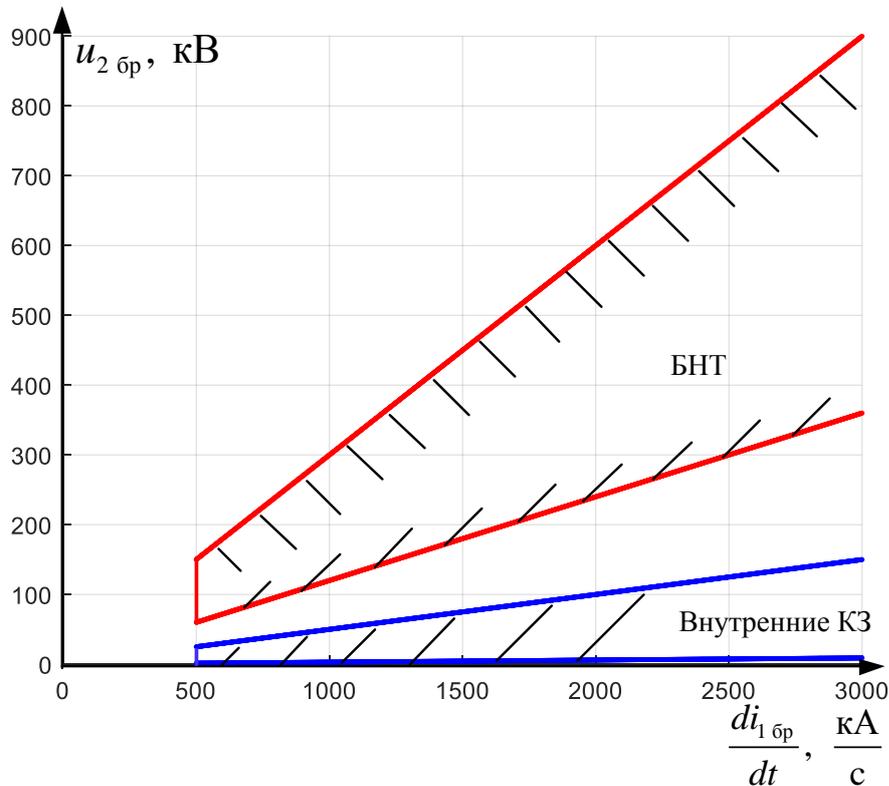


Рисунок 3.11 – Отображение режимов внутренних замыканий в трансформаторе и БНТ на плоскости квазилокального напряжения и производной локального тока

Области отображений режимов БНТ и режимов различных видов КЗ не пересекаются, из чего следует, что алгоритм разграничения этих режимов на основе локальных и квазилокальных компонентов свободен от методической погрешности.

Выводы к главе 3

1. Метод локальных компонентов распространён на индикацию повреждений в трансформаторе. В данном случае востребована модель локального режима с разомкнутыми входами на одной стороне и с короткозамкнутыми на другой.

2. Идентификация различных режимов работы трансформатора производится в мгновенном базисе наблюдаемых электрических величин. Поскольку место ветви намагничивания известно, то это позволяет привлечь к распознаванию режимов не только локальный, но и квазилокальный режим. Отношения разнородных локальных компонентов позволяют разграничить аварийные и нормальные режимы работы трансформатора. В основу метода распознавания витковых замыканий в трансформаторе по локальным составляющим положена оценка магнитодвижущей силы замкнувшихся витков.

ГЛАВА 4 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

§4.1 Концепции полного и неполного наблюдения энергообъекта

Регистрация электрических величин в строго определенных местах энергообъекта, который может находиться в нормальном состоянии или быть повреждённым, является целью его физического наблюдения. Наблюдателю в свою очередь необходим такой инструмент, который позволит в максимально возможном объёме производить наблюдение энергообъекта. Таким инструментом выступает алгоритмическое наблюдение объекта, позволяющее определить значения электрических величин в любом его месте путём преобразования текущих величин токов и напряжений в местах наблюдения в его произвольное место, используя алгоритмическую модель неповреждённого объекта [26,47,56,64]. В случае, когда наблюдаемый объект не повреждён, алгоритмическая модель адекватна и преобразования осуществляются корректно. При повреждении ситуация противоположная: до истинного места повреждения модель адекватна, а после него утрачивает свою адекватность [46].

Возможности алгоритмического наблюдения ограничены объемом и достоверностью информационной базы, а также полнотой физического наблюдения объекта и возможной вариации нормальных параметров энергообъекта [64]. В зависимости от полноты доступной информационной базы алгоритмическое наблюдение объекта можно разделить на полное и неполное.

Полное наблюдение разделяется на три группы, соответствующих максимальному, избыточному и достаточному наблюдениям. На рисунках 4.1–4.3 показаны варианты полного наблюдения, а на рисунке 4.4 – неполное наблюдение, обозначения \mathbf{i} и \mathbf{u} относятся в общем случае к n -мерным векторам токов и напряжений, где n – число выводов объекта в одном месте, s и r – обозначения мест его возможных наблюдений, x и y – ненаблюдаемых мест, где находятся элементы с неизвестными параметрами, l – ненаблюдаемого места соединения объекта с системой, X и Y – обозначения ненаблюдаемых элементов с неизвестными

параметрами. Полное наблюдение открывает путь для создания защит с абсолютной селективностью, в то время как при неполном наблюдении – защит с относительной селективностью.

Максимальное наблюдение означает, что во всех местах наблюдения s и r энергообъекта фиксируются токи и напряжения, а сама модель объекта не содержит неопределённых элементов (рисунок 4.1). Для активации модели достаточно половины наблюдаемых величин, например, напряжений \mathbf{u}_s и \mathbf{u}_r , или токов $\hat{\mathbf{i}}_s$ и $\hat{\mathbf{i}}_r$, или их различных комбинаций. Соответственно, наблюдаемый режим разделяется на нормальную и локальную составляющие, о которых было сказано в предыдущих главах. На рисунке 4.1б приведён пример нормального режима, активируемого источниками напряжений в местах наблюдения. В этом случае наблюдаемые текущие токи \mathbf{i}_s и \mathbf{i}_r разделяются на два компонента: реакцию модели неповреждённого объекта в виде оценки токов $\hat{\mathbf{i}}_s$ и $\hat{\mathbf{i}}_r$, несущих название нормальных токов, и локализуемый в модели объекта с зашунтированными выходами локальный режим с протекающими в ней локальными токами.

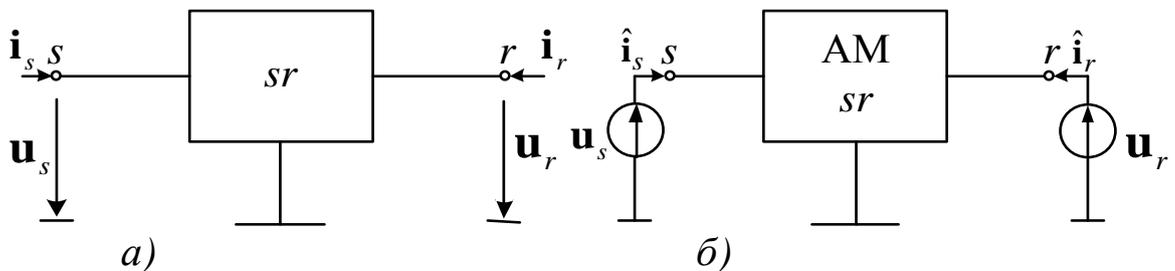


Рисунок 4.1 – Максимальное наблюдение объекта: а – наблюдаемый объект, б – его алгоритмическая модель, активируемая напряжениями (нормальная модель)

Избыточному наблюдению также отвечает разделение наблюдаемого процесса на нормальную и локальную составляющие. Однако, хотя резерв наблюдаемых величин всё также имеется, но он меньше, чем при максимальном наблюдении (рисунок 4.2) из-за наличия некоторого неопределённого элемента. Примером такого наблюдения может служить, например, линия электропередачи с одним ненаблюдаемым ответвлением или трансформатор с неизвестной характеристикой ветви намагничивания.

В этом случае помимо определения нормальных и локальных составляющих имеется возможность также произвести оценку неопределённого элемента, тогда модель активируется по частям. Левая часть sx преобразует наблюдаемые векторы $\mathbf{i}_s, \mathbf{u}_s$ в выходные величины $\hat{\mathbf{i}}_{x1}, \hat{\mathbf{u}}_{x1}$, а правая часть xr преобразует $\mathbf{i}_r, \mathbf{u}_r$ в $\hat{\mathbf{i}}_{x2}, \hat{\mathbf{u}}_{x2}$. Сопоставлению подлежат модельные оценки напряжений $\hat{\mathbf{u}}_{x1}$ и $\hat{\mathbf{u}}_{x2}$. Режим ненаблюдаемого элемента X в данной модели определяется векторами его тока $\hat{\mathbf{i}}_x = \hat{\mathbf{i}}_{x1} + \hat{\mathbf{i}}_{x2}$ и напряжения $\hat{\mathbf{u}}_x$.

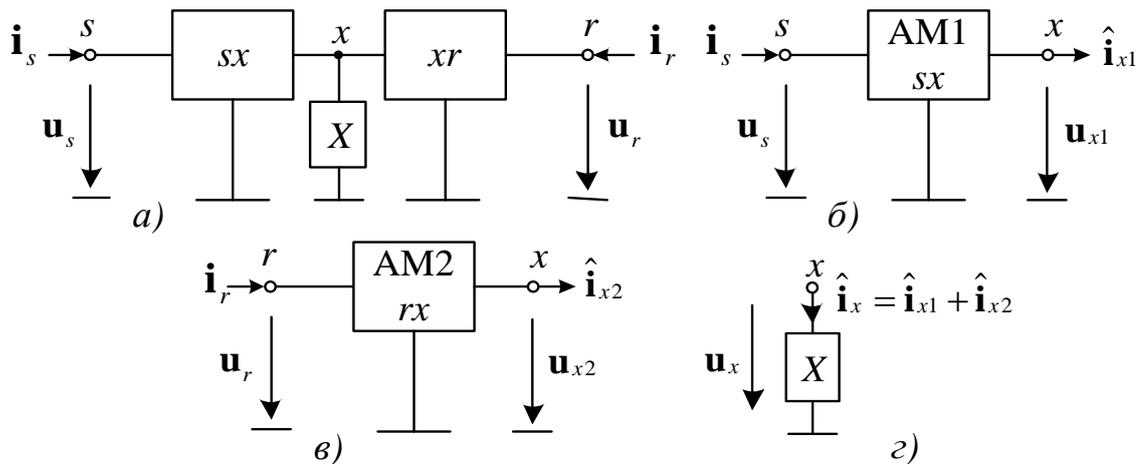


Рисунок 4.2 – Избыточное наблюдение: *а* – наблюдаемый объект, *б* – алгоритмическая модель его левой части, *в* – правой части, *г* – алгоритмическое наблюдение неопределённого элемента

Достаточное наблюдение свидетельствует также о полном наблюдении объекта во всех местах его присоединения к внешним системам. При таком наблюдении также имеется возможность определения локальных компонентов, однако наличие ненаблюдаемых неопределённых элементов X и Y не позволяет в полной мере оценить состояние объекта (рисунок 4.2). Имеется при этом возможность приближённо оценить параметры модели наблюдаемого объекта по предшествующему режиму. Для определения же состояния этих неопределённых элементов порознь используются три части алгоритмической модели: сначала крайние как многополюсники прямой и обратной передачи, формирующие векторы $\hat{\mathbf{i}}_{x1}, \hat{\mathbf{u}}_x$ и $\hat{\mathbf{i}}_{y1}, \hat{\mathbf{u}}_y$, а затем средняя часть, активируемая источниками напряжений $\hat{\mathbf{u}}_x, \hat{\mathbf{u}}_y$ (рисунок 4.3). Оценка их состояния всё также выполняется

приблизённо. Такому виду наблюдения отвечает линия электропередачи с несколькими ненаблюдаемыми ответвлениями.

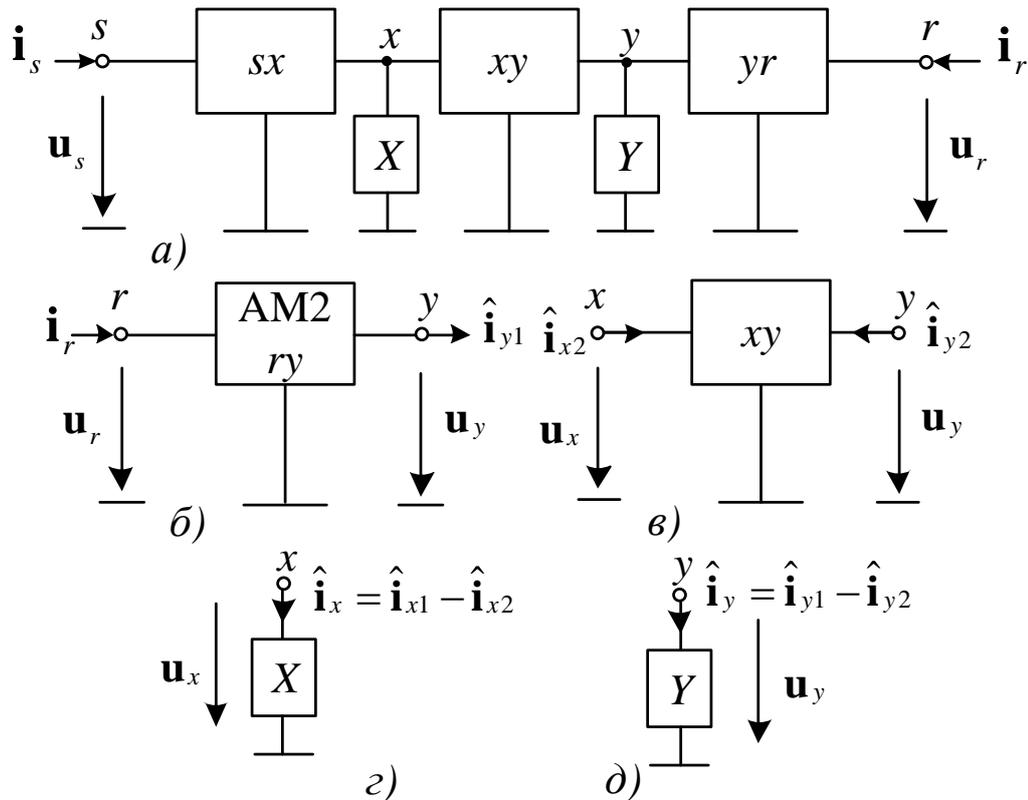


Рисунок 4.3 – Достаточное наблюдение: *a* – наблюдаемый объект, *б* – алгоритмическая модель его крайней правой части, *в* – алгоритмическая модель его центральной части, *г*, *д* – алгоритмическое наблюдение двух неопределённых элементов

При неполном наблюдении регистрируются только величины токов и напряжений i_s , u_s в одном месте. Они преобразуются в оценки токов и напряжений \hat{i}_l , \hat{u}_l в произвольном ненаблюдаемом месте l . Повреждение, произошедшее в месте l , может быть отнесено как к числу повреждений самого защищаемого объекта, так и к числу альтернативных режимов [54]. Из-за требования обеспечения селективности релейной защиты чувствительность защиты при повреждении в месте l будет нулевой [21,109,110].

Далее перейдём к рассмотрению алгоритма определения места повреждения и селекции фаз при одностороннем наблюдении электропередачи.

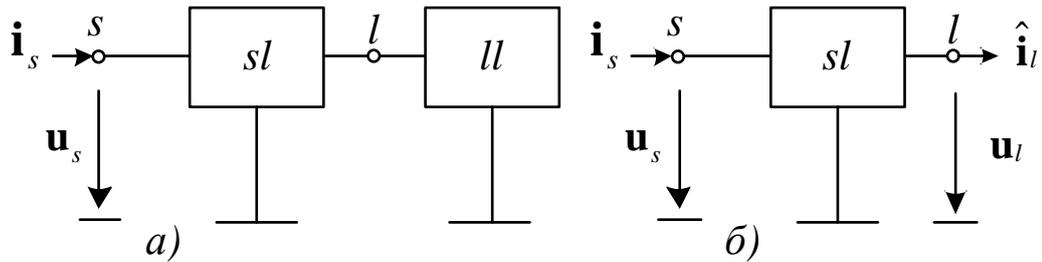


Рисунок 4.4 – Неполное наблюдение: *a* – наблюдаемый объект, *б* – его алгоритмическая модель

§4.2 Распознавание повреждённых фаз и определение места повреждения в наблюдаемой с одной стороны линии электропередачи

Селекция фаз [58] и локация повреждений [2,24] в линии электропередачи относятся к различным алгоритмам защит, их объединяет общая информационная база в виде наблюдаемых токов и напряжений, а также априорная информация о структуре и параметрах электропередачи [23,52,60,107]. Процедуры селекции и локации повреждений модифицируются в зависимости от того, существовал ли до повреждения объекта предшествующий режим или же повреждение возникло после включения линии под напряжение. В первом случае на помощь приходит чисто аварийный режим [91], несущий информацию о повреждении, решающий задачу селекции фаз относительно просто. Во втором случае при отсутствии аварийных составляющих наблюдаемых электрических величин задачи селекции фаз и локации повреждения решаются совместно.

Алгоритмы селекции фаз и локации повреждения [37,39] нуждаются в предварительном анализе информации о параметрах и структуре как наблюдаемого объекта, так и внешней сети, позволяющем получить априорные координатные функции предполагаемого места повреждения x_f . Рассмотрим линию электропередачи, наблюдаемую с одной стороны. В текущем режиме (рисунок 4.5а) наблюдаются вектора токов и напряжений $\underline{I}_{\text{СТК}}$ и $\underline{U}_{\text{СТК}}$, при этом \underline{I}_f и \underline{U}_f – векторы электрических величин в месте КЗ, а $\underline{I}_{\text{гТК}}$ – вектор токов линии на подходе к тому месту. Активный многополюсник A моделирует внешнюю по отношению к наблюдаемой линии часть электрической сети [33].

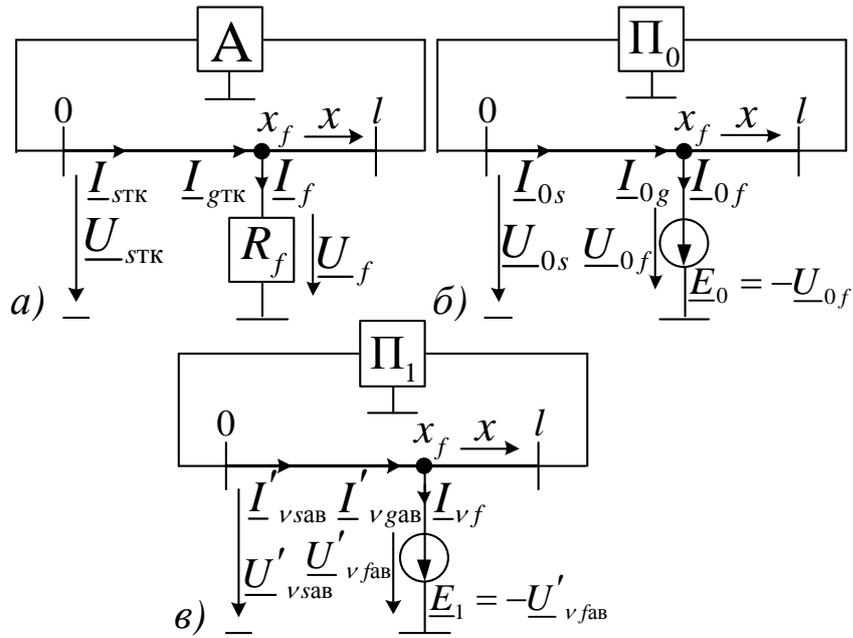


Рисунок 4.5 – Модели сети с повреждённой электропередачей: *a* – текущего режима, *б* – нулевой последовательности, *в* – центрированных составляющих

Если до повреждения существовал предшествующий режим с наблюдаемыми $\underline{I}_{\text{спд}}$ и $\underline{U}_{\text{спд}}$, то доступны также аварийные составляющие наблюдаемых величин [17,91]

$$\underline{I}_{\text{сав}} = \underline{I}_{\text{стк}} - \underline{I}_{\text{спд}}, \quad \underline{U}_{\text{сав}} = \underline{U}_{\text{стк}} - \underline{U}_{\text{спд}}, \quad (4.1)$$

активируемые из неизвестного места повреждения x_f источником тока \underline{I}_f .

Модель симметричной линии рассматривается в двухпроводных каналах нулевой последовательности $\underline{I}_0, \underline{U}_0$ и центрированных (безнулевых) фазных величин [53]

$$\underline{I}'_v = \underline{I}_v - \underline{I}_0, \quad \underline{U}'_v = \underline{U}_v - \underline{U}_0, \quad (4.2)$$

где $v = A, B, C$ – обозначение канала;

\underline{I}_v – фазные токи V -го канала, А;

\underline{U}_v – фазные напряжения V -го канала, В.

Последние в свою очередь разделяются на составляющие прямой и обратной последовательностей [72]

$$\underline{I}'_v = \underline{I}_{v1} + \underline{I}_{v2}, \quad \underline{U}'_v = \underline{U}_{v1} + \underline{U}_{v2}, \quad (4.3)$$

где $\underline{I}_{V1}, \underline{I}_{V2}$ – токи прямой и обратной последовательностей V -го канала, А;
 $\underline{U}_{V1}, \underline{U}_{V2}$ – напряжения прямой и обратной последовательностей V -го канала,
 В.

Если в предшествующем режиме нулевая последовательность не наблюдалась, то она будет отнесена к аварийным составляющим

$$\underline{I}_{Vав} = \underline{I}'_{Vав} + \underline{I}_0, \quad \underline{U}_{Vав} = \underline{U}'_{Vав} + \underline{U}_0, \quad (4.4)$$

где $\underline{I}'_{Vав}$ – центрированные аварийные токи, А;

$\underline{U}'_{Vав}$ – центрированные аварийные напряжения, В.

В каждой из моделей – нулевой последовательности (рисунок 4.5б) и центрированных аварийных составляющих (рисунок 4.5в) – действует единственный источник тока КЗ. В моделях по рисунку 4.5б и 4.5в введены обозначения пассивных трёхполюсников внешней по отношению к линии электропередачи части электрической системы – Π_0 и Π_1 , где модель по рисунку 4.5б – модель нулевой последовательности, а по рисунку 4.5в – прямой последовательности. В случае симметричного предшествующего режима обратная последовательность является частью аварийной составляющей

$$\underline{I}'_{Vав} = \underline{I}_{V1ав} + \underline{I}_{V2}, \quad \underline{U}'_{Vав} = \underline{U}_{V1ав} + \underline{U}_{V2}, \quad (4.5)$$

где $\underline{I}_{V1ав}$ – аварийные составляющие токов прямой последовательности V -го канала, А;

$\underline{U}_{V1ав}$ – аварийные составляющие напряжения прямой последовательности V -го канала, В; а двухпроводная модель обратной последовательности имеет те же пассивные параметры, что и модель прямой последовательности.

Повреждённая линия электропередачи рассматривается как эквивалентный генератор относительно места предполагаемого повреждения x_f с внутренним сопротивлением прямой и нулевой последовательности

$$\underline{Z}_{0f} = Z_{0f} e^{j\varphi_{0f}} = -\frac{U_{0f}}{I_{0f}}, \quad (4.6)$$

$$\underline{Z}_f = Z_f e^{j\varphi_f} = -\frac{U'_{vfав}}{I_{vf}} = -\frac{U_{v2f}}{I_{v2f}}, \quad (4.7)$$

где \underline{U}_{0f} , \underline{U}_{v2f} – напряжения нулевой и обратной последовательностей в месте повреждения V -го канала, В;

\underline{I}_{0f} , \underline{I}_{v2f} – токи нулевой и обратной последовательностей в месте повреждения V -го канала, А;

$\underline{U}'_{vfав}$ – центрированное аварийное напряжение в месте повреждения V -го канала, В;

\underline{I}_{vf} – ток в месте повреждения V -го канала, А; а также соотношением между двумя токами последовательностей

$$\underline{K}_{0f} = K_{0f} e^{j\theta_{0f}} = \frac{I_{0g}}{I_{0f}}, \quad (4.8)$$

$$\underline{K}_f = K_f e^{j\theta_f} = \frac{I'_{vgав}}{I_{vf}} = \frac{I_{vg2}}{I_{v2f}}, \quad (4.9)$$

где \underline{I}_{0g} , \underline{I}_{vg2} – токи нулевой и обратной последовательностей на подходе к месту повреждения V -го канала, А;

$\underline{I}'_{vgав}$ – центрированный аварийный ток на подходе к месту повреждения V -го канала, А.

На первом шаге ещё на этапе обучения фазового селектора и локатора повреждений определяются координатные функции $\underline{Z}_{0f}(x)$, $\underline{Z}_f(x)$; $\underline{K}_{0f}(x)$, $\underline{K}_f(x)$, для каждого места $x \in (0, l)$ линии электропередачи. С возникновением повреждения в энергообъекте в процессе его физического наблюдения с целью определения координаты места повреждения, а также повреждённой фазы осуществляется преобразование наблюдаемых величин \underline{I}_{0s} , \underline{U}_{0s} и $\underline{I}'_{vsав}$, $\underline{U}'_{vsав}$ В токи и напряжения $\underline{I}'_{vgав}(x)$, $\underline{U}'_{vав}(x)$. Преобразование совершается в алгоритмических моделях неповреждённой электропередачи с удельными параметрами прямой и нулевой последовательности \underline{Z}_1^0 , \underline{Y}_1^0 и \underline{Z}_0^0 , \underline{Y}_0^0 (рисунок 4.6)

[48]. Обратная последовательность необходима в случае отсутствия аварийных составляющих (рисунок 4.6г) [45].

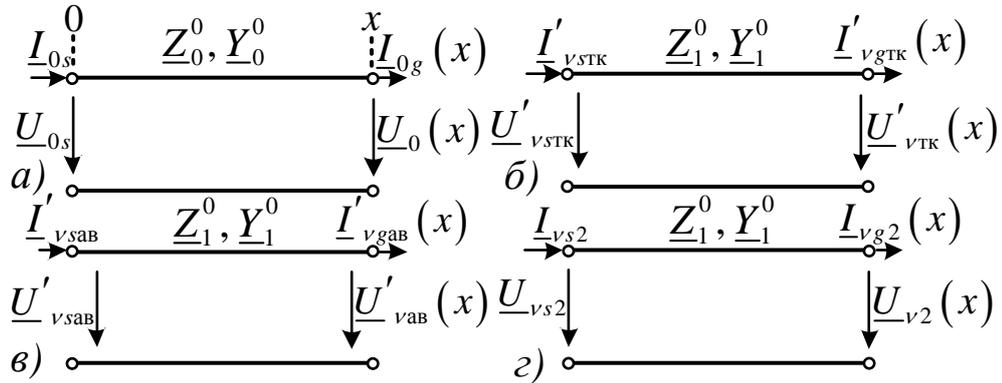


Рисунок 4.6 – Алгоритмические модели двухпроводных каналов электропередачи: а – нулевой последовательности; б, в – центрированных составляющих; г – обратной последовательности

На рисунке 4.7в, г показаны координатные функции (4.6) – (4.9) линии электропередачи 110 кВ протяжённостью $l=100$ км с удельными параметрами прямой и нулевой последовательности $\underline{Z}_1^0=0,15+j0,40$ Ом/км, $\underline{Y}_1^0=j3,6$ мкСм/км и $\underline{Z}_0^0=0,3+j1,21$ Ом/км, $\underline{Y}_0^0=j2,2$ мкСм/км при равных параметрах приёмной и передающей систем: $\underline{Z}_{s1}=\underline{Z}_{r1}=1+j10$ Ом, $\underline{Z}_{s0}=\underline{Z}_{r0}=1,2+j12$ Ом.

Координатные функции связывают выходные величины алгоритмических моделей с оценками токов предполагаемого КЗ

$$\hat{\underline{I}}_{0f}(x) = -\frac{\underline{U}_0(x)}{\underline{Z}_{0f}(x)} = \frac{\underline{I}_{0g}(x)}{\underline{K}_{0f}(x)}, \quad (4.10)$$

$$\hat{\underline{I}}'_{vf}(x) = -\frac{\underline{U}'_{vав}(x)}{\underline{Z}_f(x)} = \frac{\underline{I}'_{vгав}(x)}{\underline{K}_f(x)}, \quad (4.11)$$

$$\hat{\underline{I}}_{vf}(x) = \hat{\underline{I}}_{0f}(x) + \hat{\underline{I}}'_{vf}(x), \quad (4.12)$$

$$\hat{\underline{I}}_{v2f}(x) = -\frac{\underline{U}_{v2}(x)}{\underline{Z}_f(x)} = \frac{\underline{I}_{vг2}(x)}{\underline{K}_f(x)}. \quad (4.13)$$

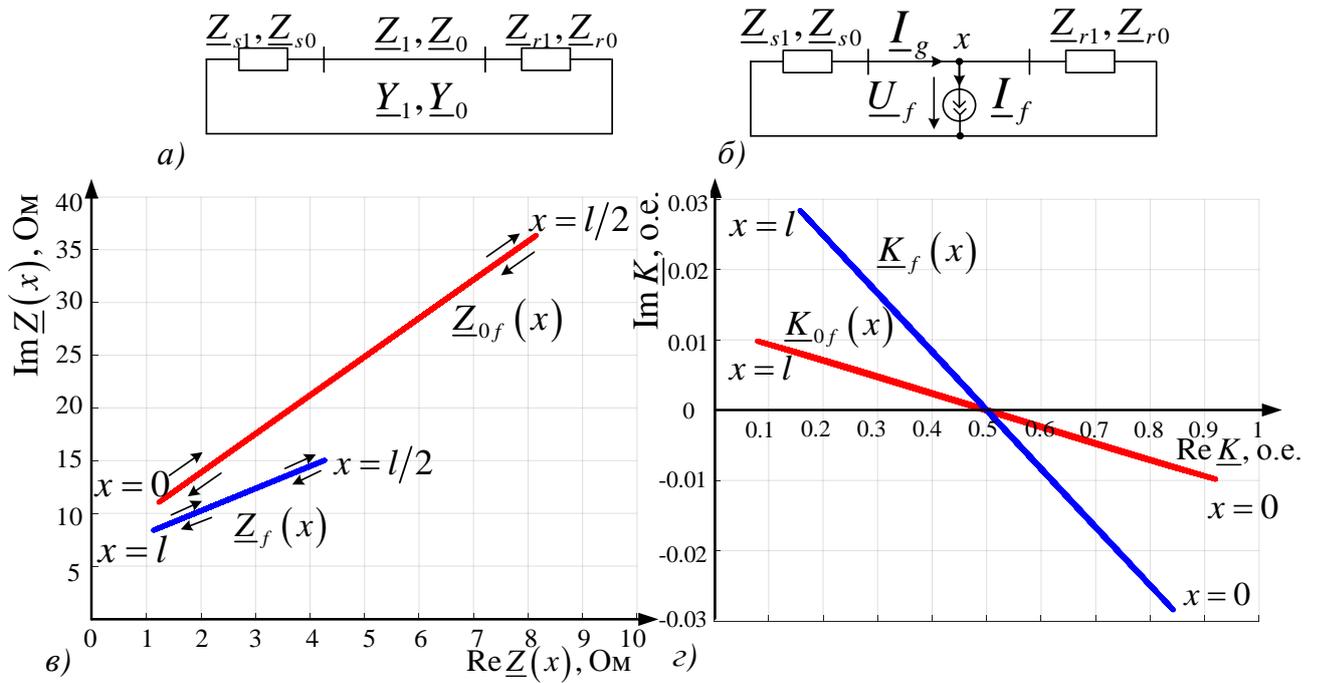


Рисунок 4.7 – Координатные функции линии электропередачи: а – пассивная модель линии, б – модель для определения параметров места x $\underline{Z} = -\underline{U}_f / \underline{I}_f$, $\underline{K} = \underline{I}_g / \underline{I}_f$; в, г – координатные функции данной линии

Функции тока (4.10) – (4.13) и напряжения

$$\underline{U}_{\text{vтк}}(x) = \underline{U}_0(x) + \underline{U}'_{\text{vтк}}(x) \tag{4.14}$$

необходимы для определения координаты x , в которой выполняются граничные условия одного из видов КЗ. На рисунке 4.8 приведены примеры режимов КЗ на землю в месте $x_f^* = x_f / l = 0,5$ с переходным сопротивлением $R_f = 30 \text{ Ом}$ при $K_A^{(1)}$ и $R_{fB} = R_{fC} = 10 \text{ Ом}$, $R_{f0} = 25 \text{ Ом}$ при $K_{BC}^{(1,1)}$ при угле передачи линии $\delta = -30^\circ$ и равенстве модулей источников передающей и приёмной систем. Пассивные параметры определяются из модели по рисунку 4.7.

Величина модуля оценки тока КЗ I_{vf} в повреждённых фазах монотонно возрастает, а в неповреждённых фазах – сначала уменьшается до нуля до места КЗ, а далее возрастает, что достаточно для алгоритма селекции фаз. Для определения координаты места повреждения необходимо воспользоваться критерием резистивности повреждения, при котором реактивная мощность в истинном месте повреждения стремиться к нулю [64]

$$Q_{ABC}(x \rightarrow x_f) = \sum_{v=A,B,C} \text{Im} \left(\underline{U}_{v\text{TK}}(x) \underline{I}_{vf}(x)^* \right) \rightarrow 0. \quad (4.15)$$

На рисунке 4.9 показаны зависимости реактивной мощности $Q_{ABC}(x)$ для рассмотренных ранее случаев (рисунок 4.8).

В частности, для режима однофазного КЗ фазы А $K_A^{(1)}$ критерий (4.15) может быть уточнён

$$Q_A(x \rightarrow x_f) = \text{Im} \left(\underline{U}_{A\text{TK}}(x) \underline{I}_{Af}(x)^* \right) \rightarrow 0, \quad (4.16)$$

а для режима $K_{BC}^{(1,1)}$

$$Q_{BC}(x \rightarrow x_f) = \sum_{v=B,C} \text{Im} \left(\underline{U}_{v\text{TK}}(x) \underline{I}_{vf}(x)^* \right) \rightarrow 0, \quad (4.17)$$

которые в отличие от (4.15) не имеют погрешности, обусловленной влиянием неповреждённых фаз.

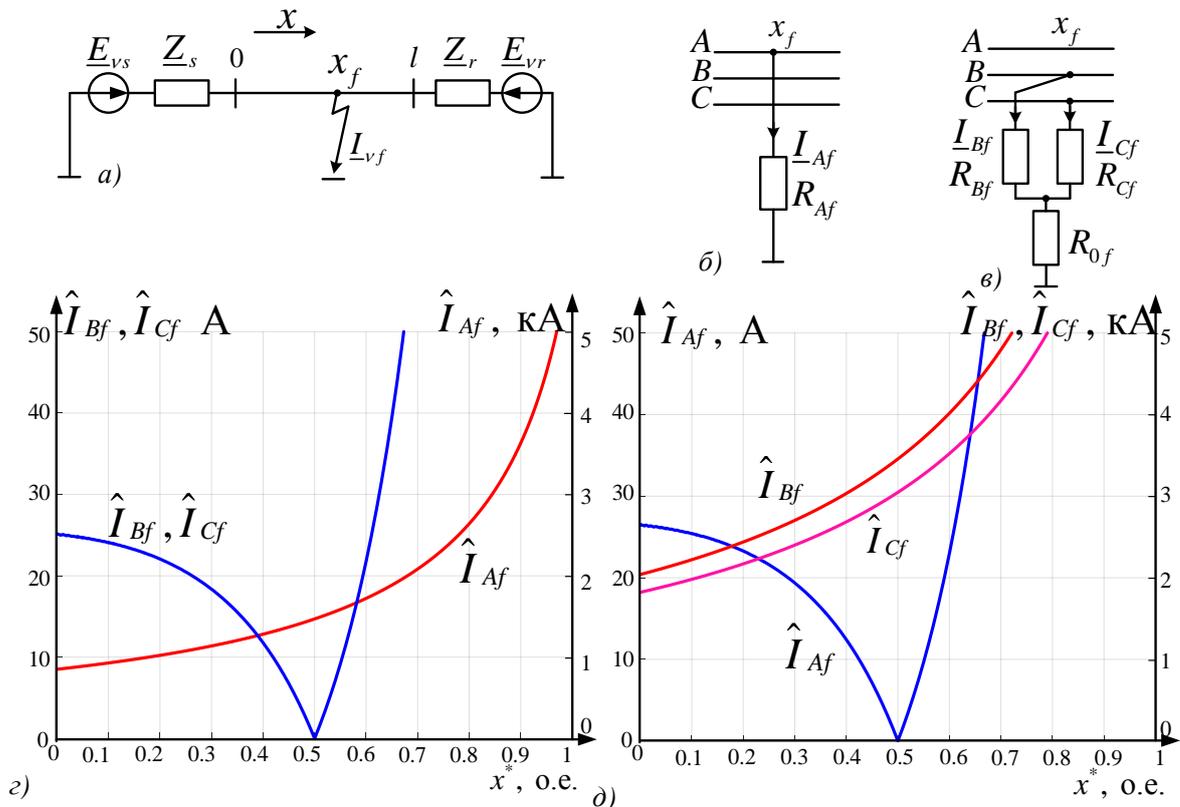


Рисунок 4.8 – Зависимости модулей оценки токов предполагаемого повреждения от его координаты при замыкании на землю в месте $x_f = l/2$: а – имитационная модель сети; б, в –

модели КЗ при $K_A^{(1)}$, $K_{BC}^{(1,1)}$; г, д – зависимости $\hat{I}_{vf}(x)$ при соответствующих КЗ

Когда аварийные составляющие отсутствуют, оценки токов предполагаемого места повреждения выражаются через составляющие (4.10), (4.13) нулевой и обратной последовательностей, а координата КЗ определяется по граничным условиям соответствующего вида КЗ. При однофазном КЗ $K_A^{(1)}$ (рисунок 4.8б) граничные условия

$$\underline{I}_{Af2} = \underline{I}_{0f}, \quad (4.18)$$

$$\underline{I}_{Af} = 3\underline{I}_{Af2} = 3\underline{I}_{0f}, \quad (4.19)$$

$$\underline{I}_{Bf} = \underline{I}_{Cf} = 0. \quad (4.20)$$

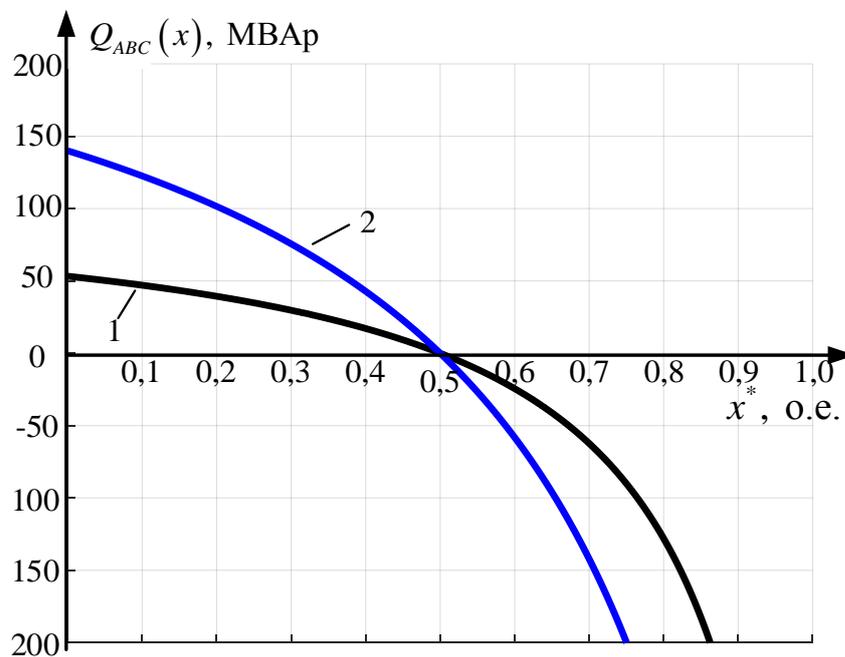


Рисунок 4.9 – Определение координаты места КЗ: 1 – $K_A^{(1)}$, 2 – $K_{BC}^{(1,1)}$

Соответственно, при двухфазном замыкании $K_{BC}^{(1,1)}$ (рисунок 4.8в), в частном случае $K_{BC}^{(2)}$, –

$$\underline{I}_{Af} = 0, \quad (4.21)$$

$$\underline{I}_{Af1} = -(\underline{I}_{Af2} + \underline{I}_{0f}), \quad (4.22)$$

$$\underline{I}_{Bf} + \underline{I}_{Cf} = 3\underline{I}_{0f}, \quad (4.23)$$

$$\underline{I}_{Bf} = (1-a)(a\underline{I}_{Af2} + (1+a)\underline{I}_{0f}), \quad (4.24)$$

$$\underline{I}_{Cf} = -(1-a)(a\underline{I}_{Af2} - \underline{I}_{0f}), \quad (4.25)$$

где $\underline{a} = e^{j(2\pi/3)}$ – единичный вектор поворота на 120° .

Из пяти координатных функций (4.10) – (4.14) две (4.11), (4.12) оказываются недоступными. Остающиеся функции $\hat{I}_{0f}(x)$, $\hat{I}_{v2f}(x)$ и $\underline{U}_{vTK}(x)$ призваны обеспечить распознавание повреждённых фаз и места повреждения при КЗ $K_v^{(1)}$ и $K_{v,v-1}^{(1,1)}$, где $v-1$ – символ отстающей фазы, ориентируясь на граничные условия (4.18) – (4.20) для $K_v^{(1)}$ и (4.21) – (4.25) для $K_{v,v-1}^{(1,1)}$.

Однофазное замыкание фазы v определяется граничным условием

$$\underline{\Delta I}_{vf} = \underline{I}_{vf2}(x \rightarrow x_f) - \underline{I}_{0f}(x \rightarrow x_f) \rightarrow 0, \quad (4.26)$$

которое определяет повреждённую фазу v и даёт предварительную оценку места КЗ x_f . Проверка оценки координаты места повреждения осуществляется по условию (4.16) для фазы v (рисунок 4.10). На рисунке 4.10 показан пример определения координаты места повреждения и повреждённой фазы в случае включения ненагруженной линии.

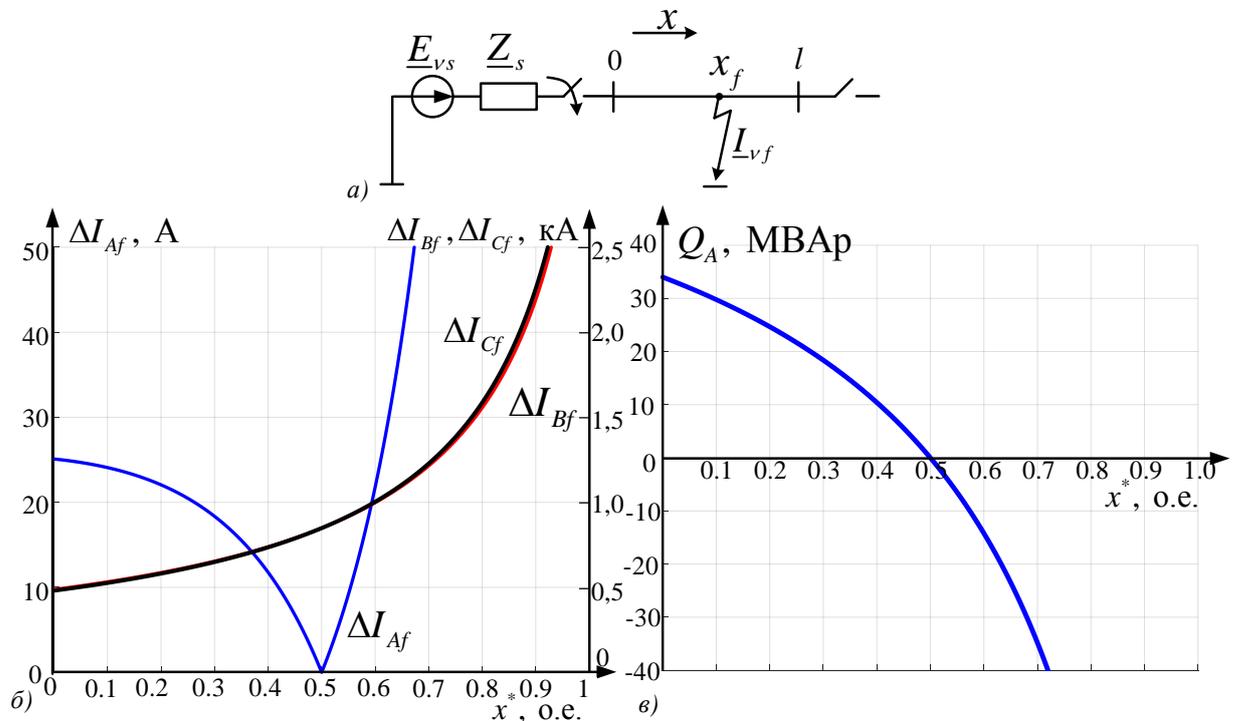


Рисунок 4.10 – Определение вида и места повреждения без предшествующего режима при $K_A^{(1)}$:

a – имитационная модель включения линии на КЗ, b – зависимость модулей токов предполагаемого места повреждения от их координаты, c – определение места однофазного КЗ.

Граничные условия (4.21) – (4.25) не позволяют определить повреждённые фазы при двухфазном КЗ. Однако имеется возможность сначала определить координату места повреждения, а уже потом и повреждённую фазу по критерию резистивной повреждения – равенстве нулю реактивной мощности двух фаз (4.17), в данном случае $\nu-1$ и $\nu+1$, с определением функции токов $\underline{I}_{\nu-1,f}(x)$ и $\underline{I}_{\nu+1,f}(x)$ по формулам (4.24), (4.25)

$$Q_{\nu\mp 1}(x \rightarrow x_f) = \text{Im} \left[\underline{U}_{\nu-1, \text{фТК}}(x) \underline{I}_{\nu-1, f}^*(x) + \underline{U}_{\nu+1, \text{фТК}}(x) \underline{I}_{\nu+1, f}^*(x) \right] \rightarrow 0, \quad (4.27)$$

где ν – предположительно неповреждённая фаза.

Если определится оценка x_f по условию (4.27), то повреждёнными фазами окажутся $\nu-1$ и $\nu+1$ (рисунок 4.11).

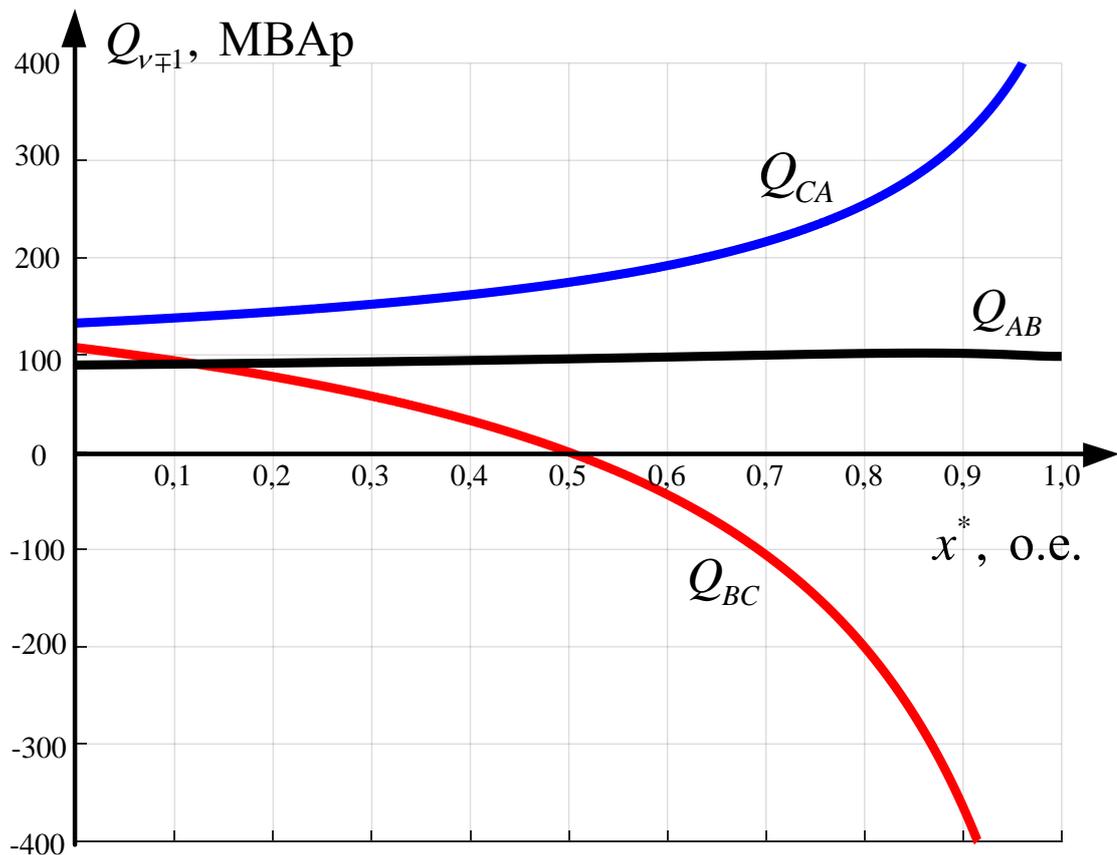


Рисунок 4.11 – Определение вида и места повреждения без предшествующего режима при двухфазном КЗ на землю $K_{BC}^{(1,1)}$.

Выводы к главе 4

1. Разработан общий метод селекции фаз и ОМП линии электропередачи при одностороннем наблюдении, при котором повреждённый энергообъект рассматривается как эквивалентный генератор относительно места предполагаемого повреждения.

2. В условиях ограниченности текущей информации об энергообъекте на помощь приходит априорная информация о наблюдаемом объекте, а также о пассивной имитационной модели остальной электрической сети, позволяющая определить не только место повреждения, но и повреждённую фазу линии электропередачи. На основе параметров линии формируются алгоритмические модели прямой (обратной) и нулевой последовательностей, связывающие место наблюдения с произвольным местом предполагаемого повреждения, а на основе параметров всей сети определяются координатные функции, выражающие токи в ветвях повреждения через выходные величины алгоритмических моделей.

3. Показаны две модификации общего алгоритма ОМП и селекции фаз – с предшествующим режимом и без него. В первой модификации сначала выполняется предварительная оценка координаты места повреждения, а после определения повреждённой фазы эта координата уточняется. Во второй же модификации процедура селекции фаз предваряет локацию повреждения.

ГЛАВА 5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ

§5.1 Алгоритмы идентификации и локации повреждений в терминалах релейной защиты

Разработанные алгоритмы индикации и идентификации повреждений различных электроэнергетических объектов предложены автором в виде опций для терминалов релейной защиты производства компании ООО «Релематика» (таблица 5.1), имеется акт о принятии во внедрение данных функций в терминала защит (приложение А).

Таблица 5.1 – Применение разработанных алгоритмов в виде опций

Наблюдение; обработка	Алгоритм	Функция	Терминал
Двухстороннее	Индикация Идентификация	ОМП ЛЭП Защита трансформатора БАВР	ТОР 300 ЗДР 51Х ТОР 300 ДЗЛ 55Х ТОР 300 ДЗТ 5ХХ Шкаф БАВР
Одностороннее	Индикация Идентификация	ОМП ЛЭП Селекция фаз	ТОР 300 КСЗ 5ХХ ТОР 300 ЗДР 51Х
Многостороннее	Анализ состояния многоэлементного объекта	Постановка задачи. Проект.	
Цифровая обработка сигналов	Адаптивная фильтрация; подавление свободных слагаемых переходного процесса	Выделение ортогональных составляющих на малом окне наблюдения	Шкаф БАВР

Для терминалов защит «ТОР 300 ЗДР 51Х» (защита дальнего резервирования) и «ТОР 300 ДЗЛ 55Х» 55Х (дифференциальная защита линии) автором предложен модуль определения координаты места повреждения линии электропередачи при её двустороннем наблюдении по принципу разделения наблюдаемого процесса на нормальную и локальную составляющие. В качестве примера работы алгоритма ОМП по локальным составляющим наблюдаемого процесса приводится оценка координаты места повреждения некоторых объектов.

Первым примером служит объект – линия электропередачи 110 кВ ПС Карьер-Непечино с удельными параметрами прямой и нулевой последовательностей $\underline{Z}_0^1 = 0,16 + j0,41$ Ом/км, $\underline{Y}_0^1 = j2,75$ мкСм/км, $\underline{Z}_0^0 = 0,43 + j1,39$ Ом/км, $\underline{Y}_0^0 = j1,55$

мкСм/км и длиной 12,9 км. Осциллограммы регистрируемого режима КЗ фазы В на расстоянии 7,4 км от ПС Карьер приведены на рисунках 5.1 и 5.2. Алгоритм определения места повреждения с использованием локальных составляющих показал, что повреждение находится на расстоянии 7,14 км от ПС Карьер, в то время как алгоритм ОМП, установленный в терминалах защиты – 6,58 км. При этом в терминалах TOP 300 производства ООО «Релематика» используется двусторонний алгоритм ОМП, который выполняет сравнение напряжений в каждой точки линии при подходе к ней с разных сторон наблюдения. Таким образом, погрешность в определении координаты места повреждения составила 0,26 км, что является достаточно точным результатом при локации места повреждения и намного точным, чем используемый сейчас в терминалах защиты.

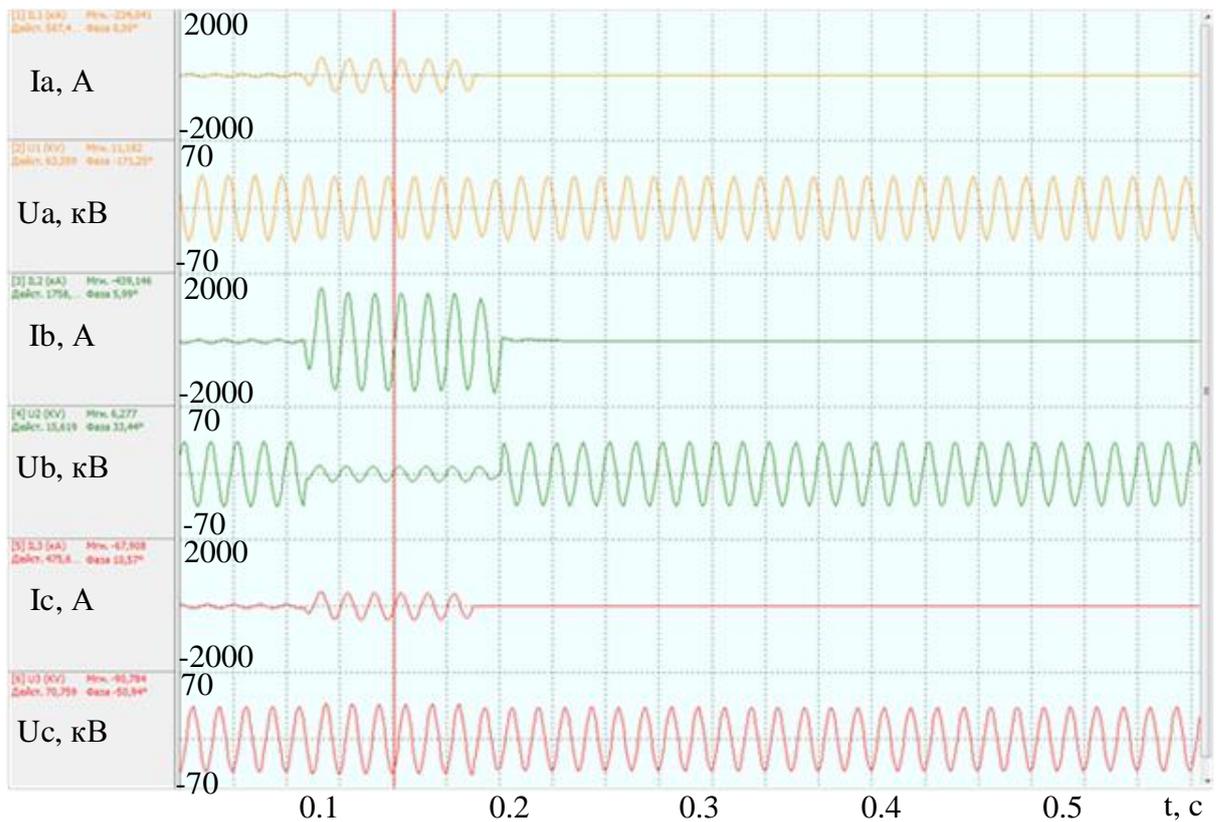


Рисунок 5.1 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Карьер

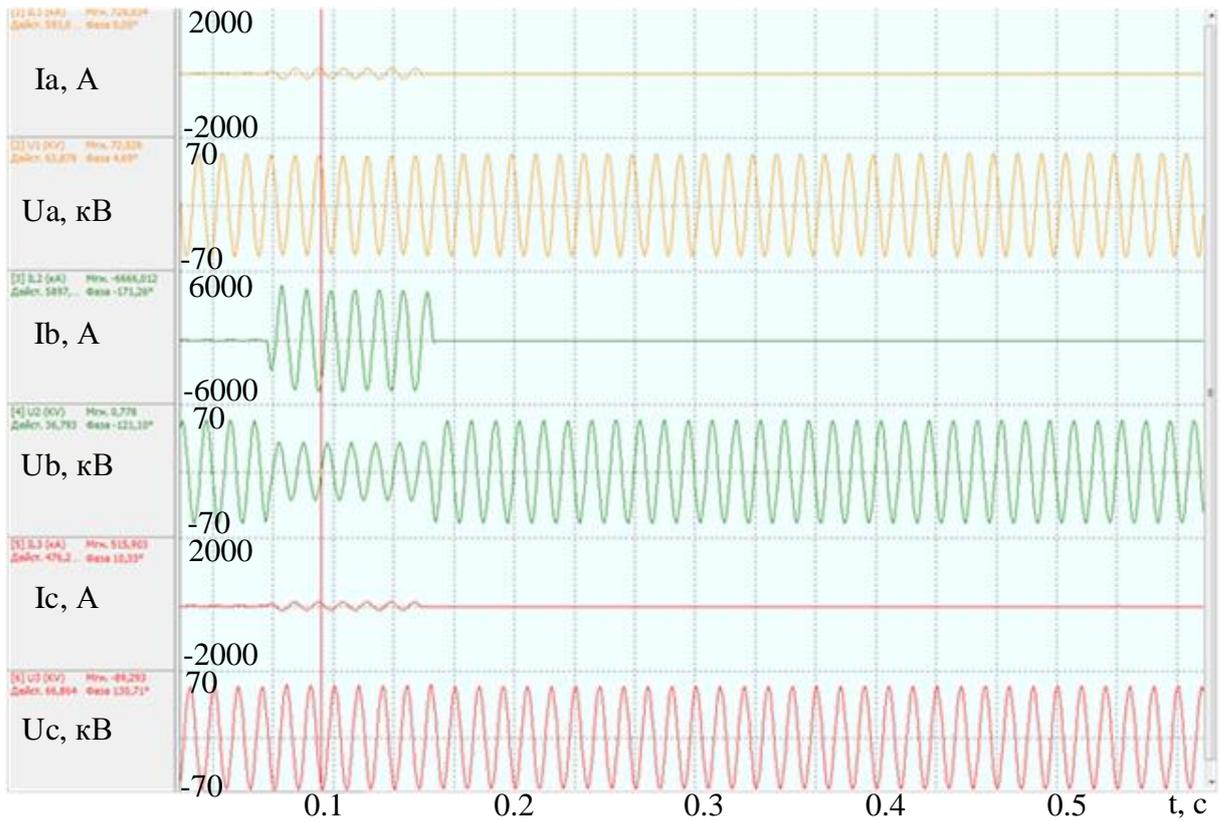


Рисунок 5.2 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Непецино

Вторым примером служит объект – линия электропередачи 110 кВ ПС Сидорово – Взлетная с удельными параметрами прямой и нулевой последовательностей $\underline{Z}_0^1 = 0,16 + j0,43$ Ом/км, $\underline{Y}_0^1 = j2,85$ мкСм/км, $\underline{Z}_0^0 = 0,45 + j1,21$ Ом/км, $\underline{Y}_0^0 = j1,73$ мкСм/км и длиной 41,9 км. Осциллограммы наблюдаемого процесса при КЗ фаз *B* и *C* представлены на рисунках 5.3 и 5.4.

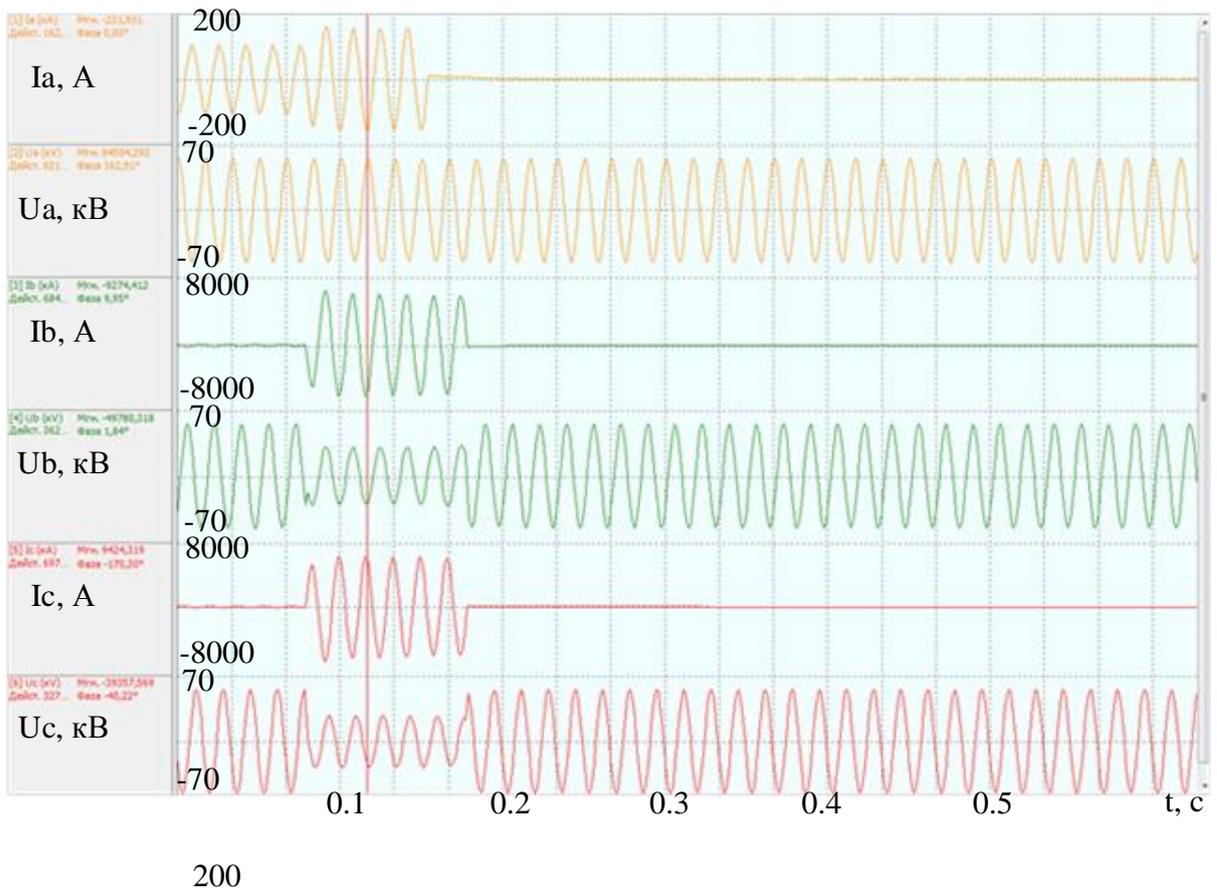


Рисунок 5.3 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Сидорово

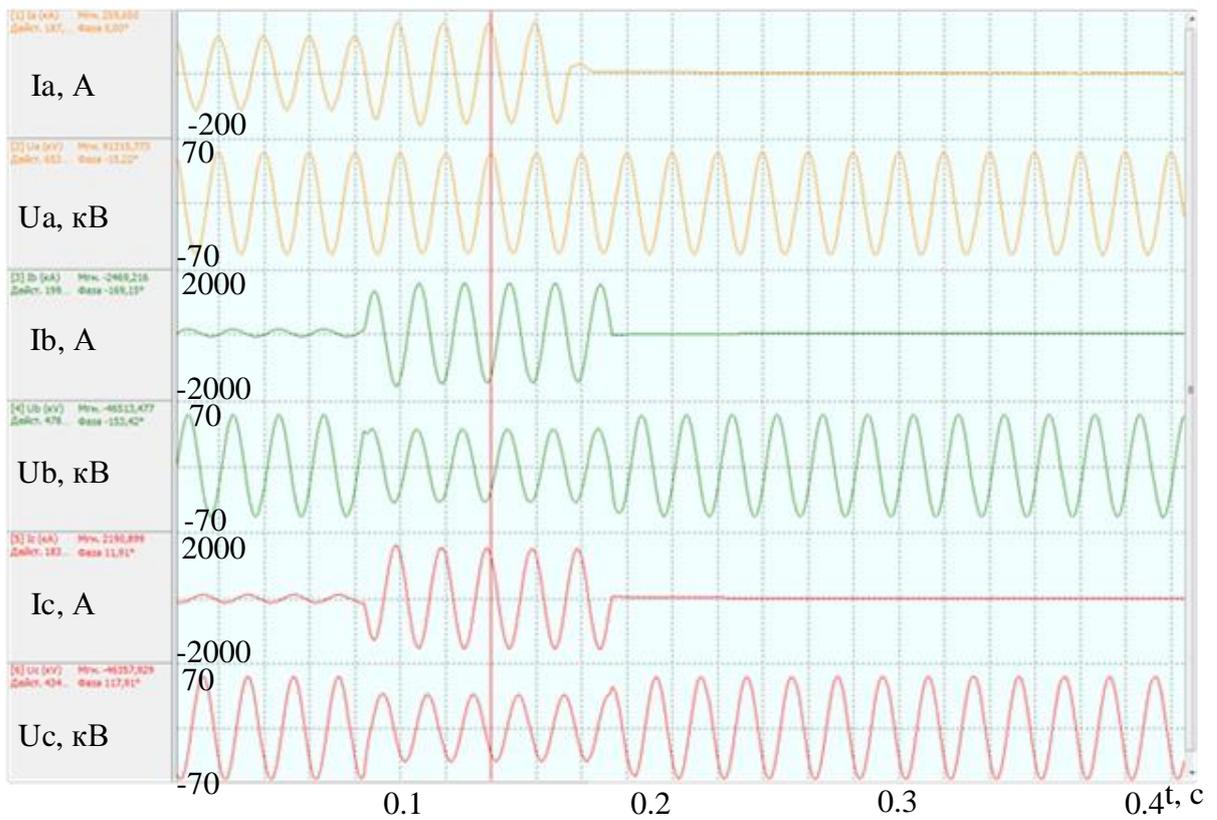


Рисунок 5.4 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Взлетная

Сравним действие ОМП, уже установленного на терминалах защиты, с ОМП на основе локальных составляющих. Алгоритм определения места повреждения с использованием локальных составляющих показало, что повреждение находится на расстоянии 4,52 км от ПС Сидорово, в то время как истинное место повреждения находилось на расстоянии 5 км от ПС Сидорово. А установленный в терминалах защиты алгоритм ОМП показал результат в 3,89 км. Таким образом, погрешность при определении места повреждения по локальным компонентам составила 0,48 км, что также является достаточно точным результатом при локации места повреждения, тогда как установленный в терминалах ОМП – 1,11 км, что значительно больше предложенного метода.

Отличным от прошлых может служить следующий пример, который иллюстрирует, что предложенный метод ОМП по локальным компонентам может быть применён даже в таких объектах, в которых имеются разнородные участки (приложение Б). Так линия 110 кВ Орехово-Гребчиха представляется в виде 13 различных участков с различными сопротивлениями. Осциллограммы наблюдаемого процесса при КЗ фазы *A* представлены на рисунках 5.5 и 5.6. В данном случае предшествующий режим отсутствует – линия отключена или передача мощности отсутствует, о чём свидетельствуют токи на уровне погрешности.

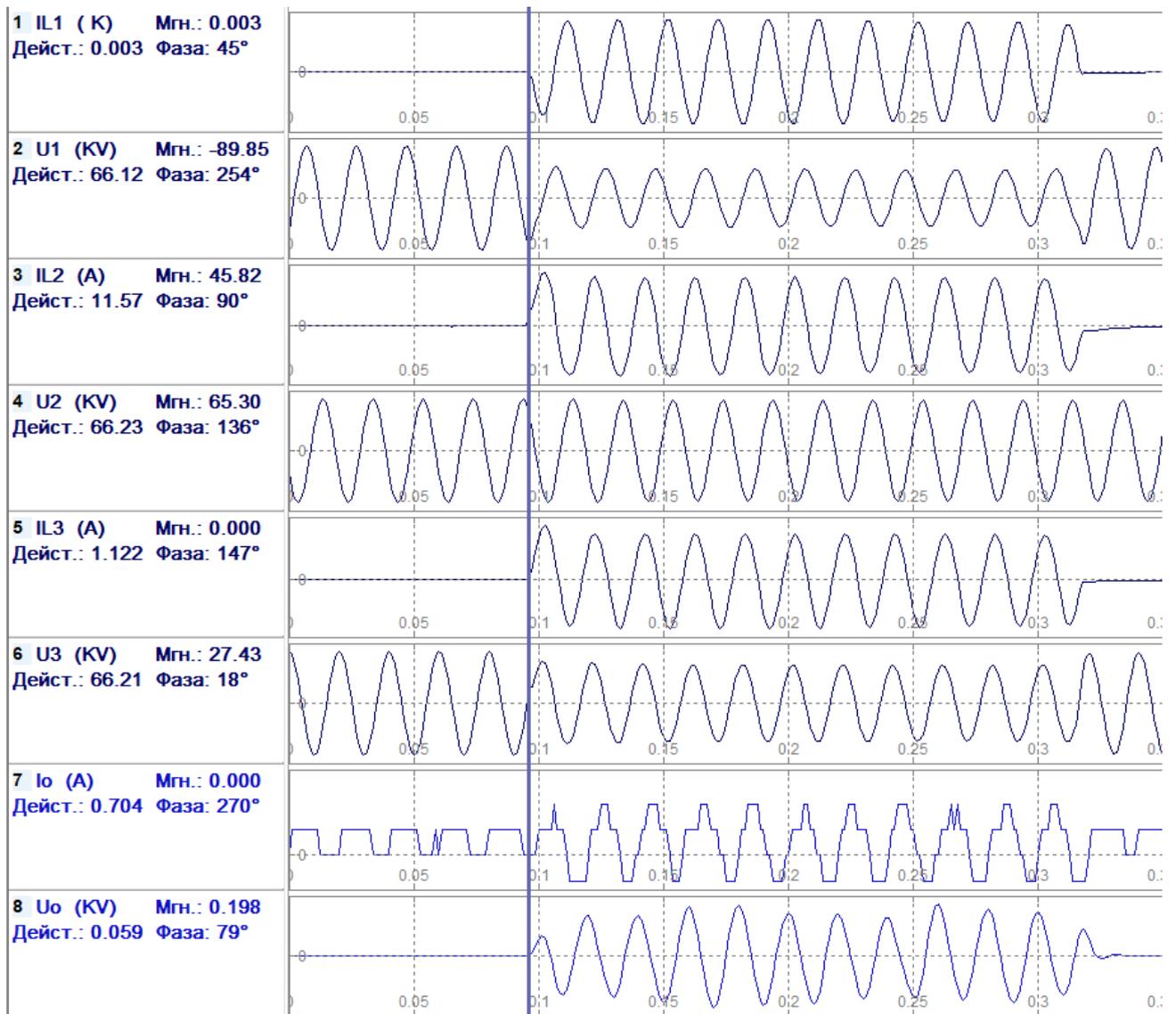


Рисунок 5.5 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Орехово

Истинное место КЗ: 0,75 км от ПС Орехово, 32,25 км от ПС Гребчиха. ОМП, установленное на терминалах защиты, показало результат 4,9 км от ПС Орехово, тогда погрешность в определении места повреждения составила 4,15 км. Алгоритм с использованием локальных составляющих – 0,67 км с погрешностью в 0,08 км.

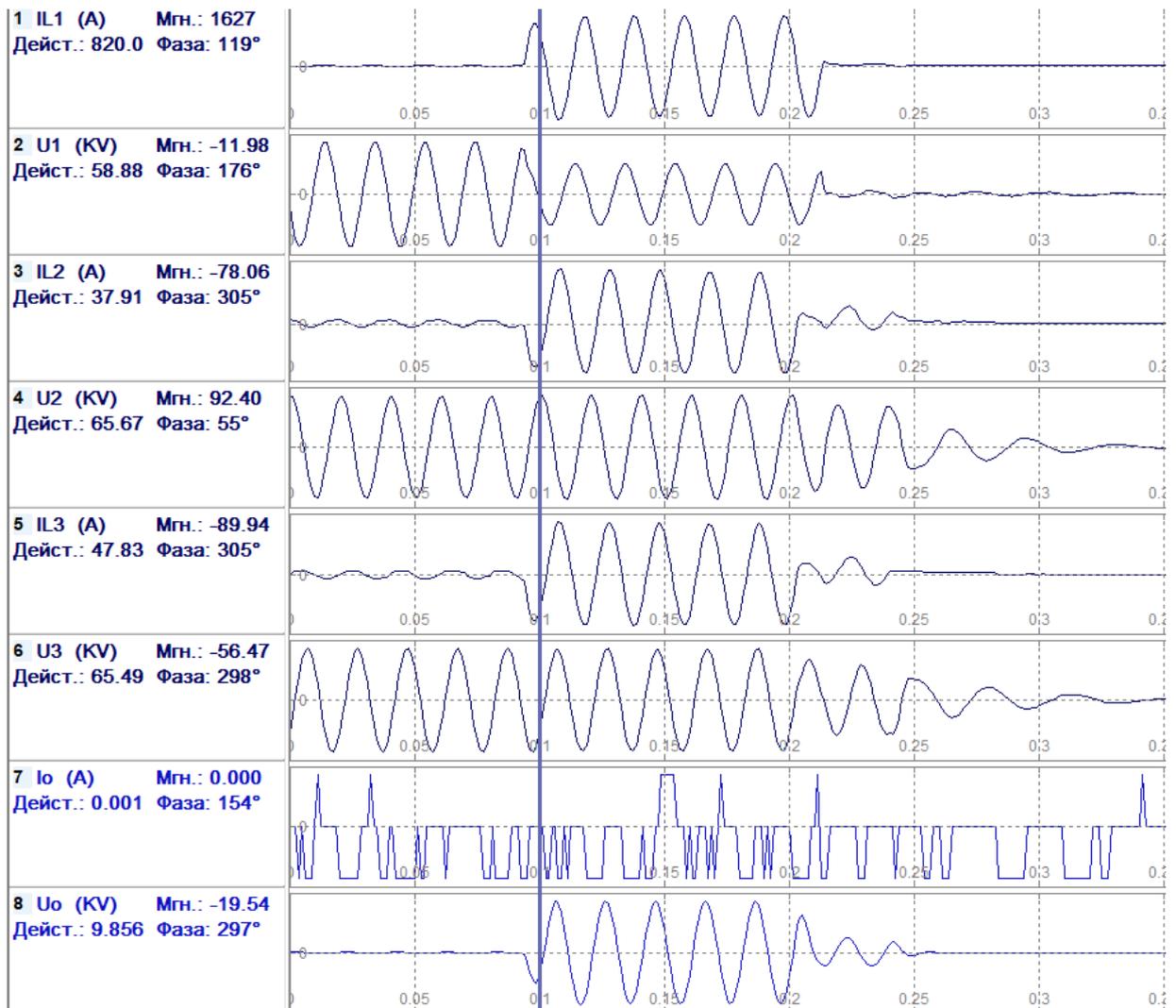


Рисунок 5.6 – Осциллограмма короткого замыкания со стороны ПС Гребчиха

В терминале защиты TOP 300 ЗДР 51Х, кроме того, предусмотрена функция идентификации повреждённого ответвления. Из-за наличия ненаблюдаемых ответвлений алгоритм ОМП нуждается в адаптивной нормальной модели неповреждённой электропередачи с учётом загрузки трансформаторов подстанций. Показано, что определение нормальной модели энергообъекта с ответвлениями по параметрам предшествующего режима не приводит к ощутимым погрешностям в определении как самих нормальных компонентов наблюдаемых электрических величин, так и их локальных компонентов. Таким образом, отклонение соотношения локальных токов по концам линии электропередачи от канонической кривой, а следовательно, и погрешность в определении координаты места повреждения незначительна и составляет порядка 1% от длины линии (рисунок 5.7) [50].

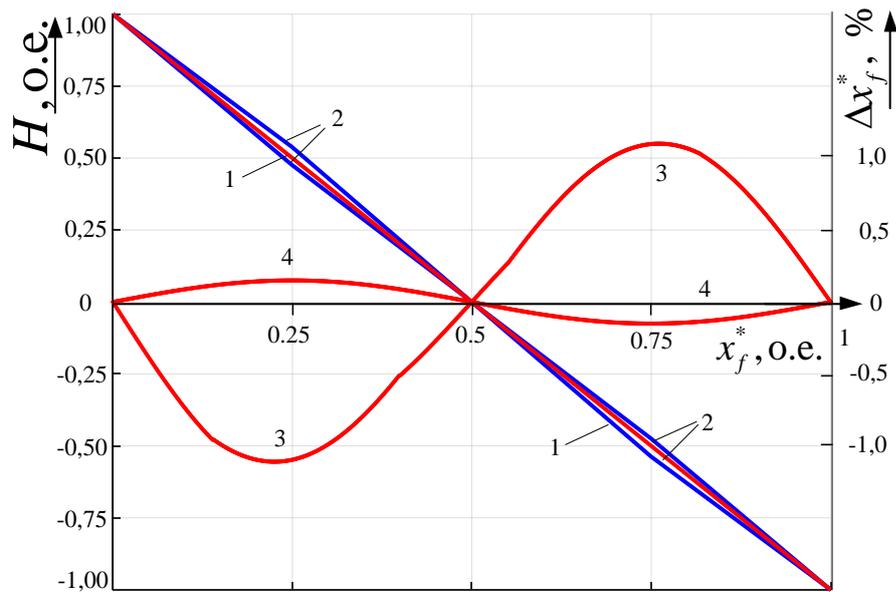


Рисунок 5.7 – Зависимость соотношения локальных токов в линии с ответвлениями: 1 – каноническая кривая, 2 – реальные кривые (предельные отклонения), 3, 4 – погрешность в определении координаты места повреждения $\Delta x_f^*, \%$

Для терминалов защит трансформатора «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ» (дифференциальная защита трансформатора) предложен модуль защиты трансформатора от внутренних замыканий на основе локальных составляющих наблюдаемых электрических величин. Предложенный алгоритм определяет факт возникновения виткового замыкания и, более того, предложен алгоритм разграничения режимов БНТ и внутренних повреждений в трансформаторе по мгновенным локальным токам и напряжениям.

Проверка предложенного алгоритма выполнялась в рамках тестирования защит различных энергообъектов проводились моделирования режимов работы трансформатора в RTDS. В числе этих режимов в том числе были замыкания в трансформаторе, а также включение трансформатора под нагрузку.

Для проведения испытаний на RTDS моделируется фрагмент понизительной подстанции и прилегающей питающей сети на стороне 110 кВ. Моделируемая схема, показанная на рисунке 5.8, содержит следующие элементы: эквивалент энергосистемы 110 кВ, линию 110 кВ длиной 10,4 км, соединяющую энергосистему с подстанцией, секцию шин 110 кВ с дополнительной отходящей линией,

двухобмоточный трансформатор 110/10 кВ, секцию шин 10 кВ с отходящими линиями, питающими нагрузку.

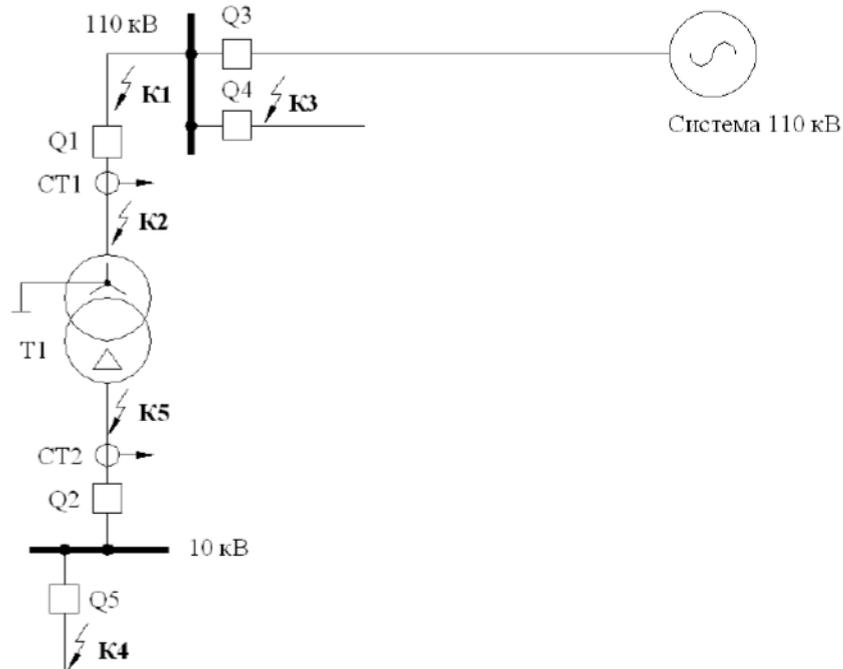


Рисунок 5.8 – Схема моделируемой сети 110 кВ

Параметры энергосистемы на стороне 110 кВ:

- Индуктивное сопротивление прямой последовательности – 2,688 Ом;
- Активное сопротивление прямой последовательности – 0,726 Ом;
- Индуктивное сопротивление нулевой последовательности – 2,799 Ом;
- Активное сопротивление нулевой последовательности – 2,82 Ом;
- ЭДС – 123,9 кВ.

Параметры линии 110 кВ:

- Длина 10,4 км;
- Удельное сопротивление линии прямой послед. $0,21 + j 0,40$ Ом/км;
- Удельное сопротивление линии нулевой послед. $0,43 + j 1,41$ Ом/км;
- Удельная междуфазная емкость 1.4 нФ/км;
- Удельная емкость фаза - земля 5 нФ/км.

Электрические параметры трансформатора ТРДЦН-63000/110-75У1:

- Группа соединения обмоток: $Y_0 / \Delta - 11$;
- РПН в нейтрали: $\pm 16\%$ 9 ступеней;

- $S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}$;
- $U_{\text{НОМ}} = 115/10,5 \text{ кВ}$;
- $I_{\text{НОМ}} = 316 \text{ А}$;
- $u_k = 10,5\%$;
- $P_k = 245 \text{ кВт}$;
- $P_{\text{xx}} = 59 \text{ кВт}$;
- $I_{\text{xx}} = 0,65\%$.

Трансформатор моделируется с учетом нелинейности характеристики намагничивания магнитопровода. Нагрузка на стороне 10 кВ трансформатора соответствует 70% от номинальной при $\cos\varphi = 0,8$. Предложенный алгоритм на основе локальных составляющих позволил разграничить режимы внутренних замыканий и режимы БНТ, а также определить долю замкнувшихся витков при замыкании более 1,7% витков.

Для терминалов защит линии «ТОР 300 КСЗ 5ХХ» и «ТОР 300 ЗДР 51Х» предложен общий алгоритм ОМП и селекции фаз ЛЭП при её одностороннем наблюдении, реализующего концепцию полного алгоритмического наблюдения объекта. Ограниченная информационная база, представленная в виде текущей информации о наблюдаемых токах и напряжениях, дополняется априорной информацией о наблюдаемой линии и о пассивной модели внешней электрической сети. На их основе формируются алгоритмические модели различных последовательностей наблюдаемого энергообъекта, связывающие место наблюдения с произвольным местом линии.

При многостороннем наблюдении энергообъекта задачу определения координаты места повреждения предваряет процедура поиска повреждённой части электрической системы, не имеющая принципиальных отличий от процедуры локализации повреждения [74]. Такой постановке задачи отвечает алгоритм анализа повреждений и реакции на них защит электроэнергетических объектов, находящийся на этапе проектирования. Предполагается, что метод локальных компонентов будет применён в комплексном устройстве – анализаторе поведения устройств релейной защиты – с целью установления корректности работы

устройств защит. Предлагаемый алгоритм на основе всей имеющейся информации о наблюдаемом объекте, представленной в виде электрических величин всех мест его наблюдения, а также априорной информации об энергообъекте, устанавливает, в какой части сети произошло повреждение, а также указывает на координату места его повреждения.

§5.2 Распознавание повреждённой части электрической сети в устройствах быстродействующего автоматического ввода резерва

Для устройства БАВР предложен алгоритм распознавания повреждённой части электрической сети, наблюдаемой со стороны нагрузок (рисунок 5.9) [5,6]. Характеру данной задачи отвечает разделение на нормальные и локальные компоненты аварийных составляющих, наблюдаемых на разных шинах нагрузки электрических величин. Все процедуры производятся в двухпроводных каналах центрированных (безнулевых) аварийных составляющих наблюдаемых величин.

Координата места предполагаемого КЗ определяется значением индуктивного сопротивления X_f всех элементов цепи от первой системы шин s до возможного места КЗ вплоть до второй системы шин r . Оно определяется как отношение

$$X_f^* = \frac{X_f}{X_{T1} + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{T2}}, \quad (5.1)$$

где X_T – индуктивное сопротивление трансформаторов, Ом;

X_L – индуктивное сопротивление линий, Ом.

У трансформаторов началом и концом отсчёта сопротивления являются их обмотки высшего или низшего напряжения, а у линий электропередачи – индуктивное сопротивление от общей системы шин до подключения к обмоткам трансформатора.

В качестве примера рассмотрим реальная сеть 110 кВ с одинаковыми отходящими линиями L_1 и L_2 и питающими нагрузку трансформаторами T_1 и T_2 . Линии двухцепные протяженностью $l = 41,635$ км, марка провода АС-120/19. Мощность трансформаторов T_1 и T_2 – 10 МВА. Источники эквивалентируются в один, эквивалентное сопротивление которого принято равным $Z_{и} = 1 + j10$ Ом.

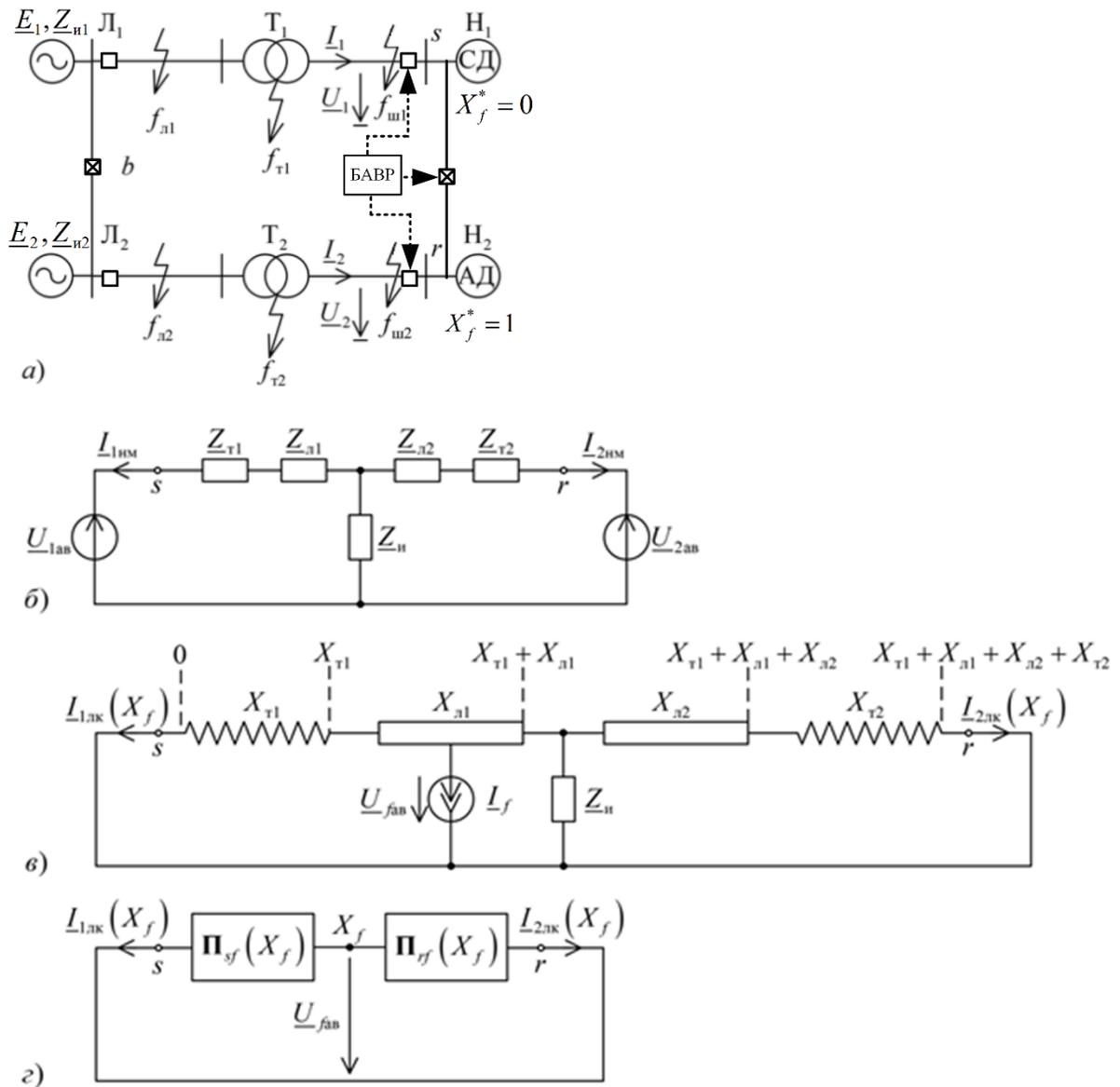


Рисунок 5.9 – Модели сети с резервируемыми нагрузками: а – имитационная модель; б – модель нормального режима; в, г – модель локального режима: в – развернутая, г – как эквивалентный генератор относительно места КЗ

Соотношение локальных токов в наблюдаемых узлах нагрузки каждой из систем шин позволяет получить унифицированную характеристику (рисунок 5.10а), представляющую собой функцию координаты повреждения X_f^* . При этом обнаруживается интересная закономерность: замеры при КЗ в первой и второй цепях различаются знаками, изменяясь в пределах от +1 до (-1). Таким образом, замыкание в одной цепи удаётся отличить от замыкания в другой по знаку замера отношения локальных токов. Данная характеристика инвариантна по отношению к переходному сопротивлению КЗ, а также двигательному характеру нагрузки, переходящая при КЗ в генераторный режим [6,7].

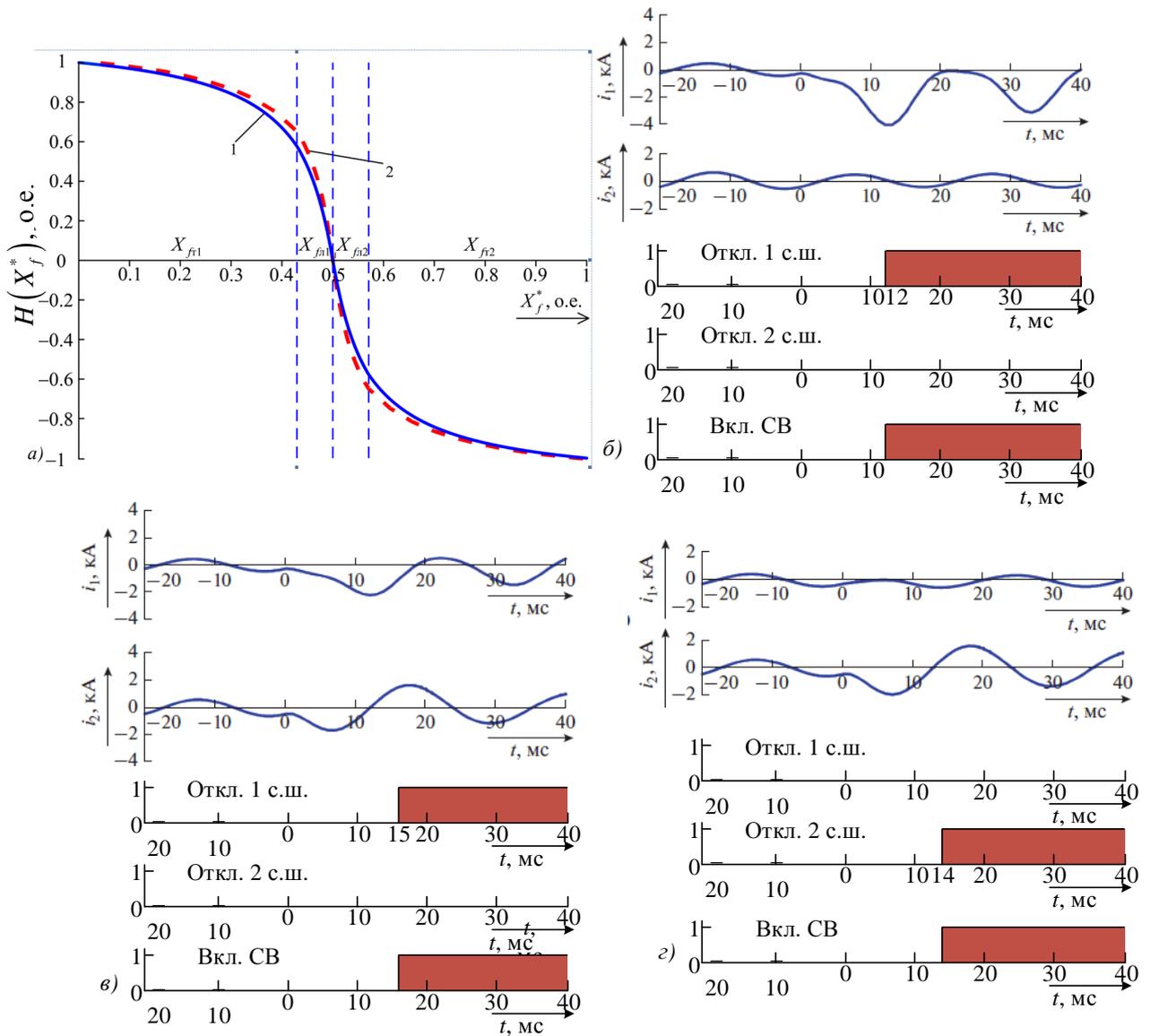


Рисунок 5.10 – Работа БАВР при КЗ в различных точках: *а* – зависимость замера от координаты предполагаемого места КЗ: 1 – априорная, 2 – имитационная; отключение выключателей при трёхфазных КЗ: *б* – на выводах обмотки низшего напряжения Т1; *в* – в начале линии Л1; *г* – в месте подключения трансформатора Т2 к линии Л2.

Алгоритм БАВР, в основе которого положено разделение наблюдаемого процесса на нормальную и локальную составляющие, распознает в реальном времени за время порядка 10-15 мс повреждённую подводящую цепь и выполняет блокировку при КЗ как в общей части сети, так и на шинах нагрузок (рисунок 5.10б, в, г).

§5.3 Цифровая обработка электрических сигналов в узлах нагрузки с целью быстрого распознавания повреждения

С целью повышения быстродействия алгоритмов БАВР, которые значительную часть времени срабатывания затрачивают на выделение ортогональных составляющих компонентов основной частоты [1,51,92], разработаны нерекурсивные фильтры ортогональных составляющих, работающие на малом окне наблюдения порядка 5-10 мс (рисунок 5.11). Задачу решает каскадное соединение элементарных комплексных звеньев заграждающего фильтра (ЗФ) первого порядка, подавляющих составляющие комплексной частоты [14,30]. Разнообразные компоненты тока переходного процесса в узлах нагрузки изменяются с известными частотами, но неизвестными затуханиями [59]. Подавление таких сигналов осуществляют идентичные звенья ЗФ минимального порядка, каждое из которых рассчитано на подавление незатухающего сигнала ($-j\alpha_1, -j\alpha_2, -j2\alpha_1$ и т.д.) с результирующей передаточной характеристикой $\underline{H}_{\text{зф}}(j\omega)$. Структуре фильтра ортогональных составляющих придают общий характер входная операция смещения частот вдоль мнимой оси на величину частоты сети $\underline{\eta}(k) = j2e^{-j\alpha k}$ в дискретном времени $k = \text{ent}(t/\Delta t)$, где Δt – интервал дискретизации. Кроме того, присутствует операция сглаживания выходного комплексного сигнала фильтром нижних частот (ФНЧ) с передаточной характеристикой $\underline{H}_{\text{нч}}(j\omega)$, призванная ослабить влияние как случайных помех, так и высших гармонических составляющих, для которых не предусмотрены заграждающие фильтры. В схеме по рисунку 5.11 на входе выполняются операции

$$\underline{i}_1(k) = \underline{\eta}(k) i_{\text{вх}}(k), \quad (5.2)$$

$$\underline{\eta}(k) = j2e^{-j\alpha k}, \quad (5.3)$$

смещающие мнимые частоты всех гармоник на величину $(-j\alpha)$.

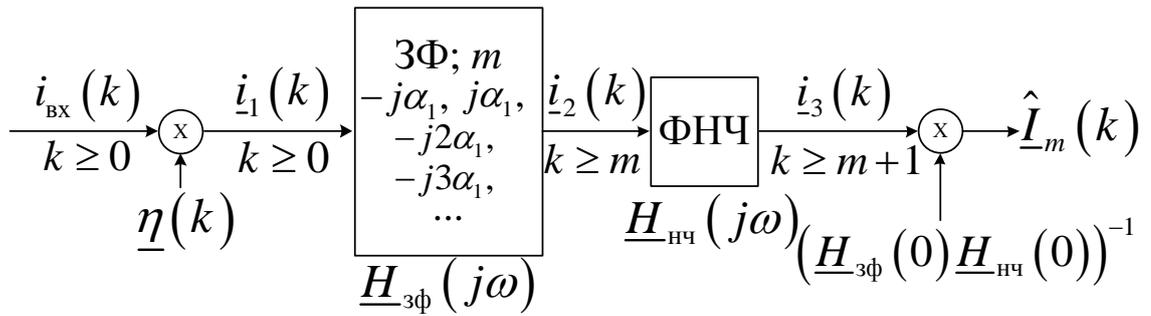


Рисунок 5.11 – Структура фильтра ортогональных составляющих

В комплексном сигнале $i_1(k)$ после выполнения операции смещения частоты одна часть сигнала основной гармоники начинает изменяться с нулевой частотой. Эта часть сигнала будет использоваться в дальнейшем, а остальные компоненты подавляются заграждающим фильтром ЗФ. Для исключения влияния неучтённых гармоник и шумов на выходе ЗФ установлен фильтр нижних частот ФНЧ, выполняющий операцию усреднения сигнала $i_2(k)$ на возрастающем числе отсчётов

$$i_3(k) = \frac{1}{k-m+1} \sum_{q=m}^k i_2(q). \quad (5.4)$$

И наконец, последняя операция – определение ортогональных составляющих той части сигнала с нулевой частотой, что не была подавлена ЗФ, которая соответствует основной гармонике входного сигнала

$$\underline{I}_m(k) = \left(\underline{H}_{зф}(0) \underline{H}_{нч}(0) \right)^{-1} i_3(k), \quad (5.5)$$

где $\underline{H}_{зф}(0)$ и $\underline{H}_{нч}(0)$ – значения передаточных характеристик $\underline{H}_{зф}(j\alpha)$ и $\underline{H}_{нч}(j\alpha)$ ЗФ и ФНЧ на нулевой частоте.

В качестве примера рассмотрим трёхфазное КЗ на шинах синхронного электродвигателя, аналитическое описание которого дано в [19]. Известно, что в токе данного электромагнитного переходного процесса имеются три значимых компонента – это основная гармоника, содержащая как затухающие, так и незатухающий компоненты, а также затухающие постоянная величина и вторая гармоника

$$i(k) = \left(I_0 + I_1 e^{-\beta_1 k} + I_2 e^{-\beta_2 k} \right) \sin(\alpha_1 k + \psi) - e^{-\beta_3 k} \left(I_3 + I_4 \sin(2\alpha_1 k + \psi) \right), \quad (5.6)$$

где $I_0 = 1$, $I_1 = 2,88$, $I_2 = 0,88$, $I_3 = 4$, $I_4 = 0,76$ – амплитуды составляющих токов, о.е.;

$\tau_1 = 1,64$, $\tau_2 = 0,34$, $\tau_3 = 0,16$, – постоянные времени, с;

$\psi = 90$ – начальная фаза, град.

Коэффициент затухания в дискретном времени определяется через величину постоянной времени и интервал дискретизации $\beta = \Delta t / \tau$. Частота основной гармоники α_1 считается известной по результатам наблюдения предшествующего режима и равной частоте сети, в то время как о коэффициентах затухания β ничего неизвестно. Необходимо оценить комплекс основного колебания, описываемого выражением (5.6),

$$\underline{I}_m(k) = \left(I_0 + I_1 e^{-\beta_1 k} + I_2 e^{-\beta_2 k} \right) e^{j\psi}. \quad (5.7)$$

На рисунке 5.12 приведены результаты обработки тока электромагнитного переходного процесса при КЗ на шинах синхронного двигателя (5.6) многозвенными фильтрами по рисунку 5.11 при $\Delta t = 1 \text{ мс}$ [62]. На рисунке 5.12 выходной сигнал $\underline{I}_m(k)$ представлен в виде годографа на комплексной плоскости, где I – график функции (5.7), II – выходной сигнал фильтра по рисунку 5.11. Начальный момент годографа выходного сигнала цифрового фильтра принят равным моменту установления $k_y = m + 1$, а конечный момент у всех годографов – это окончание первого после КЗ периода основной частоты $N = 20$.

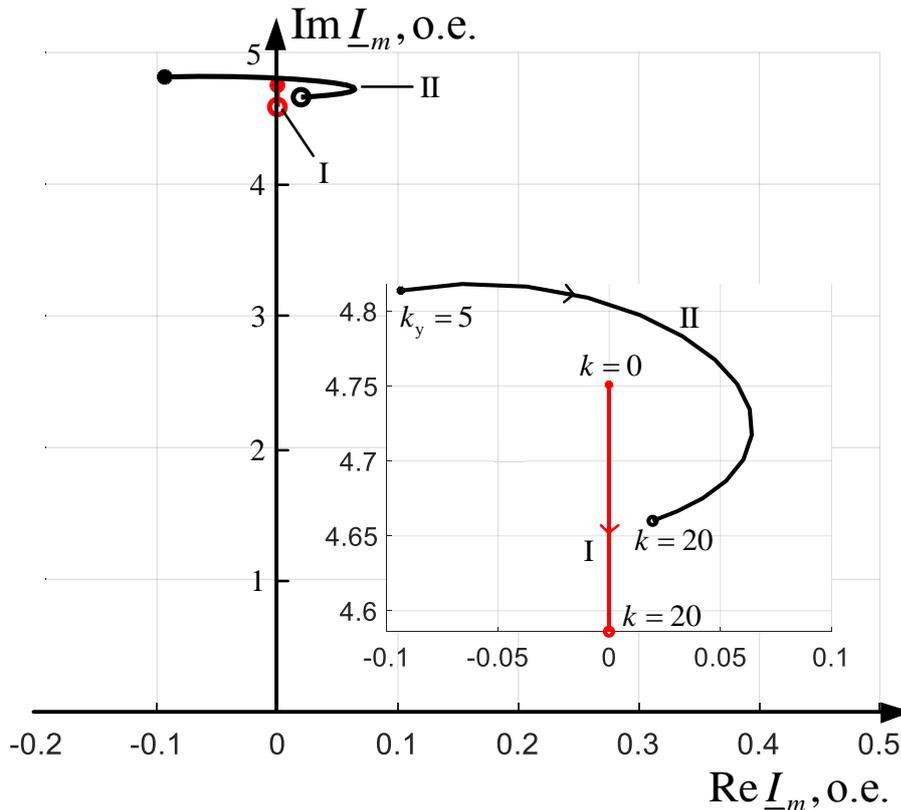


Рисунок 5.12 – Годографы комплекса $I_m(k)$: I – сигнала (5.7), II – выходного сигнала фильтра по рисунку 5.11

Выводы к главе 5

1. Для терминалов релейной защиты производства предприятия ООО «Релематика» ТОР 300 ДЗЛ, КСЗ и ЗДР предложены методы ОМП линии электропередачи и селекции фаз, показывающие достаточную точность при локализации повреждения. Кроме того, в линии электропередачи с ответвлениями предложен способ определения повреждённого ответвления. Для терминалов ТОР 300 ДЗТ разработан метод защиты трансформатора и идентификации режимов БНТ. Предложенный способ ОМП на основе локальных составляющих показал большую точность по сравнению с имеющимися на данный момент двусторонним алгоритмами ОМП, установленными в терминалах защит ТОР 300 производства «Релематика».

2. Кроме того, предложен метод распознавания повреждённой части электрической сети при наблюдении со стороны нагрузок, что отвечает задаче

БАВР. Его алгоритм распознает в реальном времени, в какой из подводящих цепей произошло повреждение, и выполняет блокировку при КЗ в общей части сети, а также на шинах нагрузок. Соотношение локальных токов разных мест наблюдения создает унифицированный замер: его зависимость от координаты места КЗ определяется априорно в двухпроводных моделях сети с зашунтированными местами наблюдения. Замер инвариантен по отношению к таким изменяющимся параметрам сети, контроль которых невозможен или сопряжен с трудностями. Это переходное сопротивление КЗ, двигательная нагрузка, переходящая при КЗ в генераторный режим.

3. С целью повышения быстродействия алгоритма БАВР предложен фильтр ортогональных составляющих со временем действия 10 мс, работающий при коротких замыканиях на шинах, в нагрузке которых присутствуют синхронные электродвигатели. Данный фильтр представляет собой каскадное соединение элементарных комплексных звеньев заграждающего фильтра первого порядка, подавляющих составляющие комплексной частоты. Структуре фильтра ортогональных составляющих придают общий характер входная операция смещения частот вдоль мнимой оси на величину частоты сети и оконечная операция сглаживания выходного комплексного сигнала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационного исследования заключаются в следующем:

1. Показано, что теоретической основой распознавания повреждений энергообъектов является представление их в виде эквивалентных генераторов – активных многополюсников относительно мест измерения и активного многополюсника относительно места предполагаемого повреждения.

2. Разработан способ индикации повреждений в энергообъекте при двустороннем наблюдении без методической погрешности. Показано, что модель повреждённого энергообъекта как эквивалентный генератор относительно места повреждения двумя способами разделяет наблюдаемый процесс на две составляющие: по первому способу на нормальную и локальную (холостой ход эквивалентного генератора и реакцию на неизвестный ток, протекающий в месте повреждения), а по второму – на экстремальную и квазилокальную (металлическое КЗ и реакцию, вызываемую неизвестным напряжением в месте повреждения). Первые режимы создаются половиной регистрируемых электрических величин в модели неповреждённого энергообъекта. Во вторых режимах эти места зашунтированы или отключены от внешних связей, а сами режимы обусловлены действием неизвестного источника в месте повреждения.

3. Разработан унифицированный метод идентификации повреждений наблюдаемого объекта при двустороннем наблюдении, который обеспечивается отношением локальных составляющих токов короткого замыкания. Отношение инвариантно в том смысле, что не зависит ни от внешних связей объекта, ни от тока КЗ, а определяется только местом повреждения, и потому может быть определено вне зависимости от внешних по отношению к объекту частей электрической системы.

4. Разработан и применён метод локальных компонентов для идентификации повреждений в линии электропередачи в базисе комплексных величин. В симметричной линии электропередачи используются центрированные локальные токи, а в несимметричной – модальные. Те и другие действуют в автономных

двухпроводных моделях. Локальные составляющие токов короткого замыкания также предоставляют к тому же универсальный инструмент выявления повреждённого ответвления.

5. Разработан и применён метод локальных компонентов для идентификации повреждений в линии электропередачи в базисе мгновенных значений регистрируемых электрических величин. Показано, что функциональная связь между соотношением спектральных плотностей локальных токов и координатой места повреждения – свойство, обеспечиваемое тем, что выводы модели локального режима зашунтированы. Закономерность изменения огибающей мгновенного локального тока также отвечает этой зависимости. Выходы модели в локальном режиме зашунтированы, что придаёт подобие спектральным функциям локальных токов и делает возможным определение значений спектральных функций на конечных интервалах времени.

6. Метод локальных компонентов распространён на индикацию повреждений в трансформаторе. В данном случае востребована модель локального режима с разомкнутыми входами на одной стороне и с короткозамкнутыми на другой. Идентификация различных режимов работы трансформатора производится в мгновенном базисе регистрируемых электрических величин. Отношения разнородных локальных компонентов позволяют разграничить аварийные и нормальные режимы работы трансформатора. В основу метода распознавания витковых замыканий в трансформаторе по локальным составляющим положена оценка магнитодвижущей силы замкнувшихся витков.

7. Разработан общий метод селекции фаз и ОМП линии электропередачи при одностороннем наблюдении, при котором повреждённый энергообъект рассматривается как эквивалентный генератор относительно места предполагаемого повреждения. В условиях ограниченности текущей информации об энергообъекте на помощь приходит априорная информация о наблюдаемом объекте, а также о пассивной имитационной модели остальной электрической сети, позволяющая определить не только место повреждения, но и повреждённую фазу линии электропередачи.

8. Для терминалов релейной защиты производства предприятия ООО «Релематика» ТОР 300 ДЗЛ, КСЗ и ЗДР предложены методы ОМП линии электропередачи и селекции фаз, а для терминалов ТОР 300 ДЗТ – способы защиты трансформатора. Кроме того, предложен способ распознавания повреждённой части электрической сети при наблюдении со стороны нагрузок, что отвечает задаче БАВР. Его алгоритм распознает в реальном времени, в какой из подводящих цепей произошло повреждение, и выполняет блокировку при КЗ в общей части сети, а также на шинах нагрузок. С целью повышения быстродействия алгоритма БАВР предложен фильтр ортогональных составляющих со временем действия 10 мс, работающий при коротких замыканиях на шинах, в нагрузке которых присутствуют синхронные электродвигатели.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- RTDS – real time digital simulator
- БАВР – быстродействующий автоматический ввода резерва
- БНТ – бросок намагничивающего тока
- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высшее напряжение
- ДЗЛ – дифференциальная защита линии
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- ЗГ – защита генератора
- ЗДР – защита дальнего резервирования
- ЗФ – заграждающий фильтр
- ИТТ – измерительный трансформатор тока
- КВЛ – кабельно-воздушная линия
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- КСЗ – комплект ступенчатых защит
- ЛЭП – линия электропередачи
- МВА – мегавольт-ампер
- МДС – магнитодвижущая сила
- МНК – метод наименьших квадратов
- НН – низшее напряжение
- ОМП – определение места повреждения
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- ФНЧ – фильтр нижних частот
- ХХ – холостой ход
- ЭГ – эквивалентный генератор
- ЭДС – электродвижущая сила
- ЭС – энергосистема

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Монографии и учебные издания

1. Антонов, В. И. Адаптивный структурный анализ электрических сигналов: теория и ее приложения в интеллектуальной энергетике / В. И. Антонов. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2018. – Текст : непосредственный.
2. Аржанников, Е. А. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е. А. Аржанников, В. Ю. Лукоянов, М. Ш. Мисриханов / Под ред. В.А. Шуина. М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с. – Текст : непосредственный.
3. Атабеков, Г. И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г. И. Атабеков. М.: Госэнергоиздат, 1957. – 344 с. – Текст : непосредственный.
4. Атабеков, Г. И. Теория линейных электрических цепей / Г. И. Атабеков. – М.: Советское радио, 1960. – 712 с. – Текст : непосредственный.
5. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В. А. Веников. – М.Ж Высш. шк. 1985. – 536 с., с илл. – Текст : непосредственный.
6. Гамазин, С. И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой / С. И. Гамазин, В. А. Ставцев, С. А. Цырук. - М.: Издательство МЭИ, 1997. – 42 с., с илл. – Текст : непосредственный.
7. Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. – М.: МЭИ, 2000. – 156 с. – Текст : непосредственный.
8. Дьяконов, В. П. MATLAB 7.*/R2006/R2007: Самоучитель / В. П. Дьяконов. – М.: ДМК Пресс, 2008. – 708 с. – Текст : непосредственный.
9. Засыпкин, А. С. Релейная защита трансформаторов / А. С. Засыпкин. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с. – Текст : непосредственный.
10. Караев, Р. И. Переходные процессы в линиях большой протяженности / Р. И. Караев. – М.: Энергия, 1978. – 191 с. – Текст : непосредственный.

11. Костенко, М. В. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения / М. В. Костенко, Л. С. Перельман, Ю. П. Шкарин – М: Энергия, 1973. – 273 с. – Текст : непосредственный.

12. Круг, К. А. Основы электротехники. В двух томах. Том 1 / К. А. Круг – Москва – Ленинград: Госэнергоиздат, 1946. – 472 с. – Текст : непосредственный.

13. Лямец, Ю. Я. Теоретические основы электротехники с элементами электроэнергетики и релейной защиты. Многопроводные системы: Учеб. пособие / Ю. Я. Лямец [и др.]. Чебоксары: изд-во Чуваш. ун-та, 1998. – 160 с. – Текст : непосредственный.

14. Марпл-мл., С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения / С. Л. Марпл-мл. М.: Мир, 1990. – 584 с. – Текст : непосредственный.

15. Петров, Г. Н. Электрические машины. В 3-х частях. Ч. 1. Введение. Трансформаторы. Учебник для вузов / Г. Н. Петров. М.: Энергия, 1974. – 240 с. – Текст : непосредственный.

16. Петров, Г. Н. Электрические машины. В 3-х частях. Ч. 2. Асинхронные и синхронные машины / Г. Н. Петров. М. –Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 416 с. – Текст : непосредственный.

17. Попов, И. Н. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов / И. Н. Попов, В. Ф. Лачугин, Г. В. Соколова М.: Энергоатомиздат, 1986. – 246 с. – Текст : непосредственный.

18. Правила устройства электроустановок. – 6-е и 7-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2015. – 701 с. – Текст : непосредственный.

19. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С. А. Ульянов. М.: Энергия, 1964. – 704 с. – Текст : непосредственный.

20. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 352 с. – Текст : непосредственный.

21. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с. – Текст : непосредственный.

22. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с. – Текст : непосредственный.

23. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с. – Текст : непосредственный.

Научные статьи:

24. Аржанников, Е. А. Анализ функционирования фильтровых органов определения особой фазы и вида замыкания на линиях с двусторонним питанием / Е. А. Аржанников // Известия вузов. Энергетика. – 1982. – № 7. – С. 19–24.

25. Белянин, А. А. Локация замыкания в длинной линии по величинам волнового процесса / А.А. Белянин, Ю. Я. Лямец, А. Ю. Чернов // Изв. РАН. Энергетика. – 2019. – №4. – С. 51-57.

26. Бычков, Ю. В. Алгоритмические модели на примере защиты дальнего резервирования и определения места повреждения / Ю. В. Бычков, Д. С. Васильев, А. О. Павлов // Известия вузов. Электромеханика. – 2010. – № 6. – С. 63–67.

27. Дони, А. Н. Повышение технического совершенства дифференциальной защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ / А. Н. Дони, В. Г. Гарке, И. Ю. Иванов // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 4. – С. 30-35.

28. Захар-Иткин, М. Х. О фазном и модальном методах расчёта волновых процессов в линиях электропередачи / М. Х. Захар-Иткин // Электричество. – 1971. – №4. – С. 18-23.

29. Иванов, С. В. Оценивание параметров элементарных компонентов электрической величины по малому числу отсчётов / С. В. Иванов, Ю. Я. Лямец, Ф. А. Макашкин // Электротехника. – 2020. – №3. – С. 59-67.

30. Ильин, В. А. Задачи и методы спектрального анализа переходных процессов в электрических сетях / В. А. Ильин, Ю. Я. Лямец // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 1997. – №6. – С. 46–62.

31. Караев, Р. И. Дифференциально-разностные уравнения волнового процесса в длинной линии. / Р. И. Караев, Ю. Я. Лямец // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1973. – №3. – С. 132-138.

32. Караев, Р. И. О применении разностных уравнений длинной линии / Р. И. Караев, Ю. Я. Лямец // Электричество. – 1972. – №11. – С. 28-36.
33. Куликов, А. Л. Адаптивные алгоритмы ОМП ЛЭП на основе имитационного моделирования / А. Л. Куликов, М. Д. Обалин // Совр. напр. разв. систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург. – 2013. – С. 1-7.
34. Куликов, А. Л. Адаптивное волновое определение места повреждения линии электропередач / А. Л. Куликов, В. В. Ананьев // Вестник Ивановского гос. энерг. унив. – 2014. – №4. – С. 21-25.
35. Куликов, А. Л. Анализ и повышение точности при определении места повреждения линий электропередачи / А. Л. Куликов, М. Д. Обалин, П. А. Колобанов // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – №5. – С. 57-62.
36. Куликов, А. Л. Дифференциальный принцип в волновом методе определения мест повреждений на ВЛ с ответвлениями / А.Л. Куликов, В.Ф. Лачугин, В.В. Ананьев // Электрические станции. – 2015. – № 10. – С. 34-37.
37. Куликов, А. Л. Локационная диагностика линий электропередачи // Прикладная радиоэлектроника. Т. 5. – 2006. – № 3. – С. 366-372.
38. Ларин В. С. О локализации внутренних коротких замыканий в обмотках силовых трансформаторов с помощью частотного анализа реакции / В. С. Ларин, А. Ю. Волков // Электро. – 2015. – № 6. – С. 13–20.
39. Лачугин, В. Ф. Многофункциональное устройство регистрации процессов контроля качества электроэнергии и определения места повреждения на линиях электропередачи / В. Ф. Лачугин [и др.] // Электрические станции. – 2013. – №8. – С. 29-36.
40. Лачугин, В. Ф. Определение мест повреждений воздушных линий высокого напряжения с использованием спутниковой связи. Волновой метод двусторонних синхронизированных измерений / В. Ф. Лачугин [и др.] // Энергия единой сети. – 2017. – № 2. – С. 30-41.

41. Лачугин, В. Ф. Опыт эксплуатации волновой быстродействующей направленной релейной защиты ВЛ СВН / В. Ф. Лачугин // Электрические станции. – 2010. – № 9. – С. 27-34.

42. Лачугин, В. Ф. Преимущества применения волновых методов в релейной защите и при определении места повреждения на линиях электропередачи / Ф. В. Лачугин, С. В. Сидорук // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1. – С. 16-20.

43. Лачугин, В. Ф. Система волнового определения места повреждения, подключённая к трансформаторам напряжения системы шин / В. Ф. Лачугин [и др.] // Электрические станции. – 2021. – № 1. – С. 21-30.

44. Лачугин, В. Ф. Устройство волновой релейной защиты линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения с выбором поврежденных фаз для автоматического повторного включения / В. Ф. Лачугин [и др.] // Электротехника. – 2019. – № 6. – С. 60-66.

45. Лосев, С. Б. Фильтровый избирательный орган, реагирующий на соотношение аварийных значений симметричных составляющих / С. Б. Лосев, В. А. Онучин, В. Г. Плотников // Известия вузов. Электромеханика. – 1988. – № 10. – С. 57–64.

46. Лямец, Ю. Я. Адекватность или неадекватность модели как критерии состояния объекта / Ю. Я. Лямец, А. А. Белянин, П. И. Воронов, М. В. Мартынов // Тез. докл. 10-ой Всеросс. межвуз. науч.–техн. конф. «Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике». – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2016. – С. 244–246.

47. Лямец, Ю. Я. Алгоритмические модели электрических систем / Ю. Я. Лямец, Г. С. Нудельман, А. О. Павлов // Труды АЭН ЧР. – 1999. – №1-2. – С. 10-21.

48. Лямец, Ю. Я. Алгоритмическое моделирование в задаче определения места повреждения в линиях электропередачи / Ю. Я. Лямец, И. С. Климатова // Вестник Чувашского государственного университета. – 2007. – № 2. – С. 147-152.

49. Лямец, Ю. Я. Анализ переходных процессов в длинной линии в базе дискретного и непрерывного времени / Ю. Я. Лямец, А. А. Белянин, П. И. Воронов // Изв. вузов. Электромеханика. – 2012. – №5. – С. 11–16.

50. Лямец, Ю. Я. Анализ погрешностей алгоритмов определения места повреждения по одно-и двухстороннему наблюдению линий электропередачи в программном комплексе Disan/Locator / В. А. Ефремов, Ю. Я. Лямец, Н. В. Подшивалин // Тез. докл. Поволжской науч.-практ. конф. «Электротехника и энергетика Поволжья на рубеже тысячелетий». Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2001. – С. 21-24.

51. Лямец, Ю. Я. Быстрое оценивание периодической составляющей тока короткого замыкания / Ю. Я. Лямец, Ю. В. Романов, М. Ю. Широкин // Электричество. – 2012. – № 4. – С. 9–13.

52. Лямец, Ю. Я. Интервальные критерии распознавания места короткого замыкания в энергосистеме / Ю. Я. Лямец, А. Н. Маслов, М. В. Мартынов // Электричество. – 2019. – № 11. – С. 33–39.

53. Лямец, Ю. Я. К анализу переходных процессов в трёхфазных цепях методом симметричных составляющих / Ю. Я. Лямец // Электричество. – 1988. – №12. – С. 57-60.

54. Лямец, Ю. Я. Локализация наблюдаемых режимов электрической системы / Ю. Я. Лямец, Ю. В. Романов, М. В. Мартынов, П. И. Воронов // Труды АЭН ЧР. – 2010. – № 1. – С. 18-21.

55. Лямец, Ю. Я. Локация повреждений многопроводной сети при двухстороннем наблюдении / Ю. Я. Лямец, П. И. Воронов // Изв. РАН. Энергетика. – 2013. – № 3. – С. 96-107.

56. Лямец Ю.Я. Модель неповрежденного энергообъекта как индикатор повреждения / Ю.Я. Лямец [и др.] // Электротехника. – 2017. – № 7. – С. 60–65.

57. Лямец, Ю. Я. Модификации аварийных составляющих наблюдаемых токов и напряжений / Ю. Я. Лямец, А. А. Белянин, П. И. Воронов // Электротехника. – 2015. – №2. – С. 22-28.

58. Лямец, Ю. Я. Мониторинг процессов в электрической системе. Ч.1. Преобразование, селекция и фильтрация / Ю. Я. Лямец, Ю. В. Романов, Д. В. Зиновьев // Электричество. – 2006. – № 10. – С. 2-10.

59. Лямец, Ю. Я. Мониторинг процессов в электрической системе. Ч.1. Цифровая обработка осциллограмм токов короткого замыкания / Ю. Я. Лямец, Ю. В. Романов, Д. В. Зиновьев // Электричество. – 2006. – № 11. – С. 2-10.

60. Лямец, Ю. Я. Определение повреждённых проводов при коротком замыкании в многопроводной сети / Ю.Я. Лямец, М.В. Мартынов, А.Н. Маслов // Электричество. – 2019. – № 9. – С. 22-29.

61. Лямец, Ю. Я. Оптимизационный алгоритм контроля состояния электрической сети / Ю. Я. Лямец, В. И. Антонов, Г. С. Нудельман // Изв. РАН. Энергетика. – 1994. – №2. – С. 100-110.

62. Лямец, Ю. Я. Оценивание синусоидальной составляющей кратковременно наблюдаемого процесса короткого замыкания / Ю. Я. Лямец, М. Ю. Широкин, М. В. Мартынов // Электричество. – 2016. – № 5 – С. 8-12.

63. Лямец, Ю. Я. Принцип информационного совершенства релейной защиты / Ю. Я. Лямец [и др.] // Электротехника. – 2001. – № 2. – С. 30–34.

64. Лямец, Ю. Я. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линии электропередачи / Ю. Я. Лямец, В. А. Ильин, Н. В. Подшивалин // Электричество. – 1996. – № 12. – С. 2-7.

65. Лямец, Ю. Я. Распознаваемость повреждений электропередачи ч. 1 / Ю. Я. Лямец, Г. С. Нудельман, А. О. Павлов, Е. Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – № 2. – С. 16–23.

66. Лямец, Ю. Я. Распознаваемость повреждений электропередачи ч. 2 / Ю. Я. Лямец, Г. С. Нудельман, А. О. Павлов, Е. Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – № 3. – С. 16–24.

67. Лямец, Ю. Я. Распознаваемость повреждений электропередачи ч. 3 / Ю. Я. Лямец, Г. С. Нудельман, А. О. Павлов, Е. Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – № 12. – С. 9–22.

68. Лямец, Ю.Я. Распознавание коротких замыканий в линии электропередачи с разветвлением / Ю.Я. Лямец, М.В. Мартынов, А.Н. Маслов // Известия РАН. Энергетика. – 2019. – № 2. – С. 118–126.

69. Лямец, Ю. Я. Слагаемые свободного процесса в длинной линии. / Ю. Я. Лямец// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1978. – №1. – С. 11-17.

70. Лямец, Ю. Я. Составляющие токов короткого замыкания в наблюдаемой электрической сети / Ю. Я. Лямец, А. А. Белянин // Электротехника. – 2016. – № 10. – С. 40–44.

71. Лямец. Ю. Я. Унификация характеристик индикатора повреждения на контролируемом участке линии электропередачи / Ю. Я. Лямец, М. В. Мартынов, А. Н. Маслов, И. Ю. Никонов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2019. – № 1. – С. 123–134.

72. Лямец, Ю. Я. Фильтры информационных составляющих тока и напряжения электрической сети / Ю. Я. Лямец, В. А. Ильин // Изв. РАН. Энергетика. – 1995. – №3. – С. 174-189.

73. Лямец, Ю. Я. Эквивалентирование многополюсников / Ю. Я. Лямец, И. С. Климатова // Труды Академии электротехнических наук Чувашской Республики. – 2006. – № 2. – С. 29-32.

74. Павлов, А.О. Определение места повреждения в схемах с многосторонним питанием / А. О. Павлов, Ю. В. Бычков // Энергетика Татарстана. – 2011. – № 2. – С.33-38.

75. Ступель, А. И. Моделирование на ЦВМ частотных характеристик линий при расчете переходных процессов волновым методом / А. И. Ступель, Ю. Н. Львов, Л. С. Левина // Электричество. – 1972. – №1. – С. 25-28.

76. Яблоков, А. А. Физико-математическое моделирование дистанционного определения места повреждения по синхронизированным векторным измерениям / А.А. Яблоков, И.Е. Иванов, А.В. Панащатенко, А.Р. Тычкин, Ф.А. Куликов, А.Ю. Мурзин, В.Ф. Лачугин // Электрические станции. – 2022. – № 3. – С. 21-32.

Патенты

77. Патент № 2639718 Российская Федерация, МПК H02H3/40. Способ интервального определения места повреждения линии электропередачи : № 2016127902 : заявл. 11.07.2016 : опубликовано 22.12.2017 / Лямец Ю. Я., Мартынов М. В., Воронов П. И., Романов Ю. В. ; заявитель и патентообладатель Исследовательский центр «Бреслер». – 13 с. : ил. – Текст : непосредственный.

78. Патент № 2073876 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ определения зоны и места замыкания линии электропередачи : № 5041129/28 : заявл. 06.05.1992 : опубликовано 20.02.1997 / Лямец Ю. Я., Антонов В. И., Дони Н. А., Ефремов В. А., Нудельман Г. С. ; заявитель и патентообладатель Чувашский государственный университет им. И. Н. Ульянова, Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский и технологический институт релестроения. – 18 с. : ил. – Текст : непосредственный.

79. Патент № 2085959 Российская Федерация, МПК G01R31/11. Способ определения места однофазного повреждения линии электропередачи с использованием ее моделей : № 94023945/28 : заявл. 27.06.1994 : опубликовано 27.07.1997 / Ильин В. А., Лямец Ю. Я., Салимон А. А., Подшивалин Н. В. ; заявитель и патентообладатель Чувашский государственный университет им. И. Н. Ульянова. – 16 с. : ил. – Текст : непосредственный.

80. Патент № 2739433 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ определения места повреждения на линии электропередачи : № 20201236547: заявл. 16.07.2020: опубликовано 24.12.2020 / Лачугин В.Ф., Платонов П.С., Иванов С.В., Исмуков Г.Н. [и др.] ; заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», Акционерное общество «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы». – 9 с.: ил. – Текст: непосредственный.

81. Патент № 2492493 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ определения места повреждения многопроводной электрической сети при двухстороннем наблюдении : № 2011147688/28 : заявл. 23.11.2011 : опубликовано 27.05.2013 / Лямец Ю. Я., Романов Ю. В., Воронов П. И., Исмуков Г. Н. ; заявитель

и патентообладатель Исследовательский центр «Бреслер». – 11 с. : ил. – Текст : непосредственный.

82. Патент № 113016 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Устройство для определения места повреждения на линии электропередачи : № 201114283728: заявл. 24.10.2011: опубликовано 27.01.2012 / Арутюнов С.А., Горюшин Ю.А., Сидорук С.В., Смирнов А.Н., Лачугин В.Ф., Образцов С.А., Панфилов Д.И. ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», Открытое акционерное общество «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского». – 12 с.: ил. – Текст: непосредственный.

83. Патент № 2472169 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ определения расстояния до места повреждения на линии электропередачи : № 2011121762/28 : заявл. 31.05.2011 : опубликовано 10.01.2013 / Лачугин В. Ф. [и др.] ; заявитель и патентообладатель ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Энерг. инст. им. Г.М. Кржижановского». – 7 с. : ил. – Текст : непосредственный.

Авторефераты диссертаций

84. Белянин, А. А. Исследование и разработка средств защиты и локации замыканий на землю фидера распределительной сети: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.14.02 / Белянин Андрей Александрович. – Чебоксары, 2015. – 24 с. – Текст : непосредственный.

85. Воронов, П. И. Информационные аспекты защиты и локации повреждений электрической сети: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.14.02 / Воронов Павел Ильич. – Чебоксары, 2015. – 24 с. – Текст : непосредственный.

86. Любарский, Д. Р. Повышение устойчивости функционирования устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в условиях электромагнитных и электромеханических переходных процессов: автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук : 05.14.02 / Любарский Дмитрий Романович. – Иваново, 2006. – 33 с. – Текст: непосредственный.

87. Маслов, А.Н. Распознавание повреждений в наблюдаемой на одной стороне линии электропередачи с применением её алгоритмической модели: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.14.02 / Маслов Александр Николаевич. – Чебоксары, 2021. – 24 с. – Текст : непосредственный.

Научные статьи, опубликованные на иностранных языках

88. Bastard, P. A Transformer model for winding fault studies. / P. Bastard, P. Bertrand, M. Meunier // IEEE Transactions on Power Delivery – 1994 – Vol. 9 – № 2. – P. 690–699.

89. Brncic, I Transformer Differential Protection Improved by Implementation of Negative-Sequence Currents / I. Brncic, Z. Gajic, T. Einarsson // ABB PowerTechnologies. – Sweden, 2006.

90. Clarke, E. Circuit Analysis of A-C Power Systems. Volume I: Symmetrical and Related Components. / E. Clarke // New York: John Wiley & Sons Inc. – 1943. – Paper 540.

91. Fikri, M. New algorithm for distance protection of high voltage transmission lines / M. Fikri, M. El-Sayed // IEE Proc. – 1988. – Vol. 135. – № 5. – P .436-440.

92. Ivanov, S.V. Estimation of parameters of elementary components of electrical quantity by a small number of readings / S. V. Ivanov, Yu. Ya. Lyamets, F. A. Makashkin // Electrical Engineering. – 2020. – № 3. – P. 59-67.

93. Gajic, Z. Differential protection for arbitrary three-phase power transformers: Doctoral Dissertation. – Lund University, 2008. – Paper 212.

94. Gajic, Z. Differential protection solution for arbitrary phase shifting transformer / Z. Gajic // International Conference on Relay Protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems. – Moscow-Cheboksary, Russia. – 2007.

95. Gajic, Z. Protection Scheme for Special Railway Transformers with RET 521 / Z. Gajic // ABB, 2003.

96. Kang, Y.-C. Protection, faulted phase and winding identification for the three-winding transformer using the increments of flux linkages / Y.-C. Kang, B.-E. Lee, T.-Y.

Zheng, Y.-H. Kim, P.A. Crossley // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2010. – T. 4. – № 9. – P. 1060-1068.

97. Kasztenny, B. A new algorithm for digital low-impedance protection of busbars / B. Kasztenny, K. Kuras // Power Engineering Society Summer Meeting, 2001, P. 97 - 102 vol.1.

98. Kasztenny, B. Operate and Restraint Signals of a Transformer Differential Relay / B. Kasztenny, A. Kulidjian, B. Campbell, M. Pozzuoli // 54th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. – Atlanta, 2000.

99. Klyushkin, N.G. A statistical overview of fault location methods and problems in calculating and locating faults in 110 kV (and higher) power transmission lines/ N.G. Klyushkin, V.F. Lachugin // Power Technology and Engineering. – 2020. – T. 54. –№ 2. – P. 250-254.

100. Lachugin, V.F. A multifunctional device for recording the monitoring of electric power quality and for fault finding on electric transmission lines / V.F. Lachugin [et al] // Power Technology and Engineering. – 2014. – T. 47. – № 5. – P. 386-392.

101. Liamets, Y. Interval transform of information and its application in relay protection / Y. Liamets, A. Podchivaline, S. Ivanov, G. Nudelman // Proc. IEEE Conf. Power Tech., St.–Petersburg. – 2015. – Paper 31.

102. Phadke, A.G. Computer relaying for power systems / A. G. Phadke, J.S. Thorp // 2nd ed. Research Studies. – Press Limited. – 2009.

103. Sachdev, M. S. A digital relaying algorithm for detecting transformer winding faults / M. S. Sachdev, T. S. Sidhu, H. C. Wood // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4 (3). – P. 1638-1648

104. Sachdev, M. S. A technique for estimating transmission line fault locations from digital impedance relay measurements / M. S. Sachdev, R. Agarwal // IEEE Trans. Power Deliv. – 1988. – Vol. 3. N 1. – P. 121-129.

105. Sachdev, M. S. Advancements in Microprocessor Based Protection and Communication / M.S. Sachdev (Coordinator) et al //A tutorial publication of the IEEE, Piscataway, NJ: IEEE Cat. No. 97TP120-0, p. 127.

106. Sachdev, M. S. Kalman filtering applied to power system measurements for relaying / M. S. Sachdev, H. C. Wood, N. G. Johnson // IEEE Trans. PAS. – 1985. – Vol. 104. N 12. – P. 3565-3573.

107. Saha, M. M. Fault Location of Power Networks / M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski. – London: Springer. – 2010.

108. Sungyun, C. Setting-less transformer protection for ensuring security and dependability / C. Sungyun, A. P. Meliopoulos // Elec. Eng. – 2016. – №3. – P. 283-297.

ГОСТы, СТО

109. ГОСТ Р 58887-2020. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110-220 кВ. Функциональные требования [Текст]. – АО «СО ЕЭС», 2021. – 13 с.

110. СТО 56947007-29.120.70.241-2017 Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 223 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ



ООО «Релематика»
 ИНН 2129041046, КПП 213001001
 428020, Россия, г.Чебоксары,
 пр. И. Яковлева, д.1.
 Тел./факс: +7 (8352) 24 06 50.
 Электронная почта: info@relematika.ru
 www.relematika.ru

15.12.2022



Акт

о принятии к внедрению результатов кандидатской диссертации

Кочетова Ивана Дмитриевича

по теме «Эквивалентные генераторы энергообъектов как индикаторы повреждений при двустороннем и одностороннем наблюдении»

Настоящий Акт составлен о том, что результаты работы Кочетова Ивана Дмитриевича, отражённые в его кандидатской диссертации, приняты к внедрению в микропроцессорных терминалах релейной защиты производства ООО «Релематика»: «ТОР 300 ЗДР 51Х», «ТОР 300 ДЗЛ 55Х», «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ» и «ТОР 300 КСЗ 5ХХ».

Советник по научной работе

Ю. Я. Лямец

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Чувашский государственный
университет имени И.Н. Ульянова»
(ФГБОУ ВО «ЧГУ им. И.Н. Ульянова»)

Московский пр., 15, г. Чебоксары, 428015
 тел.: (8352) 583-036; факс: (8352) 450-279
 E-mail: office@chuvsu.ru
 ОГРН 1022101274315 ИНН 2129009412

10.03.2022. № 909

на № от

СПРАВКА
о внедрении результатов диссертационного исследования
Кочетова Ивана Дмитриевича

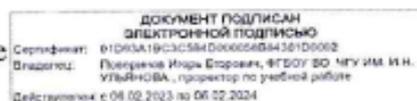
на тему «Эквивалентные генераторы энергообъектов как индикаторы повреждений при
 двустороннем и одностороннем наблюдении»

Результаты диссертационной работы Кочетова Ивана Дмитриевича на тему «Эквивалентные генераторы энергообъектов как индикаторы повреждений при двустороннем и одностороннем наблюдении», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика, используются:

- при чтении лекций по курсу «Серийные устройства релейной защиты и автоматики» при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника по профилю «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» на кафедре теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики;

- при чтении лекций по курсу «Релейная защита и автоматизации электроэнергетических систем» при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника по профилю «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» на кафедре теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики.

Проректор по учебной работе



И. Е. Поверинов

Исп.: Мясникова Т.В., заместитель декана
 Тел. +7(8352) 45-24-96
 Эл. адрес: tatyana.myasnikova@ya.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПАРАМЕТРЫ УЧАСТКОВ ЛИНИИ ОРЕХОВО-ГРЕБЧИХА

Таблица Б.1 – Длины участков и их параметры по прямой и нулевой последовательности

№ участка	\underline{z}_1^0 , Ом/км	\underline{z}_0^0 , Ом/км	B_1^0 , мкСм/км	B_0^0 , мкСм/км	l , км
1	$0,2003 + j0,4240$	$0,4200 + j1,4250$	2,5990	1,5508	1,03
2	$0,2480 + j0,4170$	$0,4919 + j1,3910$	2,6460	1,5700	1,00
3	$0,2101 + j0,4081$	$0,4329 + j1,3840$	2,6190	1,6501	2,45
4	$0,2100 + j0,4156$	$0,4722 + j1,3360$	2,6680	1,7889	0,90
5	$0,2098 + j0,4079$	$0,3601 + j1,4270$	2,7090	1,5500	3,03
6	$0,2100 + j0,4079$	$0,3056 + j1,3710$	2,7050	1,5495	9,20
7	$0,1979 + j0,3997$	$0,3057 + j1,3710$	2,7670	1,5539	1,51
8	$0,1984 + j0,4136$	$0,3059 + j1,3710$	2,6690	1,6253	0,90
9	$0,1979 + j0,3989$	$0,3051 + j1,3710$	2,7670	1,5539	1,70
10	$0,1979 + j0,4098$	$0,3055 + j1,3710$	2,6890	1,4639	6,13
11	$0,1979 + j0,4140$	$0,3054 + j1,3710$	2,6690	1,6252	1,66
12	$0,1986 + j0,3985$	$0,3056 + j1,3700$	2,7680	1,5542	0,72
13	$0,1979 + j0,4011$	$0,4189 + j1,3980$	2,7510	1,5989	2,80

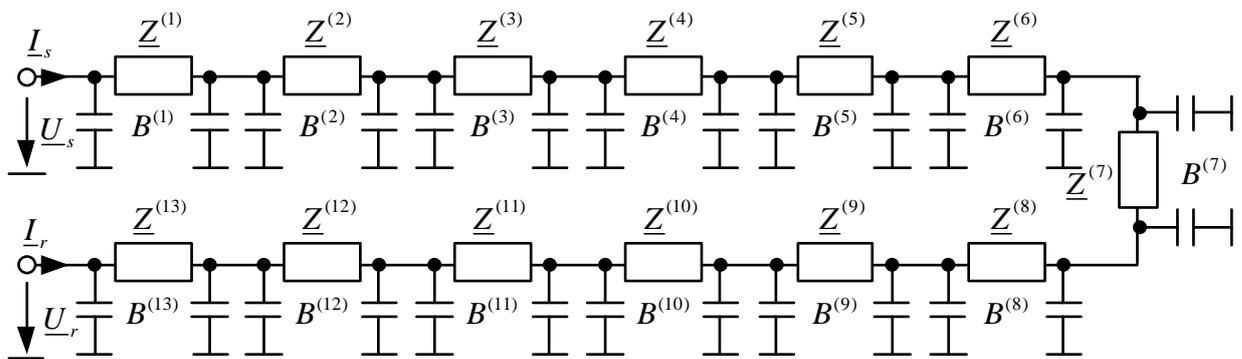


Рисунок Б.1 – Схема сети, наблюдаемая с двух сторон, с 13 разнородными участками