

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

На правах рукописи



АЛЬ-ХОМИДИ Марван Саид Саиф

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН**

Специальность: 05.14.02 – «Электрические станции
и электроэнергетические системы»

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор Шуин В.А.

Иваново 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
<i>Глава 1</i> АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН. ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ	
	17
1.1 Общая характеристика электроэнергетики Республики Йемен	17
1.2 Электрические сети ЭЭС Республики Йемен.....	22
1.3 Релейная защита и автоматика электрических сетей ЭЭС Республики Йемен и задачи повышения ее технического совершенствования.....	30
1.4 Обоснование направлений и задач исследования.....	35
1.5 Выводы по главе 1.....	35
<i>Глава 2</i> ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН В ЦЕЛЯХ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ...	
	37
2.1 Разработка математической модели электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ для исследования установившихся режимов ее работы	37
2.2 Обоснование прогноза роста электропотребления в узлах нагрузки электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен на перспективу до 2025 года	44
2.3 Исследование установившихся режимов работы электрической сети напряжением 132 кВ	50
2.4 Исследование и выбор способов обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости системообразующей электрической сети 132 кВ Республики Йемен	66

2.4.1	Способы повышения напряжения в узлах и повышения статической устойчивости ЛЭП электрической сети 132 кВ	66
2.4.2	Исследование эффективности применения компенсирующих устройств в электрической сети напряжением 132 кВ ЭЭС РЙ....	67
2.4.3	Исследование эффективности применения УПК на ЛЭП 132 кВ....	76
2.5	Выводы по главе 2	78
<i>Глава 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ МЕЖДУФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН И СПОСОБОВ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ.....</i>		
3.1	Постановка задачи. Обоснование методов исследования.....	81
3.2	Влияние трансформации "звезда-треугольник" и переходного сопротивления в месте повреждения на работу резервных ступеней дистанционной защиты на ЛЭП с односторонним и двусторонним питанием	83
3.3	Применение имитационных моделей для комплексного исследования влияния трансформации "звезда-треугольник" и других факторов на чувствительность резервных ступеней дистанционной защиты	98
3.4	Методика выбора уставок резервных ступеней дистанционной защиты ЛЭП с учетом влияния трансформации "звезда-треугольник" и ее применение для повышения эффективности дальнего резервирования в электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен.....	113
3.5	Выводы по главе 3	118
<i>Глава 4 ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 11 кВ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН</i>		
		120

4.1	Постановка задачи. Выбор методов исследования.....	120
4.2	Принципы обеспечения функционирования токовых защит нулевой последовательности в кабельных сетях с изолированной нейтралью и условия их применимости.....	122
4.3	Токи нулевой последовательности при дуговых перемежающихся замыканиях на землю в кабельных сетях с изолированной нейтралью	125
4.4	Область применения токовых защит нулевой последовательности в кабельных сетях среднего напряжения по условиям обеспечения требуемой чувствительности при устойчивых и дуговых замыканиях на землю	138
4.5	Выводы по главе 4	140
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	142
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	144

ВВЕДЕНИЕ

В.1 Актуальность темы исследований. Характерными особенностями электроэнергетической системы (ЭЭС) Республики Йемен (РЙ) на данном этапе развития экономики страны являются относительно небольшая мощность и ограниченное число электростанций в структуре генерирующей части энергосистемы, обуславливающие не всегда достаточную величину резервов активной мощности в энергосистеме, отставание роста генерации от роста потребления электроэнергии, неравномерность территориального распределения генерирующих мощностей и нагрузки, значительная удаленность большей части потребителей от генерирующих источников. Разработанный по заданию национальной энергетической компании (Office National de L'Electric ale) проект развития электроэнергетики РЙ предусматривал до 2025 г. электрификацию 40 тыс. населённых пунктов по всей территории страны и рост электропотребления в городах Йемена в 2-3 раза по сравнению с 2010 г. Удовлетворить указанный рост электропотребления во всех регионах страны в перспективе до 2025 г. планировалось за счет сооружения и постепенного увеличения мощности современной парогазовой электростанции (ПГЭС) Marib, расположенной на северо-востоке страны, создания и развития электрической сети сверхвысокого напряжения (СВН) 400 кВ, связывающей ПГЭС с основными центрами электропотребления на севере и юге страны. Однако в условиях нестабильности в последние годы политической обстановки в РЙ реализовать полностью планы развития источников электроснабжения и электрических сетей не удалось. В то же время продолжающийся рост электропотребления, прежде всего, в городах РЙ, обусловил снижение уровней напряжения в узлах системообразующей электрической сети ЭЭС РЙ напряжением 132 кВ, уменьшение запасов статической и динамической устойчивости, ухудшение качества электроэнергии у потребителей. Поэтому сложившиеся в настоящее время режимы работы ЭЭС РЙ не удовлетворяют в полной мере основным требованиям, определяющим эффективность режима работы энергосистемы: надежно-

сти, бесперебойности электроснабжения потребителей, высокого качества электроэнергии, экономичности [1–4]. Поэтому исследование режимов работы ЭЭС Республики Йемен в целях разработки методов и средств повышения надежности ее функционирования и электроснабжения потребителей является актуальной задачей.

На эффективность режима ЭЭС и надежность электроснабжения потребителей существенное влияние оказывает эффективность функционирования релейной защиты (РЗ) электрических сетей [5]. РЗ электрических сетей предназначена для функционирования в определенных условиях, называемых расчетными. Значительные отклонения от расчетных условий приводят к снижению селективности и устойчивости функционирования РЗ, что, в свою очередь, может быть причиной снижения надежности режима и электроснабжения потребителей.

В качестве основных и резервных защит воздушных линий (ВЛ) сети 132 кВ ЭЭС РЙ используются комплекты ступенчатых защит (КСЗ), включающие направленные дистанционные защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ и токовые направленные защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю, выполняемые для обеспечения требуемой скорости отключения внутренних КЗ с ускорением или блокировкой. Большая протяженность (до 200 км и более), резкие изменения режимов работы ЭЭС РЙ ведут к увеличению диапазона колебаний параметров подведенных электрических величин (значений напряжения и тока и угла между ними), что существенно влияет на эффективность функционирования РЗ ВЛ электрической сети 132 кВ. Трудности возникают прежде всего с обеспечением требуемой чувствительности при КЗ в зоне дальнего резервирования – на стороне низшего или среднего напряжения понизительных подстанций 132/11 кВ.

Основная часть потребителей электрической энергии в РЙ сосредоточена в городах. Поэтому большая часть электрической энергии распределяется потребителям через распределительные кабельные сети напряжением 11 и 33 кВ. Электрические сети напряжением 33 кВ, как и сети 132 кВ, работают с глухозаземленной нейтралью, кабельные сети 11 кВ – с изолированной нейтралью.

В кабельных сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений. Кабельные сети 11 кВ городского электроснабжения относятся к т.н. сетям с малыми токами ОЗЗ, что обусловлено режимом заземления их нейтрали. При малых значениях тока ОЗЗ защита от данного вида повреждений может выполняться, как правило, с действием на сигнал, а не на отключение, а поврежденный элемент отключается вручную без нарушения электроснабжения потребителей. Такой способ действия защиты от ОЗЗ, как правило, обеспечивает значительное повышение надежности электроснабжения потребителей и снижение ущербов потребителей вследствие ОЗЗ, так как исключает фактор внезапности нарушения электроснабжения. Наиболее опасной разновидностью ОЗЗ в кабельных сетях, работающих с изолированной нейтралью, являются дуговые перемежающиеся ОЗЗ (ДПОЗЗ), сопровождающиеся перенапряжениями на неповрежденных фазах по всей электрически связанной сети и значительным увеличением эффективного значения тока в месте повреждения. Поэтому ДПОЗЗ часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом. В распределительных кабельных сетях напряжением 11 кВ в качестве защиты от ОЗЗ, действующей на сигнал, используются токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), основанные на контроле составляющих промышленной частоты токов $3I_0$ защищаемого присоединения. Опыт эксплуатации применяемых в городских кабельных сетях 11 кВ РИ исполнений ТЗНП показывает не всегда достаточную их селективность несрабатываний при внешних и устойчивость функционирования (чувствительность) при внутренних ОЗЗ.

Учитывая изложенное, можно сделать вывод, что исследование причин недостаточной эффективности функционирования РЗ электрических сетей ЭЭС РИ и разработка методов ее повышения также актуальны для повышения надежности электроснабжения потребителей.

В.2 Цель работы – повышение надежности электроснабжения потребителей на основе совершенствования режимов работы электрических сетей ЭЭС РИ и эффективности функционирования релейной защиты.

В.3 Задачи, решаемые в работе:

- 1) анализ современного состояния и перспектив развития ЭЭС Республики Йемен;
- 2) разработка математической имитационной модели системообразующей электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ для исследования установившихся режимов ее работы;
- 3) исследование установившихся режимов работы сети 132 кВ ЭЭС РЙ для разработки методов повышения эффективности ее функционирования;
- 4) разработка аналитических и имитационных математических моделей для исследования эффективности дальнего резервирования ДЗ ВЛ 132 кВ ЭЭС РЙ;
- 5) исследование причин недостаточной эффективности дальнего резервирования ДЗ от междуфазных КЗ на ВЛ 132 кВ ЭЭС РЙ и разработка методов ее повышения;
- 6) исследование особенностей функционирования цифровых исполнений токовых защит нулевой последовательности от ОЗЗ в распределительных кабельных сетях среднего напряжения при дуговых перемежающихся ОЗЗ и разработка рекомендаций по повышению динамической устойчивости их функционирования.

В.4 Объектами исследований диссертационной работы являются электрические сети высокого 132 кВ и среднего напряжения 11 кВ ЭЭС РЙ. **Предметом исследований** – режимы работы электрической сети 132 кВ, дистанционные защиты от междуфазных КЗ ВЛ напряжением 132 кВ и защиты от ОЗЗ КЛ напряжением 11 кВ.

В.5 Методы научных исследований. Решение поставленных задач базируется на использовании методов теории электрических цепей и электромагнитных установившихся и переходных процессов в электрических сетях и методов математического моделирования электроэнергетических объектов и устройств автоматического управления ими.

В.6 Научную новизну работы представляют:

1) математическая имитационная модель для расчета установившихся режимов работы системообразующей электрической сети напряжением 132 кВ, достоверность и точность расчетов на которой подтверждена сопоставлением результатов расчетов на модели с параметрами реальных режимов ЭЭС РЙ за 2010-2012 гг.;

2) результаты анализа установившихся режимов системообразующей электрической сети 132 кВ, позволяющие обосновать мероприятия по повышению статической устойчивости ЭЭС РЙ и качества электроэнергии у потребителей в ближайшей и среднесрочной перспективе;

3) методика выбора мест размещения и мощности компенсирующих устройств, основанная на использовании приближенного решения задачи по уравнениям, связывающим приращения напряжения в рассматриваемом узле к изменению мощности компенсирующего устройства в узле включения последнего и последующем уточнении решения с использованием имитационной модели сети;

4) математические аналитические и имитационные модели для исследования эффективности функционирования дальнего резервирования дистанционными защитами ВЛ 132 кВ ЭЭС РЙ при КЗ за трансформаторами "звезда-треугольник" с учетом всех основных влияющих факторов;

5) рекомендации по уточнению методики выбора уставок резервных ступеней дистанционных защит ЛЭП по условиям требуемой чувствительности к коротким замыканиям за трансформатором с соединением обмоток "звезда-треугольник", основанные на приближенном аналитическом решении задачи и возможности его уточнения с использованием имитационной модели;

6) методика оценки чувствительности цифровых исполнений токовых защит нулевой последовательности не только при устойчивых, но и при наиболее опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ, основанная на использовании расчетных значений коэффициентов, полученных на имитационных моделях кабельных сетей с изолированной нейтралью.

В.7 Практическую ценность имеют следующие результаты работы:

1) результаты исследований на математической имитационной модели установившихся режимов работы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ и разработанные на их основе меры для повышения статической устойчивости ЭЭС РЙ и качества электроэнергии у потребителей на период до 2020 г.;

2) математическая имитационная модель электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ, которая может быть использована для расчетов установившихся режимов работы в проектных и эксплуатационных целях;

3) рекомендации по уточнению методики выбора уставок резервных ступеней дистанционных защит ЛЭП по условиям требуемой чувствительности к коротким замыканиям за трансформатором с соединением обмоток "звезда-треугольник", которые могут быть использованы в проектных организациях;

4) рекомендации по уточнению методики выбора уставок цифровых исполнений токовых защит нулевой последовательности кабельных сетей среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, которые могут быть использованы проектными и эксплуатирующими организациями.

В.8 Достоверность и обоснованность результатов исследований в целом определяются корректностью принятых допущений, использованием методов классической теории электрических цепей и теории электромагнитных переходных процессов в ЭЭС. В части исследований режимов работы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ сходимостью результатов расчетов на модели с реальными параметрами режимов, измеренными в 2010 и 2012 гг. В части результатов исследований дистанционных защит ВЛ 132 кВ сходимостью аналитических расчетов с результатами, полученными на математических моделях. В части токовых защит нулевой последовательности от ОЗЗ кабельных сетей сходимостью результатов с результатами исследований других авторов, опубликованными в литературных источниках.

В.9 Внедрение результатов исследований. Результаты диссертационных исследований планирует использовать национальная энергетическая компания (Office National de L'Electric ale) РЙ.

В.10 Основные положения, выносимые на защиту:

- 1) математическая имитационная модель для расчета установившихся режимов работы системообразующей электрической сети напряжением 132 кВ ЭЭС РЙ;
- 2) результаты исследований установившихся режимов системообразующей электрической сети 132 кВ и разработанные на их основе рекомендации по повышению статической устойчивости ЭЭС РЙ и качества электроэнергии у потребителей в ближайшей и среднесрочной перспективе;
- 3) математические аналитические и имитационные модели для исследования эффективности функционирования дальнего резервирования дистанционными защитами ВЛ 132 кВ ЭЭС РЙ при КЗ за трансформаторами "звезда-треугольник" с учетом всех основных влияющих факторов;
- 4) рекомендации по уточнению методики выбора уставок резервных ступеней дистанционных защит ЛЭП по условиям требуемой чувствительности к коротким замыканиям за трансформатором с соединением обмоток "звезда-треугольник";
- 5) методика оценки чувствительности цифровых исполнений токовых защит нулевой последовательности не только при устойчивых, но и при наиболее опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ;
- 6) результаты исследований на математических моделях причин недостаточной эффективности функционирования цифровых ТЗНП от ОЗЗ в кабельных сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, и полученные на их основе рекомендации по уточнению методики выбора уставок цифровых защит данного типа.

В.11 Личный вклад автора заключается в постановке цели и конкретных задач исследования; разработке математической имитационной модели электрической сети напряжением 132 кВ ЭЭС РЙ, исследовании ее достоверности; проведении, обработке и анализе результатов вычислительных экспериментов по исследованию установившихся режимов работы сети 132 кВ ЭЭС РЙ; обоснованию методов повышения статической устойчивости и качества электроэнергии у потребителей ЭЭС РЙ на перспективу до 2020 г.; разработке методики выбора мест

В.12 Соответствие паспорту специальности. *Соответствие диссертации формуле специальности:* в соответствии с формулой специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки): в диссертационной работе *объектом исследований* являются электрические сети высокого напряжения и распределительные кабельные сети среднего напряжения; *предметом исследований* – установившиеся режимы работы электрической сети 132 кВ и методы повышения статической устойчивости и качества электроэнергетики у потребителей, дистанционные защиты от междуфазных КЗ ВЛ с двусторонним питанием, токовые защиты нулевой последовательности от ОЗЗ кабельных сетей среднего напряжения с изолированной нейтралью.

Соответствие диссертации области исследования специальности: отраженные в диссертации научные положения соответствуют области исследования специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки), а именно:

– п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 – «Электростанции и элек-

троэнергетические системы» (технические науки) соответствуют разработки математической имитационной модели для исследований установившихся режимов работы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ, математических аналитической и имитационной моделей для исследований эффективности дальнего резервирования резервных ступеней ДЗ, имитационной математической модели кабельной сети 11 кВ для исследований переходных процессов при ОЗЗ и динамических режимов функционирования ТЗНП от ОЗЗ при дуговых перемежающихся замыканиях на землю;

– п. 9 «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике» соответствуют исследования с использованием аналитической и имитационной моделей эффективности функционирования и разработка рекомендаций по повышению чувствительности резервных ступеней ДЗ при КЗ за трансформаторами с группой соединения обмоток "звезда-треугольник" и исследования с использованием имитационной модели условий обеспечения динамической устойчивости ТЗНП от ОЗЗ в кабельных сетях с изолированной нейтралью при дуговых перемежающихся замыканиях на землю.

В.13 Апробация результатов исследований. Результаты исследований докладывались и обсуждались на Международных научно-технической конференциях «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVI, XVII и XVIII «Бенардосовские чтения»), Иваново, ИГЭУ, 2011, 2013 и 2015 гг.), на XIX Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» в Московском энергетическом институте (Москва, 2013 г.), на VI – X Международных научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых "Энергия-2011" – "Энергия-2015), Иваново, ИГЭУ, 2011 – 2015 гг.

В.14 Публикации. Результаты исследований опубликованы в 12 работах [6–17], в т.ч. в 10 статьях [6–13, 15, 16], из них 2 в изданиях по перечню ВАК [13, 15], а также в тезисах докладов международных научно-технических конференций [14, 17].

В.15 Основное содержание работы. В главе 1 дан анализ современного состояния электроэнергетики РЙ, рассмотрены особенности системообразующей электрической сети напряжением 132 кВ ЭЭС РЙ и режимов ее работы, выявлены основные проблемы, связанные с низкими уровнями напряжения в ряде узлов указанной сети, обуславливающими снижение статической устойчивости, качества электроэнергии у потребителей и надежности их электроснабжения. Обосновано направление и задачи исследования установившихся режимов системообразующей электрической сети ЭЭС РЙ. Рассмотрено состояние релейной защиты электрических сетей высокого и среднего напряжения ЭЭС РЙ и задачи повышения их технического совершенства.

Глава 2 посвящена исследованиям установившихся режимов электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ в целях разработки методов повышения эффективности ее функционирования. Рассмотрены вопросы разработки математической имитационной модели электрической сети 132 кВ с использованием программного комплекса "Энергия". Приведены обоснования адекватности разработанной модели и оценки точности полученных на ее основе результатов расчетов установившихся режимов на основе сравнения их с реальными данными измерений перетоков мощности по ЛЭП и напряжений в узлах сети 132 кВ за 2010 г. и 2012 г., предоставленными Министерством энергетики Республики Йемен. На основе общего прогноза роста электропотребления по энергосистеме РЙ разработаны нормальный и повышенный прогнозы роста электропотребления в основных узлах электрической сети 132 кВ на период с 2010 г до 2015 г. и на период с 2015 до 2025 г. Достоверность разработанного прогноза проверена сравнением расчетных данных с реальным ростом нагрузки в узлах сети 132 кВ в период 2008–2012 гг. На основе разработанного прогноза роста электропотребления с использованием имитационной модели выполнены исследования установившихся режимов работы, на основе которых обоснованы способы обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ.

В главе 3 приведены результаты исследований эффективности дальнего резервирования дистанционными защитами при междуфазных КЗ за трансформаторами понизительных и ответвительных подстанций с высшим напряжением 132 кВ. Показано, что одной из основных причин недостаточной чувствительности резервных ступеней ДЗ при двухфазных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций является влияние трансформации "звезда-треугольник" в сочетании с рядом других влияющих факторов, как правило, не учитываемого в существующих методиках выбора уставок по сопротивлению срабатывания. Разработаны математическая аналитическая и имитационная модели линии электропередачи 132 кВ с двусторонним питанием для исследований влияния трансформации "звезда-треугольник" и других влияющих факторов на замер дистанционных измерительных органов. На основе исследований с применением аналитической и имитационной моделей разработаны рекомендации по уточнению методики выбора уставок резервных ступеней ДЗ с учетом влияния трансформации "звезда-треугольник". Эффективность предложенной методики проверена на примере отдельных ЛЭП сети 132 кВ ЭЭС РЙ.

В 4-й главе приведены результаты исследований способов обеспечения динамической устойчивости функционирования микропроцессорных токовых защит от однофазных замыканий на землю в распределительных кабельных сетях напряжением 11 кВ, работающих с изолированной нейтралью, ЭЭС РЙ. Поставлена задача и обоснован метод исследования. Показано, что существующий подход к оценке эффективности функционирования ТЗНП при внутренних ОЗЗ не учитывает необходимости ее устойчивых срабатываний не только при устойчивых, но и при значительно более опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ, что является причиной частых отказов срабатывания рассматриваемой защиты при ДПОЗЗ, повышения аварийности в указанных сетях и снижения надежности электроснабжения потребителей. Предложена методика оценки чувствительности ТЗНП при ДПОЗЗ. Для практического использования предложенной методики на основе исследований на имитационных моделях ка-

белых сетей 11 кВ определены расчетные коэффициенты, учитывающие влияние переходных процессов при ДПОЗЗ на значения воздействующей величины измерительных органов цифровых исполнений ТЗНП. Дана оценка области возможного применения микропроцессорных исполнений ТЗНП в кабельных сетях с изолированной нейтралью с учетом требования обеспечения их чувствительности не только при устойчивых, но и при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Библиографический список содержит 112 источников.

Глава 1 **АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН.
ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ**

1.1 Общая характеристика электроэнергетики Республики Йемен

1.1.1 Особенности географического положения и экономики Республики Йемен. Республика Йемен (Аль-Джумхурия аль-Йамания), государство на юго-западе Аравийского полуострова, была образована 22 мая 1990 г. в результате объединения Йеменской Арабской Республики (ЙАР, или Северный Йемен) и Народной Демократической Республики Йемен (НДРЙ, или Южный Йемен). Республика Йемен (РЙ) граничит на севере с Саудовской Аравией, а на востоке с Оманом (рис. 1.1). На юге РЙ омывается водами Аравийского моря и Аденского залива, на западе – Красного моря. Йемену принадлежат также острова в Красном море, в Баб-эль-Мандебском проливе и в Аденском заливе.

Площадь РЙ составляет 527,9 тыс. кв. км. Население РЙ на 2010 г. составляло 24 миллиона человек, из них 60% занимаются сельским хозяйством, а 40% живут в городах. Наиболее крупные города РЙ: Сана (Sana), и, Таиз (Taiz), Дамар (Dhamar), Ибб (Ibb), Аль-Ходейда (Al-hodeida), Амран (Amran) и Аден (Aden). Столица РЙ – г. Сана с населением 1,5 миллиона человек.

РЙ обладает разнообразными природными ресурсами, необходимыми для развития экономики страны. Основные из них: природный газ, нефть, медь, полиметаллы, каменный уголь, различные минералы, золото, серебро и др. Наиболее развитыми отраслями промышленности РЙ являются электроэнергетика, химическая и нефтехимическая промышленность, пищевая промышленность, туристический бизнес, машиностроение.

Автор выражает благодарность к.т.н., доценту кафедры «Электрические системы» ИГЭУ Кулешову А.И. за консультации по вопросам моделирования и анализа установившихся режимов ЭЭС с применением программного комплекса "Энергия"

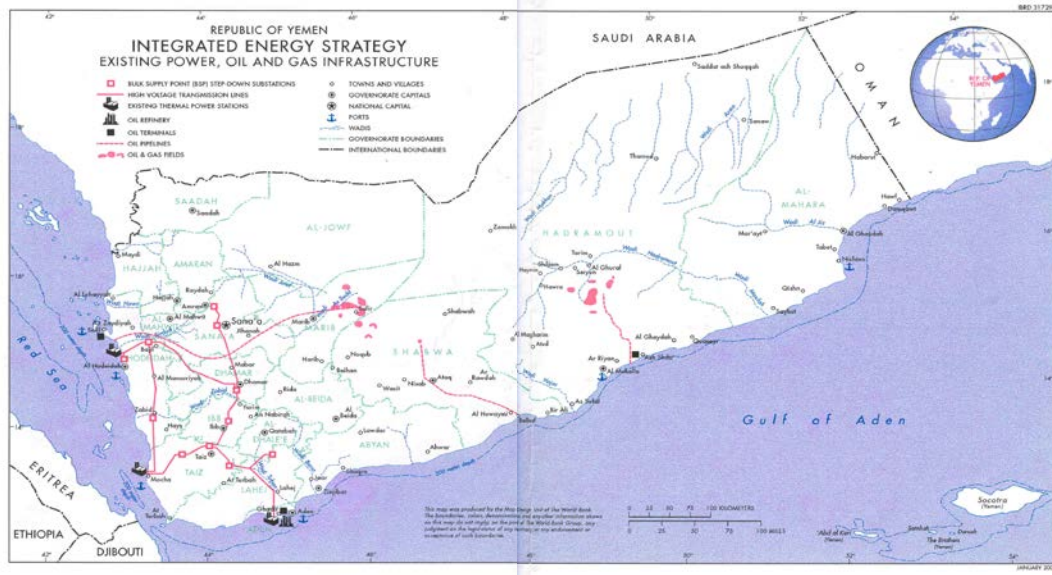


Рисунок 1.1 – Географическая карта Республики Йемен

1.1.2 История и основные особенности развития электроэнергетики РЙ.

В РЙ впервые применение электроэнергии в коммунально-бытовых и промышленных целях началось в г. Aden, где в 1926 г. была построена электростанция с установленной мощностью 3 МВт. Первые в стране электроэнергетические компании были созданы в г. Аден в 1959 г. и г. Сана в 1960 г. Указанные электроэнергетические компании послужили основой создания в РЙ централизованной системы электроснабжения потребителей.

В 1975 г. в г. Сана была построена дизельная электростанция (ДЭС) с установленной мощностью 21 МВт, обеспечивающая электроснабжение потребителей в городах центрального региона, и две электростанции мощностью по 16 МВт в городах Аль-Ходейда и Таиз (Taiz), обеспечивающие электроснабжение потребителей в городах южного и юго-западного регионов.

В 80-х годах развитие электроэнергетики в РЙ приобрело более интенсивный характер. В 1984 г. была введена в эксплуатацию первая в стране ТЭС Ras Katenib с установленной активной мощностью 165 МВт, обеспечивающая электроснабжение потребителей центрального региона страны. В 1987 г. пущена в эксплуатацию ТЭС в г. Маха (Mukha) мощностью 160 МВт, а в 1989 г. – ТЭС в г. Хизва (Hiswa) мощностью 125 МВт, обеспечивающие электроснабжение потребителей южного региона страны.

На территории РЙ можно выделить две зоны централизованного электроснабжения потребителей, развивавшиеся до объединения страны независимо друг от друга. К первой зоне относятся северный и центральный регионы, население которых составляет 17 млн. чел. (примерно 75% населения страны), к второй – южный и юго-западный регионы, в котором проживает 6 млн. чел. В северной части страны значительную часть нагрузки составляют электрические обогреватели, используемых в основном в зимнее время. В южной части страны основная часть нагрузки – кондиционеры и вентиляторы, используемые в основном летом. Указанные особенности обуславливают неравномерность загрузки электростанций, расположенных в рассматриваемых зонах.

До 1990 г. только 48% населения страны пользовалось электроэнергией от централизованных источников электроснабжения. Около 3 млн. чел. проживает на возвышенных плато и в горных районах, где используются автономные источники электроэнергии.

22 мая 1990 г. произошло объединение Северного и Южного Йемена в одну Республику Йемен, что создало условия для объединения их энергосистем в единую ЭЭС. Объединение двух республик и создание единой ЭЭС с учетом указанных выше особенностей электропотребления на севере и на юге страны создало возможности для уменьшения суммарного максимума нагрузки объединенных энергосистем, уменьшения величины суммарного резерва мощности и, в конечном итоге, повышения надежности электроснабжения потребителей. Объединение энергосистем Северного и Южного Йемена и повышение надежности электроснабжения потребителей послужило также толчком к развитию различных отраслей экономики страны и к росту электропотребления в стране.

В 2009 г. были введены в эксплуатацию новая парогазовая электростанции (ПГЭС) Safer (в г. Marib) с установленной активной мощностью 260 МВт (2 энергоблока мощностью 130 МВт каждый), расположенная на севере страны, и первая электропередача Marib–Sana напряжением 400 кВ, связывающая ПГЭС Safer с регионом с наибольшим электропотреблением, примыкающем к столице РЙ г. Сана. Ввод в эксплуатацию ПГЭС Marib и электропередачи 400 кВ значительно улучшил электроснабжение центрального, а также северного регионов страны: за по-

следние 5 лет коэффициент электрификации потребителей вырос до 70%. Строительство новых воздушных линий (ВЛ) напряжением 132 кВ позволило обеспечить рост пропускной способности электрических сетей на 40% и за счет обеспечить передачу части генерируемой активной мощности ПГЭС Marib в южный и юго-западный регионы РЙ.

На рис. 1.2 приведена сложившаяся к 2010 г. структура генерирующей части и системообразующих электрических сетей напряжением 400 кВ и 132 кВ ЭЭС Республики Йемен.

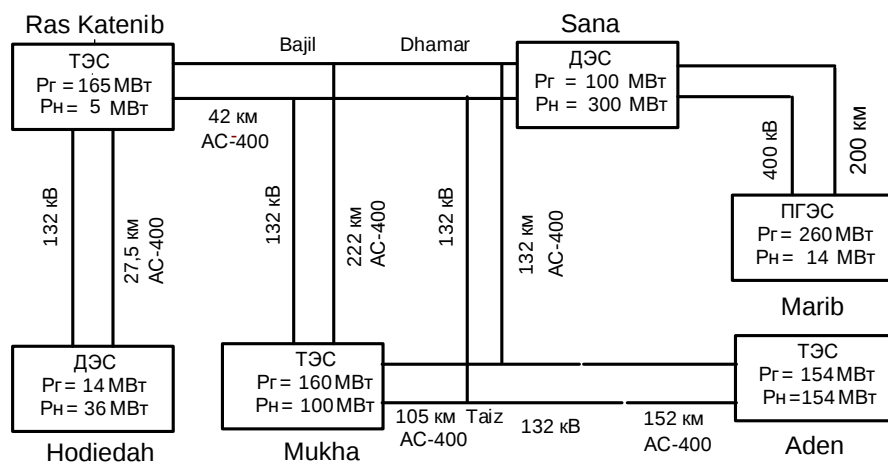


Рисунок 1.2 – Структура связей между основными электростанциями РЙ

В настоящее время установленная мощность электростанций республики составляет ~2200 МВт. К 2010 г. единая ЭЭС Йемена представляла собой развивающийся по государственному плану комплекс электростанций и сетей, объединённых общим режимом и единым централизованным оперативным управлением. Переход к этой форме организации электроэнергетического хозяйства создал предпосылки и возможности наиболее рационального использования энергетических ресурсов и повышения экономичности и надёжности электроснабжения народного хозяйства и населения страны.

Однако в последние годы из-за усложнившихся условий политического и экономического развития страны инвестиции в развитие ЭЭС РЙ, прежде всего, в модернизацию и увеличение мощности существующих и строительство новых электростанций и электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения со-

кратились. В то же время потребление электроэнергии во всех регионах страны продолжает расти, создавая сложности в обеспечении устойчивости работы ЭЭС и надежного электроснабжения потребителей в сложившихся условиях. Из-за отсутствия инвестиций в развитие и совершенствование ЭЭС РЙ ее работа в условиях продолжающегося роста электропотребления характеризуется рядом неблагоприятных показателей, таких как напряженные балансы активной мощности из-за недостатка генерирующих мощностей, что вызывает необходимость в ограничениях потребителей; преобладающее использование сравнительно низких номинальных напряжений для передачи электроэнергии на значительные расстояния (свыше 100-150 км при напряжении 132 кВ); низкие уровни напряжения в крупных узлах нагрузки вследствие значительных дефицитов реактивной мощности и обусловленные этим все возрастающие трудности в обеспечении статической устойчивости и качества напряжения у потребителей; неравномерность развития северной и южной частей энергосистемы; наличие слабых связей между северной и южной частями энергосистемы, работающих с небольшими запасами статической устойчивости и т.д. Возрастающие трудности управления режимами работы ЭЭС обусловлены также большой протяжённостью и сложностью схем электрических сетей 132 кВ ЭЭС, крайне неравномерным распределением энергоресурсов, генерирующих мощностей и производительных сил по территории страны.

Сложившиеся к настоящему времени режимы работы сети 132 кВ существенно отличаются от расчетных режимов, принимаемых при расчетах уставок и оценке чувствительности релейной защиты ЛЭП 132 кВ, что приводит, в частности, к снижению эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций.

Большая часть электроэнергии распределяется непосредственным потребителям систем городского и промышленного электроснабжения по кабельным сетям среднего напряжения 11 и 33 кВ. Распределительные кабельные сети напряжением 33 кВ в соответствии с требованиями, существующими в РЙ, ра-

ботают с глухозаземленной нейтралью, кабельные сети напряжением 11 кВ, как правило, – с изолированной нейтралью. Опыт эксплуатации распределительных кабельных сетей среднего напряжения, прежде всего, сетей напряжением 11 кВ, показал не всегда достаточную надежность электроснабжения потребителей и эффективность функционирования релейной защиты, в частности, защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Изложенное выше предопределяет актуальность исследований по совершенствованию режимов работы и релейной защиты электрических сетей ЭЭС РЙ и востребованность результатов данной работы в практической деятельности проектных организаций, структур оперативно-диспетчерского управления и перспективного развития энергосистемы республики.

1.2 Электрические сети ЭЭС Республики Йемен

1.2.1 Магистральные электрические сети высокого и сверхвысокого напряжения ЭЭС РЙ. В настоящее время системообразующей электрической сетью ЭЭС РЙ является и в среднесрочной перспективе останется электрическая сеть напряжением 132 кВ, общая протяженность ЛЭП которой составляет более 2000 км. Создаваемая электрическая сеть сверхвысокого напряжением 400 кВ в настоящее время представлена только двумя параллельными линиями длиной 200 км, связывающими ПГЭС Marib и ПС 400/132 кВ Sana. Схема электрических сетей напряжением 132 и 400 кВ приведена на рис. 1.3.

Характерной особенностью ЛЭП сети 132 кВ является большая протяженность отдельных линий. В табл. 1.1 приведены технические данные наиболее протяженных ЛЭП напряжением 400 и 132 кВ.

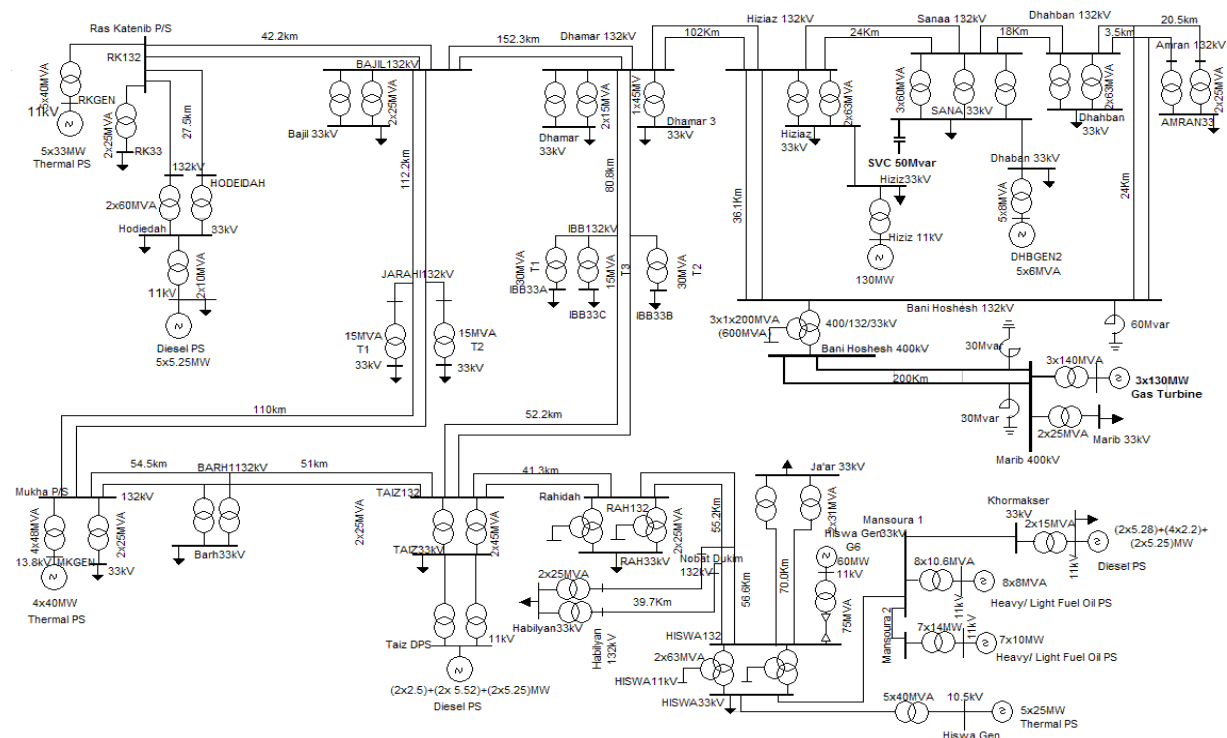


Рисунок 1.3 – Схема электрических сетей ВН и СВН ЭЭС РЙ

Таблица 1.1 – Основные технические данные наиболее протяженных ЛЭП 400 и 132 кВ

Наименование ЛЭП	U _{ном} , кВ	Конструкция	Наличие ответвлений	Марка и сечение проводов	Длина, км
Marib - Bani Hoshhaish	400	Двухцепная	Нет	АААР–2х400	200,0
Bajil - Dhamar	132	Двухцепная	Нет	АКСR–400	152,3
Dhamar - Hiziaz	132	Двухцепная	Нет	АКСR–400	102,0
Al-Mukha - Bajil	132	Двухцепная	Есть	АКСR–400	222,2
Al-Mukha - Taiz	132	Двухцепная	Есть	АКСR–400	105,5
Dhamar - Taiz	132	Двухцепная	Есть	АКСR–400	132,4
Al-Rahida - Hiswa	132	Двухцепная	Есть	АКСR–400	111,8
Hiswa - Ja'ar	132	Двухцепная	Нет	АКСR–400	70,0

В соответствии с проектом развития электроэнергетики РЙ, разработанным по заданию национальной энергетической компании (Office National de L'Electricale), планировалось, что рост потребления электроэнергии в основных узлах электрической сети 132 кВ как центрального и северного (Sana, Hiziaz, Dhamar, Bajil), так и южного регионов (Taiz, Rahida, Hiswa) страны будет покрываться за счет планового сооружения и ввода в эксплуатацию новых энергоблоков и увеличения

генерируемой мощности ПГЭС Marib и сооружения второй ЛЭП напряжением 400 кВ Marib – Hiswa. Однако по указанным выше причинам этот проект развития электроэнергетики ЙР до настоящего времени не реализован. Поэтому перетоки мощности от ПГЭС Marib в южный регион страны осуществляются по ЛЭП электрической сети 132 кВ. Практически все ЛЭП 132 кВ представляют собой воздушные параллельные двухцепные линии, выполненные проводом большого сечения (400 мм^2), что должно обеспечить их работу без перегрузки по току на перспективу до 2025 г. Коэффициент загрузки ЛЭП 132 кВ в нормальном режиме в 2011 г. находился в пределах $K_z = 0,06 - 0,385$. Наиболее загруженными были ВЛ Bani-Amran ($K_z \approx 0,38$) и Bani-Hiziaz ($K_z \approx 0,32$), обеспечивающие выдачу мощности от ПГЭС Marib во все регионы страны.

Однако данный способ организации энергоснабжения южного региона РЙ из-за большой длины (т.е. и сопротивления) ВЛ 132 кВ, а также дефицита реактивной мощности в данном регионе страны обусловило заметное снижение напряжений в узлах Ibb, Taiz, Rahida, Hiswa, уменьшение запасов статической устойчивости ЛЭП и ухудшение качества электроэнергии у потребителей. Так в 2010 г. в нормальном режиме работы сети (все ЛЭП в работе) напряжения в узлах сети 132 кВ в максимум режимного дня находились в пределах 128–136 кВ, при этом наименьшие значения напряжения имели место в узлах Taiz, Rahida, Hiswa (128 – 131 кВ, т.е. примерно равны $U_{ном}$), но значительно уменьшались в ремонтных или послеаварийных режимах, связанных с отключениями одной из ВЛ Rahida–Taiz (до значений 113–114 кВ) или ВЛ Bahr–Taiz (до значений 107–108 кВ, т.е. $0,81 U_{ном}$). Для частичной компенсации дефицита реактивной мощности на ПС Sana установлена батарея статических конденсаторов (БСК) мощностью 50 МВА, однако установка одной БСК проблему не решает.

1.2.2 Характеристики подстанций напряжением 400/132 кВ и 132/33 кВ ЭЭС РЙ. Все подстанции Йемена по классу напряжения можно разделить на 4 типа: 400/132кВ, 132/33 кВ, 33/11 кВ и 11/0,4 кВ. Общее количество подстанций 132/33 кВ – 66, количество подстанций 33/11 и 11/0,4 кВ – 6217. Специфической особенностью ЭЭС республики является также то, что на подстанциях эксплуатиру-

ется электрооборудование, изготовленное в разных странах: Англии, Бельгии, Германии, Италии, России, США, Швеции и Японии.

Общая характеристика подстанций (ПС) ЭЭС Йемена напряжением 400/132 кВ и 132/33 кВ приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Количество и мощность трансформаторов подстанций ЭЭС Йемена

Название ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов	Группа соединения обмоток	Мощность трансформаторов, МВА
Bani-Hoshaish	400/132/33	1	$Y_N/Y_N/\Delta-11$	3x200
Ras-Katenib	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	25
Hodeidah	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	60
Al-Mukha	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	25
Bajil	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	25
Jarahi	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	15
Al-Barh	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	25
Taiz	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	45
Ibb	132/33	3	$Y_N/\Delta-11$	(2x15)+(1x30)
Dhamar	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	15
Habiliyan	132/11	2	$Y_N/Y_N/\Delta-11$	25
Al-Rahida	132/33/11	2	$Y_N/Y_N/\Delta-11$	25
Sana	132/33	3	$Y_N/\Delta-11$	60
Hiziaz	132/11	2	$Y_N/Y_N/\Delta-11$	63
Hiswa	132/33/11	2	$Y_N/\Delta-11$	63
Jaar	132/33	2	$Y_N/Y_{N0}/\Delta-11$	31,5
Amran	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	25
Dahban	132/33	2	$Y_N/\Delta-11$	63

Всего на ПС напряжением 132 кВ установлено 36 трансформаторов общей мощностью 1131 МВА. Загрузка трансформаторов двухтрансформаторных ПС находится в основном в пределах рекомендуемых значений ($K_3 < 0,7$).

Наиболее мощным узлом электропотребления в центральном регионе страны является энергорайон столицы РЙ г. Сана, электроснабжение потребителей которого осуществляется 4-мя подстанциями: Sana (3 трансформатора мощностью по 60 МВА), Dahban (2 трансформатора мощностью по 63 МВА), Hiziaz (2 трансформатора мощностью по 63 МВА) и Amran (2 трансформатора мощностью по 25 МВА). На юге страны наиболее мощным узлом электропотребления является энергорайон г. Аден, электроснабжение которого осуществляется ПС Hiswa (2 трансформатора мощностью по 63 МВА). На западе РЙ к мощным узлам электропотребления относятся портовые города Al Hodeidah (ПС Hodeidah с 2-мя трансформаторами по 60 МВА) и Mukha (ПС Mukha с 2-мя трансформаторами по 25 МВА). Именно в указанных энергоузлах ожидается интенсивный рост электропотребления.

1.2.3 Особенности электропотребления в РЙ и прогнозы его роста на период до 2025 г. Специфической особенностью структуры электропотребления в РЙ является то, что в северной части страны преобладающей нагрузкой являются обогреватели, а в южной части основную нагрузку составляют кондиционеры и вентиляторы, используемые летом. На рис. 1.4 приведены суточные графики электропотребления в РЙ в летний и зимний периоды в 2010 г.

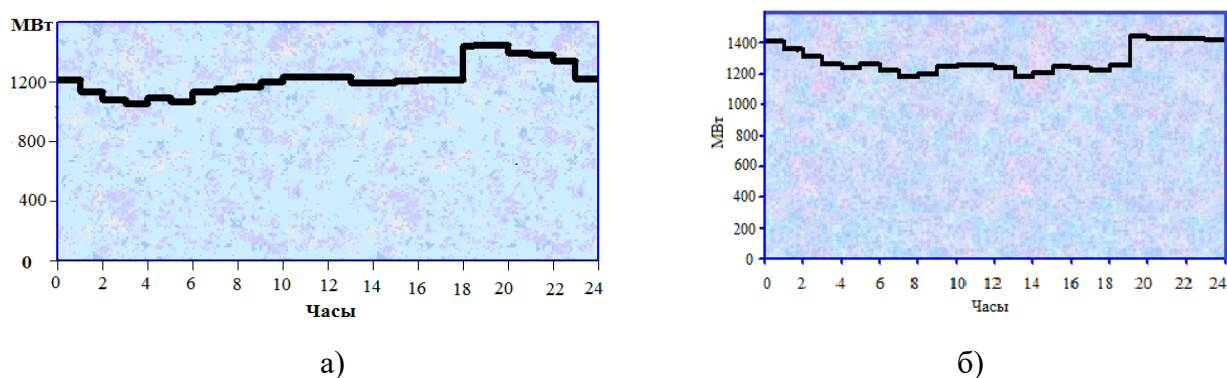


Рисунок 1.4 – Суммарный зимний (а) и летний (б) суточный график нагрузки ЭЭС РЙ в 2010 г.

Из графиков рис. 1.4 можно видеть, что суммарное потребление электроэнергии в ЭЭС РЙ зимой и летом примерно одинаковое, т.к. как максимумы нагрузки на Севере и Юге Йемена не совпадают по времени. Эта особенность суммарного

электропотребления определяет возможность получения существенного экономического эффекта в масштабе страны от объединения энергосистем Юга и Севера РЙ в единую ЭЭС. Однако реализация указанных преимуществ объединения связана с необходимостью развития электрической сети 132 кВ и совершенствования режимов ее работы, т.к. мощность межсистемных связей должна быть такой, чтобы в необходимых случаях наличие резерва в одной из систем могло быть использовано в другой.

По заданию национальной энергетической компании РЙ в начале 2000-х годов были разработаны варианты прогноза роста электропотребления в РЙ до 2025 г.: "нормальный" и "повышенный" (рис 1.5).

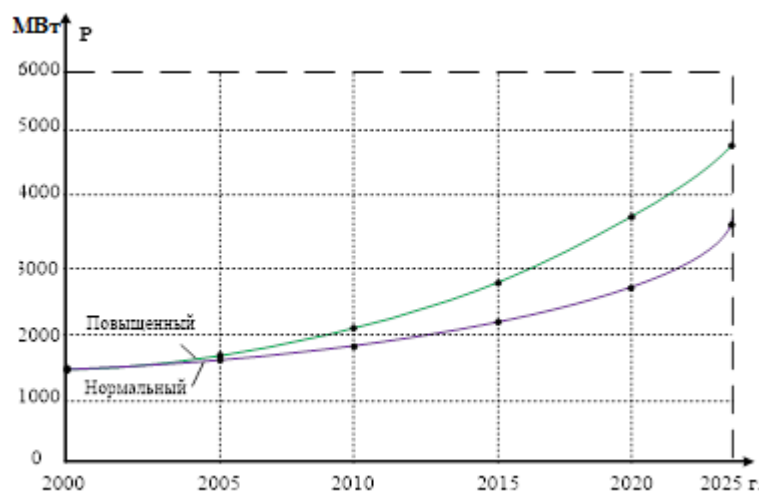


Рисунок 1.5 – Прогнозы роста электропотребления в Республике Йемен

Из графиков по рис. 1.5 видно, что электропотребление в ЭЭС Йемена к 2010 г. увеличится в 1,25–1,4 раза, к 2015 г. – в 1,5–1,85 раза, к 2020 г. – в 1,8–2,5 раза, к 2025 г. – в 2,4–3,2 раза. Анализ данных по реальному электропотреблению за 2010 и 2012 гг., предоставленных Министерством энергетики РЙ, показал, что действительные темпы роста более близки к повышенному прогнозу.

С учетом рассмотренных выше особенностей электропотребления в РЙ, особенностей системообразующей электрической сети 132 кВ и перспектив дальнейшего роста электропотребления в РЙ уже в ближайшие годы можно ожидать проблем с обеспечением режимной статической устойчивости ЛЭП 132 кВ,

надежности оперативного диспетчерского управления режимами работы сети 132 кВ, надлежащего качества электроэнергии и экономичности работы системы.

Учитывая изложенное, актуальной является задача исследования режимов работы сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен по напряжению и перетокам мощности в целях разработки методов повышения режимной надежности ее функционирования. Решение указанной задачи необходимо также при разработке и выборе мероприятий как на этапе прогнозирования и планирования развития ЭЭС, так и на этапе оперативного управления режимами ее работы и должно базироваться на результатах расчетов и анализа установившихся режимов работы [1, 18, 19].

В современной российской и зарубежной практике при планировании и прогнозировании развития электрических сетей, а также при управлении текущими и краткосрочными режимами ЭЭС обязательной процедурой является моделирование проектных и эксплуатационных нормальных и послеаварийных статических режимов работы для выявления и устранения возникающих отклонений параметров режима от допустимых значений [20 – 24 и др.]. Поэтому актуальной является задача создания адекватной математической модели ЭЭС РЙ для расчета и анализа статических нормальных и послеаварийных режимов, обеспечивающей достоверность и приемлемую точность расчетов.

1.2.4 Распределительные электрические сети среднего напряжения. Распределение электроэнергии потребителям осуществляется по электрическим сетям среднего напряжения: воздушным и кабельным напряжением 33 кВ и кабельным напряжением 11 кВ.

Сети напряжением 33 кВ работают с глухозаземленной нейтралью. Так как обмотки напряжением 33 кВ трансформаторов ПС соединены в "треугольник", для заземления нейтрали сети 33 кВ используется специальный вспомогательный трансформатор с соединением обмоток "зигзаг-звезда-11" (рис. 1.6).

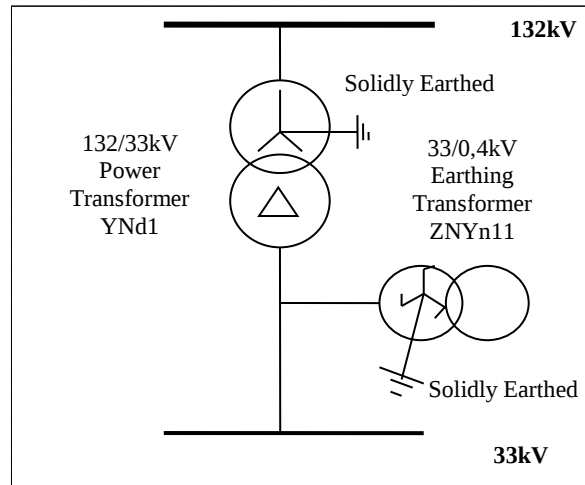


Рисунок 1.6 – Заземление нейтрали электрических сетей 33 кВ

Глухое заземление нейтрали в отличие от изолированной нейтрали исключает возможность возникновения в сети 33 кВ дуговых перемежающихся однофазных замыканий на землю, сопровождающихся опасными перенапряжениями [25], а также устраняет проблемы, связанные с обеспечением селективности и устойчивости функционирования релейной защиты от однофазных замыканий на землю. Однако при таком режиме заземления нейтрали любое повреждение фазной изоляции приводит к отключению поврежденной линии штатным действием релейной защиты от КЗ и нарушениям непрерывности электроснабжения потребителей [25].

Распределительные кабельные сети напряжением 11 кВ характеризуются относительно небольшими значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$ всей электрически связанной сети и работают с изолированной нейтралью. Такой режим заземления нейтрали обеспечивает повышение надежности электроснабжения потребителей, т.к. при малых значениях $I_{C\Sigma}$ защита от наиболее частых однофазных замыканий на землю может действовать на сигнал, а не на отключение. При устойчивых ОЗЗ и действии защиты от данного вида повреждений на сигнал выявление и отключение поврежденного участка КЛ происходит без нарушения непрерывности электроснабжения потребителей (методом оперативных переключений в сети). Кроме того, большая часть ОЗЗ при малых токах повреждения носит безопасный для сети кратковременный самоустраняющийся характер. Однако

опыт эксплуатации распределительных кабельных сетей 11 кВ городского и промышленного электроснабжения показал, что значительная часть ОЗЗ в них переходит в междуфазные повреждения, отключаемые релейной защитой от КЗ и сопровождаемые ущербом для потребителей.

1.3 Релейная защита и автоматика электрических сетей ЭЭС Республики Йемен и задачи повышения ее технического совершенства

1.3.1 Релейная защита и автоматика ЛЭП 400 кВ. Релейная защита и автоматика (РЗА) ВЛ 400 кВ выполнена с использованием микропроцессорных терминалов фирмы ALSTOM (Areva) типа MiCOM P443, P444 и P127. Для выполнения основной быстродействующей защиты абсолютной селективности (ЗАС) на ЛЭП предусмотрен высокочастотный канал связи (ВЧКС). В качестве основной быстродействующей защиты на ЛЭП 400 кВ используется ЗАС, основанная на косвенном сравнении направлений мощности по концам линии при внешних и внутренних КЗ с использованием разрешающих срабатывание защиты при внутренних КЗ (телеотключение) или запрещающих срабатывание защиты при внешних КЗ (блокировка) сигналов, передаваемых по каналу связи. При использовании в качестве канала связи ВЧКС более надежное решение дает использование блокирующих сигналов (ВЧ блокировка) [26, 27]. Основная защита выполнена на базе современного микропроцессорного терминала быстродействующей дистанционной защиты фирмы Areva MiCOM P443 [28]. В терминале реализован новый принцип контроля направления мощности по концам защищаемой линии при междуфазных КЗ по приращениям параметров DI/DU. При КЗ на землю ЗАС использует контроль направления мощности нулевой последовательности. Основная защита ЛЭП 400 кВ обеспечивает время срабатывания, не превышающее 1-го периода рабочей частоты.

В состав функций защиты терминала MiCOM P443 входит комплекс ступенчатых защит (КСЗ) для ближнего резервирования и дальнего резервирования, включающий 5-зонную дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных КЗ и КЗ на землю, 4-х ступенчатую направленную токовую защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), 4-х ступенчатую направленную токовую защиту от междуфазных КЗ, одноступенчатую токовую защиту обратной последовательности (ТЗОП), АПВ с контролем синхронизма, функцию определения места повреждения на ЛЭП (ОМП). ДЗ может выполняться с полигональными (четырёхугольными) характеристиками срабатывания или с характеристиками срабатывания в форме окружности, проходящей через начало координат.

Для резервирования основных и резервных защит терминала MiCOM P443 предусмотрены два комплекта КСЗ, выполненные на базе терминалов MiCOM P444 (ДЗ, ТНЗНП, направленная токовая защита в фазах от междуфазных КЗ, ТЗОП, АПВ, ОМП и др.) и MiCOM P127 (5-ступенчатая направленная МТЗ, 3-х ступенчатая ТНЗНП, одноступенчатая ДЗ, двухступенчатая защита от повышения напряжения, АПВ и другие функции РЗА) [29, 30]. Автоматика управления выключателями линии выполнена на базе терминалов MiCOM P821.

Опыт эксплуатации РЗА ЛЭП 400 кВ не выявил каких-либо проблем в части селективности и чувствительности ее основных и резервных защит.

1.3.2 Релейная защита и автоматика ЛЭП 132 кВ. По требованиям Народной энергетической корпорации (НЭК) РЙ основная защита ЛЭП 132 кВ должна срабатывать за время, не превышающее 5 периодов промышленной частоты (0,1 секунды), а резервная защита – за время, не превышающее 25 периодов (0,5 секунды).

Основная и резервная защиты линий 132 кВ выполнены на базе терминалов КСЗ, в состав функций РЗА которых входят многоступенчатая (до 5 зон) ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю, 4-х ступенчатая ТНЗНП, АПВ с контролем синхронизма, ОМП. На ВЛ 132 кВ применяются микропроцессорные терминалы КСЗ производства фирм Areva (MiCOM P442), Siemens (7SA522), ABB (REL 521). ДЗ указанных терминалов ДЗ может выполняться с полигональными характери-

ками срабатывания или с характеристиками срабатывания в форме окружности, проходящей через начало координат.

Для отключения КЗ на защищаемой ЛЭП ДЗ и ТНЗНП выполняются с ВЧ блокировкой. Рассмотренное комплексное выполнение основной и резервной защит является более простым и экономичным по сравнению с техническими решениями, применяемыми на ВЛ 400 кВ. Для повышения надежности отключения на ВЛ 132 кВ устанавливается также дополнительно более простой терминал КСЗ, например, совместно с терминалом MiCOM P442 применяется терминал MiCOM P127 и т.п.

Опыт эксплуатации комплексов основной и резервных защит ВЛ 132 кВ показал, что резервные защиты от междуфазных КЗ (резервные ступени ДЗ) не всегда обеспечивают требуемую чувствительность при повреждениях за трансформаторами промежуточных и ответвительных подстанций. Отсутствие полноценного дальнего резервирования в сети 132 кВ может привести к авариям в ЭЭС с повреждением оборудования и излишними отключениями потребителей. Важность решения этой задачи для электрической сети 132 кВ определяется также особенностями режимов ее работы, для которых на данном этапе характерны пониженные уровни напряжений в ряде узлов сети и запасы статической устойчивости ЛЭП, в частности, в дефицитной ЭЭС юга страны. Дополнительное снижение напряжения при междуфазных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций при отсутствии эффективного дальнего резервирования может послужить причиной нарушения статической устойчивости ЛЭП и надежности электроснабжения потребителей отдельных энергорайонов РЙ. Учитывая это, актуальной является задача исследования причин недостаточной эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ в сети 132 кВ и поиск способов ее повышения.

1.3.3 Релейная защита электрических сетей среднего напряжения. В электрической сети 33 кВ на КЛ и ВЛ применяются устройства РЗА производства ряда иностранных фирм. На КЛ 33 кВ с двусторонним питанием к быстрдействию РЗ по условиям устойчивости и обеспечения термической стойкости предъявляются достаточно жесткие требования: как и на ВЛ 132 кВ, основная за-

щита ЛЭП 33 кВ должна срабатывать за время, не превышающее 5 периодов промышленной частоты (0,1 сек), а резервная защита – за время, не превышающее 25 периодов (0,5 секунды).

С учетом указанного требования для обеспечения устойчивости параллельной работы ТЭС Hiswa с энергосистемой прилегающая кабельная сеть 33 кВ оборудована защитами, обеспечивающими мгновенное отключение всех видов КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах 33 кВ ТЭС Hiswa может снижаться до критического уровня $0,6U_{ном}$. Применение в энергорайоне г. Aden КЛ 33 кВ большой пропускной способности предъявляет повышенное требование к надежному и быстрому отключению КЗ, исходя из условий термической стойкости и ограничения объема повреждения кабелей. Это требование на всех отходящих от ТЭС Hiswa КЛ 33 кВ выполняется за счет применения продольных дифференциальных токовых защит либо поперечных дифференциальной направленных токовых защит. На КЛ 33 кВ в основном применяются однотипные для всей сети защиты типа «Транслей» производства фирмы GEC ALSTOM, обладающие требуемым быстродействием и высокой чувствительностью. На некоторых КЛ 33 кВ в качестве основной защиты применяются также исполнения продольной дифференциальной токовой защиты типа SELCORE фирмы RAYROLL England и типа SDPS-101. В качестве резервных защит на КЛ 33 кВ, как правило, применяется максимальная токовая защита в виде отдельных комплектов от междуфазных КЗ и КЗ на землю. МТЗ может выполняться с независимой или обратно-зависимой характеристикой срабатывания.

ВЛ 33 кВ с односторонним питанием оборудованы трехступенчатой ДЗ от всех видов КЗ, резервной МТЗ в виде отдельных комплектов от междуфазных КЗ и КЗ на землю, а также устройством трехфазного однократного АПВ.

Опыт эксплуатации РЗА линий сети 33 кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью, не выявил каких-либо проблем в части селективности и чувствительности их основных и резервных защит.

Большая часть электроэнергии распределяется потребителям систем городского и промышленного электроснабжения через кабельные сети напряжением 11 кВ,

работающие, как правило, с изолированной нейтралью. На КЛ 11 кВ, как правило, применяется МТЗ в виде отдельных комплектов от междуфазных КЗ и ОЗЗ.

Защита от ОЗЗ, учитывая малые значения тока замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, как правило, действует на сигнал, что исключает кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ), обусловленные отключением поврежденной линии от РЗ, и повышает за счет этого надежность электроснабжения потребителей [31–33 и др.]. Однако преимущества данного способа заземления нейтрали могут быть реализованы только при высокой эффективности функционирования защит от данного вида повреждений. ОЗЗ являются преобладающим видом повреждений в рассматриваемых сетях (75-90% от общего числа электрических повреждений) и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся нарушениями электроснабжения потребителей. Основной причиной аварий в кабельных сетях, работающих с изолированной нейтралью, является возможность возникновения в них т.н. дуговых перемежающихся ОЗЗ (ДПОЗЗ), сопровождающихся значительными перенапряжениями [31–37]. В переходных токах ДПОЗЗ преобладают свободные составляющие, отстройка от которых приводит к значительному заглублению ТЗНП и отказам ее срабатывания при внутренних повреждениях на защищаемой линии. Таким образом, надежность электроснабжения потребителей кабельных сетей среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, в значительной мере зависит от эффективности функционирования максимальных токовых и токовых направленных защит нулевой последовательности от ОЗЗ.

Опыт эксплуатации кабельных сетей 11 кВ ЭЭС РЙ показал, что применяемые на КЛ максимальные токовые защиты от ОЗЗ не всегда обеспечивают высокую эффективность функционирования, что приводит к увеличению числа КНЭ и снижению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому анализ причин недостаточной эффективности токовых защит от ОЗЗ кабельных сетей 11 кВ и определение способов повышения ее технического совершенства.

1.4 Обоснование направлений и задач исследования

1.4.1 Задачи совершенствования режимов работы электрических сетей ЭЭС РЙ. С учетом изложенного в подразделе 1.2 в работе решаются следующие основные задачи:

1) разработка математической модели ЭЭС РЙ для расчета и анализа установившихся нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети 132 кВ, обеспечивающей достоверность и достаточную точность расчетов;

2) исследование установившихся режимов работы сети 132 кВ ЭЭС РЙ по напряжению и перетокам мощности в целях разработки методов повышения режимной надежности ее функционирования и на этой основе повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, поставляемой потребителям.

1.4.2 Задачи, связанные с повышением технического совершенства релейной защиты электрических сетей ЭЭС РЙ. С учетом изложенного в подразделе 1.3 в работе решаются следующие задачи:

1) исследование причин недостаточной эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ дистанционными защитами ВЛ 132 кВ и поиск способов ее повышения;

2) исследование причин недостаточной эффективности функционирования токовых защит нулевой последовательности от ОЗЗ в кабельных сетях 11 кВ и разработка способов повышения технического совершенства данной защиты.

1.5 Выводы по главе 1

1.5.1 На основе анализа современного состояния и перспектив развития ЭЭС Республики Йемен показано, что в условиях снижения инвестиций в развитие

электроэнергетики и продолжающегося роста электропотребления в стране режимы работы системообразующей сети напряжением 132 кВ характеризуются все возрастающими трудностям в обеспечении статической устойчивости и качества напряжения у потребителей.

1.5.2 С учетом п. 1.5.1 актуальной для электроэнергетики РЙ является задача исследования режимов работы сети 132 кВ по напряжению и перетокам мощности в целях разработки методов повышения режимной надежности ее функционирования.

1.5.3 Наиболее эффективным методом решения задачи по п. 1.5.2 является моделирование на ЭВМ, что требует создания адекватной математической модели ЭЭС РЙ, обеспечивающей достоверность и приемлемую точность расчетов установившихся нормальных и послеаварийных режимов.

1.5.4 В аспекте повышения надежности работы сети 132 кВ и электроснабжения потребителей актуальным является исследование причин недостаточной эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ дистанционными защитами ВЛ 132 кВ и поиск способов ее повышения.

1.5.5 Для повышения надежности работы распределительных кабельных сетей 11 кВ актуальной задачей является исследование причин недостаточной эффективности функционирования токовых защит нулевой последовательности от ОЗЗ и разработка способов повышения технического совершенства данной защиты.

Глава 2 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН В ЦЕЛЯХ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

2.1 Разработка математической модели электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ для исследования установившихся режимов ее работы

2.1.1 Основные методы математического описания установившихся режимов электрических сетей. Установившиеся режимы работы (УР) электрических сетей переменного тока описываются системами алгебраических уравнений, в общем случае нелинейных, которые формируются на основе однолинейных схем замещения трехфазных симметричных сетей и физических законов (Ома, Кирхгофа) и вытекающих из них уравнений узловых напряжений (УУН) и уравнений контурных токов (УКТ) [38–41 и др.]. В настоящее время наиболее распространенной формой уравнений УР, применяемых при расчетах на ЭВМ, является система УУН, хотя первые попытки расчета УР на ЭВМ были предприняты с использованием системы УКТ. Недостатками метода, основанного на использовании УКТ, по сравнению с методом УУН являются большая размерность и значительно большая сложность и неоднозначность процедуры формирования системы уравнений и выделения в ней независимых контуров, изменение системы независимых контуров при изменениях конфигурации электрической сети, связанных с коммутациями (отключениями, включениями) ветвей (линий, трансформаторов и др.), необходимость эквивалентирования разомкнутой части сети к питающим узлам, сложность формализации построения и учета в УКТ разнообразия форм представления узловых элементов – нагрузок и генераторов, что приводит к значительным усложнениям формирования математической модели электрической сети.

С использованием матричных соотношений система УУН может быть записана в виде [38–41]:

$$\begin{aligned} \dot{Y}_{11}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{U}_2 + \cdots + \dot{Y}_{1n}\dot{U}_n &= \dot{J}_1; \\ \dot{Y}_{21}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{U}_2 + \cdots + \dot{Y}_{2n}\dot{U}_n &= \dot{J}_2; \\ &\vdots \\ \dot{Y}_{n1}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{n2}\dot{U}_2 + \cdots + \dot{Y}_{nn}\dot{U}_n &= \dot{J}_n; \end{aligned} \tag{2.1}$$

или в более компактной форме

$$\ddot{Y}\dot{U} = \dot{J}, \quad (2.2)$$

где $\dot{U}$ - матрица-столбец (вектор) узловых напряжений; $\dot{J}$ - матрица-столбец (вектор) узловых токов; $\dot{Y}$ - квадратная матрица узловых проводимостей:

$$\dot{\mathbf{Y}} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dots & \dot{Y}_{1n} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dots & \dot{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \dots & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

где Y_{ij} - взаимная проводимость между узлами i и j ($i, j = 1, 2, \dots, n; i \neq j$); Y_{ii} - собственная проводимость узла ($i = 1, 2, \dots, n$).

Поскольку уравнения УР (2.1) и (2.2), в общем случае, являются нелинейными, для их решения применяются численные итерационные методы. В настоящее время общепризнано, что самые эффективные методы расчета УР базируются на методе Ньютона, используемом на этапе внешней итерации, связанной с формированием матрицы Якоби и системы линейных алгебраических уравнений (СЛУ) [38–41 и др.]. Для линеаризации нелинейных уравнений на k -й итерации используется разложение каждого исходного уравнения в ряд Тейлора в окрестности вектора приближенного решения системы и с учетом членов первого и нулевого порядков. Решение СЛУ также, как правило, осуществляется итерационным методом (внутренняя итерация) при помощи минимизации суммы квадратов невязок линейных уравнений одним из методов квадратичного программирования.

С появлением ПК, имеющих практически неограниченную память и высокую производительность, получили также применение прямые (безитерационные) методы решения СЛУ.

2.1.2 Программные комплексы для расчета установившихся режимов (УР) электрических систем. Первые в СССР эффективные программные комплексы для расчета УР КУРС-1000, СЕТЬ-3000, основанные на использовании метода Ньютона (внешняя итерация) и итерационных методов решения СЛУ (внутренняя итерация), были разработаны в конце 70-х – начале 80-х годов на кафедре АЭС УГТУ-УПИ совместно с ЦДУ ЕЭС СССР [42, 43]. В 2000-х годах для современных мощных ПК на кафедре АЭС УГТУ-УПИ разработан программный комплекс RASTR, основанный на использовании метода Ньютона для формирования матрицы Якоби и СЛУ и прямых методов решения СЛУ [41].

В данной работе для моделирования УР электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения ЭЭС РЙ применен программный комплекс "Энергия", разработанный в ИЭИ-ИГЭУ и основанный, как и программные комплексы КУРС-1000, СЕТЬ-3000, на использовании метода Ньютона для внешней итерации и итерационного метода решения СЛУ для внутренней итерации [45].

2.1.3 Математическая модель системообразующей электрической сети ЭЭС РЙ напряжением 132 кВ. Математическая модель выполнена в среде программного комплекса "Энергия" в соответствии со схемой электрических сетей 132 и 400 кВ (рис. 1.3).

Параметры элементов модели определялись на основе реальных данных генераторов, трансформаторов и ЛЭП, активных и реактивных и нагрузок подстанций и электростанций, предоставленных по запросу ИГЭУ Министерством энергетики Республики Йемен.

Анализ адекватности и оценка точности результатов расчета УР электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ с использованием разработанной модели. Адекватность разработанной модели и точность полученных на ее основе результатов расчетов установившихся режимов ЭЭС РЙ оценивались их сравнением с

реальными данными измерений перетоков мощности по ЛЭП и напряжений в узлах сети 132 кВ на 03.07.2010 г. и 01.08.2012 г., предоставленными Министерством энергетики Республики Йемен.

В табл. 2.1 – 2.4 приведены результаты измерений напряжений в узлах и перетоков мощности в ЛЭП электрической сети 132 кВ, соответствующих режимам работы ЭЭС РЙ на 03.07.2010 г. и 01.08.2012 г, и результаты расчетов УР на модели при исходных данных (напряжениях на шинах электростанций и нагрузках в узлах), соответствующих режимам работы сети на указанные даты.

Таблица 2.1 – Сравнение действительных значений напряжений в узлах сети 132 кВ 03.07.2010 г. и расчетов данного режима на имитационной модели

Наименование узла	Напряжения в узлах, кВ		Погрешность расчета на модели, %
	Измерения в реальном режиме на 03.07.2010	Расчет на модели сети 132 кВ	
Ras Katenib	136	140	3,03
Bajil	134	138	3,03
Dhamar	131	130	-0,76
Hiziaz	132	132	0,00
Sana	132	132	0,00
Dhaban	133	132	-0,76
Amran	131	132	0,76
Bani132	132	135	2,27
Bani 400	405	401	-3,03
Marib 400	408	408	0,00
Hodeidah	132	138	4,54
Jarahi	136	136	0,00
Mukha	136	136	0,00
Barh	133	130	-2,27
Ibb	125	126	0,76
Taiz	126	125	-0,76
Rahida	124	124	0,00

Наименование узла	Напряжения в узлах, кВ		Погрешность расчета на модели, %
	Измерения в реальном режиме на 03.07.2010	Расчет на модели сети 132 кВ	
Nobat	120	122	1,52
Hiswa	120	122	1,52

Таблица 2.2 – Сравнение действительного потокораспределения в сети 132 кВ
03.07.2010 г. и расчетов данного режима на имитационной модели

Наименование ЛЭП	Измерения			Расчет			Погрешность расчета, %		
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	ΔP	ΔQ	ΔS
RK-Bajil	40	13	42,06	40,5	14	42,85	1,25	7,69	1,88
RK-Hodieada	18	10	20,59	17,7	10,9	20,79	-1,67	9,00	0,95
Bajil-Dahmmar	32	8	32,98	33,4	9,5	34,72	4,38	18,75	5,27
Mukha-Jarahi	9	5	10,30	9,3	5,2	10,66	3,33	4,00	3,49
Mukha-Barh	52	33	61,59	52,2	26,2	58,41	0,38	-20,61	-5,17
Barh-Taiz	50	32	59,36	49,9	26	56,27	-0,20	-18,75	-5,22
Taiz-Ibb	18	6	18,97	17,1	7,3	18,59	-5,0	21,67	-2,01
Taiz-Rahida	19	10	21,47	18,6	8	20,25	-2,11	-20,00	-5,70
Hiziaz-Dhamar	2	8	8,25	1,6	7	7,18	-20,0	-12,50	-12,92
Dhamar-Ibb	17	9	19,24	17,3	10,3	20,13	1,76	14,44	4,67
Bani-Hiziaz	42,5	17	45,77	43,6	20,7	48,26	2,59	21,76	5,44
Bani -Gader	58,5	22,5	62,68	57,7	25,1	62,92	-1,37	11,56	0,39
Marib-Bani	104	40	111,43	113	45	121,63	8,65	12,50	9,16
Gader-Amran	10	6	11,66	10	5,7	11,51	0,00	5,00	-1,30
gader-Dhaban	48	15	50,29	47,3	18,5	50,79	-1,46	23,33	0,99
Dahban-Sana	24	7	25,00	23,7	8,5	25,18	-1,25	21,43	0,71
Hiziaz-Sana	16	2	16,12	16,5	2,5	16,69	3,13	25,00	3,50
Rahida-Nobat	14,5	8	16,56	14	8	16,12	-3,45	0,00	-2,63
Nobat-Habilyan	14	7	15,65	14,1	7	15,74	0,71	0,00	0,57

Таблица 2.3 – Сравнение действительных значений напряжений в узлах сети 132 кВ
01.08.2012 г. и расчетов данного режима на имитационной модели

Наименование узла	Напряжения в узлах, кВ		Погрешность расчета на модели, %
	Измерения в реальном режиме на 01.08.2012	Расчет на модели сети 132 кВ	
Ras Katenib	128	128	0,00
Bajil	127	127	0,00
Dhamar	122	124	1,52
Hiziaz	131	131	0,00
Sana	132	131	-0,76
Dhaban	132	132	0,00
Amran	132	132	0,00
Bani132	134	135	0,76
Bani 400	389	404	3,75
Marib400	389	408	4,75
Hodeidah	125	127	1,52
Jarahi	132	134	1,52
Mukha	136	136	0,00
Barh	126	128	1,52
Ibb	116	120	3,03
Taiz	114	119	3,79
Rahida	112	117	3,79
Nobat	112	113	0,76
Hiswa	110	109	-0,76

Таблица 2.4 – Сравнение действительного потокораспределения в сети 132 кВ
01.08.2012 г. и расчетов данного режима на имитационной модели

Наименование ЛЭП	Измерения			Расчет			Погрешность расчета, %		
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	ΔP	ΔQ	ΔS
RK-Bajil	40	13	42,06	40,5	14	42,85	1,25	7,69	1,88
RK-Hodieada	18	10	20,59	17,7	10,9	20,79	-1,67	9,00	0,95

Наименование ЛЭП	Измерения			Расчет			Погрешность расчета, %		
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	ΔP	ΔQ	ΔS
Bajil-Dahmmar	32	8	32,98	33,4	9,2	34,64	4,38	15,00	5,03
Mukha-Jarahi	9	5	10,30	9,3	5,2	10,66	3,33	4,00	3,49
Mukha-Barh	52	33	61,59	52,2	28	59,24	0,38	-15,15	-3,82
Barh-Taiz	50	32	59,36	49,9	27	56,74	-0,20	-15,63	-4,43
Taiz-Ibb	18	6	18,97	17,1	7	18,48	-5,00	16,67	-2,62
Taiz-Rahida	19	10	21,47	18,6	8	20,25	-2,11	-20,00	-5,70
Hiziaz-Dhamar	2	8	8,25	1,8	6	6,26	-10,00	-25,00	-24,04
Dhamar-Ibb	17	9	19,24	17,3	11,3	20,66	1,76	25,56	7,42
Bani-Hiziaz	42,5	17	45,77	43,6	20,1	48,01	2,59	18,24	4,89
Bani -Gader	58,5	22,5	62,68	57,7	25,1	62,92	-1,37	11,56	0,39
Marib-Bani	104	40	111,4	113	45	121,6	8,65	12,50	9,16
Gader-Amran	10	6	11,66	10	5,7	11,51	0,00	-5,00	-1,30
Gader-Dhaban	48	15	50,29	47,3	17,5	50,43	-1,46	16,67	0,29
Dahban-Sana	24	7	25,00	23,7	8,5	25,18	-1,25	21,43	0,71
Hiziaz-Sana	16	2	16,12	16,5	2,5	16,69	3,13	25,00	3,50
Rahida-Nobat	14,5	8	16,56	14	8	16,12	-3,45	0,00	-2,63
Nobat-Habilyan	14	7	15,65	14,1	7	15,74	0,71	0,00	0,57

Из данных табл. 2.1 и 2.3 можно видеть, что расхождение расчетных и действительных значений напряжений в узлах не превышает 5%. Погрешности расчета перетоков активной P и полной S мощности по ЛЭП сети 132 кВ в основном не превышают 10% и только на ЛЭП, характеризующихся малыми значениями перетоков мощности P и S в исследуемых режимах, достигают ~15-20%. Несколько большие значения имеют погрешности расчетов перетоков по линиям реактивной мощности, прежде всего, для слабо нагруженных ЛЭП (до ~25%), что можно объяснить погрешностями моделирования статических характеристик нагрузок по напряжению. Так как основной целью расчетов УР яв-

ляется выявление "слабых" узлов и "слабых" сечений исследуемо электрической сети, погрешности расчетов перетоков мощности по слабо загруженным ЛЭП не влияют на решение указанных задач.

Полученные результаты в целом подтверждают адекватность разработанной модели электрической сети 132 кВ ЭЭС РЦ и достоверность получаемых на ее основе расчетных результатов. Это обеспечивает возможность применения разработанной модели для исследования установившихся режимов работы ЭЭС РЙ и разработки на этой основе методов и средств повышения ее режимной надежности.

2.2 Обоснование прогноза роста электропотребления в узлах нагрузки электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен на перспективу до 2025 года

2.2.1 Прогноз увеличения электропотребления в энергорайонах РЙ на основе общего роста электропотребления по энергосистеме. Как уже отмечалось выше, по заданию национальной энергетической компании РЙ в начале 2000-х годов были разработаны варианты прогноза роста электропотребления в РЙ до 2025 г., условно названные "нормальным" и "повышенным" (рис 1.4). Анализ зависимостей, приведенных на рис. 1.4, показал на интервале времени с 2010 г. по 2025 г. относительный рост суммарного электропотребления по РЙ описывается следующими приближенными зависимостями:

– для нормального прогноза

$$P_* \approx -0,0077N^2 + 0,0824N + 0,9145; \quad (2.4)$$

– для повышенного прогноза

$$P_* \approx 0,0081N^2 + 0,0614N + 0,9284, \quad (2.5)$$

где N – порядковый номер года, начиная с 2010 г.

Зависимости $P_* = f(N)$, построенные по уравнениям (2.4) и (2.5), приведены на рис. 2.1.

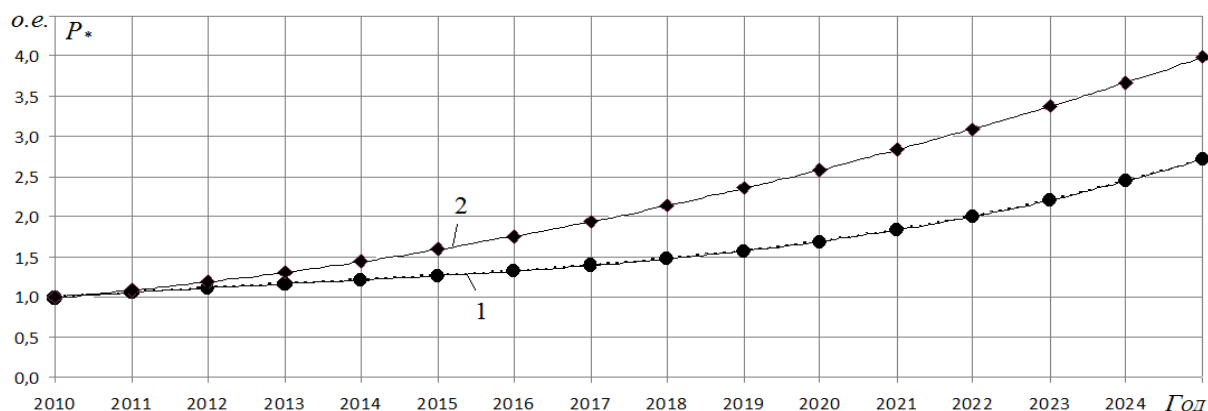


Рисунок 2.1 – Прогноз роста суммарного электропотребления по энергосистеме РЙ на период с 2010 г. по 2025 г. (в о.е.): 1 – нормальный прогноз; 2 – повышенный прогноз

Из рис. 2.1 можно видеть, что за период с 2010 г. по 2025 г. в соответствии с "нормальным" прогнозом общее электропотребление по энергосистеме РЙ может увеличиться примерно в 2 раза, в соответствии с "повышенным" прогнозом – примерно в 2,5 раза.

При оценке роста нагрузки в основных узлах ЭЭС (городах Республики Йемен) было принято приближенно, что увеличение электропотребления в них соответствует общей закономерности роста электропотребления в целом по энергосистеме РЙ. На основе данных по нагрузкам подстанций и электростанций на 2010 г. и общего прогноза роста электропотребления по зависимостям (2.1) и (2.2) рассчитаны приближенные зависимости увеличения нагрузки в основных узлах ЭЭС Республики Йемен на каждый год за период с 2010 г. по 2025 г. (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Прогноз увеличения нагрузки в узлах на основе общего прогноза роста электропотребления по энергосистеме РЙ на период с 2010 г. по 2025 г.

Наименование узла	Прогноз	Значение нагрузки в узле по годам, МВт							
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Sana	Норм.	268,4	283,3	298,2	311,9	325,2	339,3	454,0	731,5
	Повыш.	268,4	291,5	318,9	350,7	386,8	427,3	695,1	1071
Dhamar	Норм.	48,9	51,6	54,3	56,8	59,2	61,8	82,7	133,2
	Повыш.	48,9	53,1	58,1	63,9	70,5	77,8	126,6	195,2

Наименование узла	Прогноз	Значение нагрузки в узле по годам, МВт							
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Ibb	Норм.	34,9	36,9	38,8	40,6	42,3	44,1	59,1	95,2
	Повыш.	34,9	37,9	41,5	45,6	50,3	55,6	90,4	139,5
Amran	Норм.	20	21,1	22,2	23,2	24,2	25,2	33,8	54,4
	Повыш.	20	21,7	23,7	26,1	28,8	31,8	51,7	79,7
Taiz	Норм.	51,2	54,0	56,9	59,5	62,0	64,7	86,6	139,5
	Повыш.	51,2	55,6	60,8	66,9	73,8	81,5	132,6	204,4
Habylian	Норм.	28	29,5	31,0	32,5	33,9	35,3	47,3	76,1
	Повыш.	28	30,3	33,2	36,5	40,2	44,5	72,3	111,6
Hiswa	Норм.	168,6	178,0	187,4	195,9	204,3	213,2	285,2	459,6
	Повыш.	168,6	183,1	200,3	220,3	243	268,4	436,7	673,3
Hodeidah	Норм.	49,9	52,7	55,4	58,0	60,5	63,1	84,4	136,0
	Повыш.	49,9	54,2	59,3	65,17	71,9	79,4	129,2	199,2

На рис. 2.2 и 2.3 в качестве примера приведены построенные по данным табл. 2.5 зависимости роста электропотребления в двух основных энергорайонах РЙ – Sana и Hiswa (Aden).

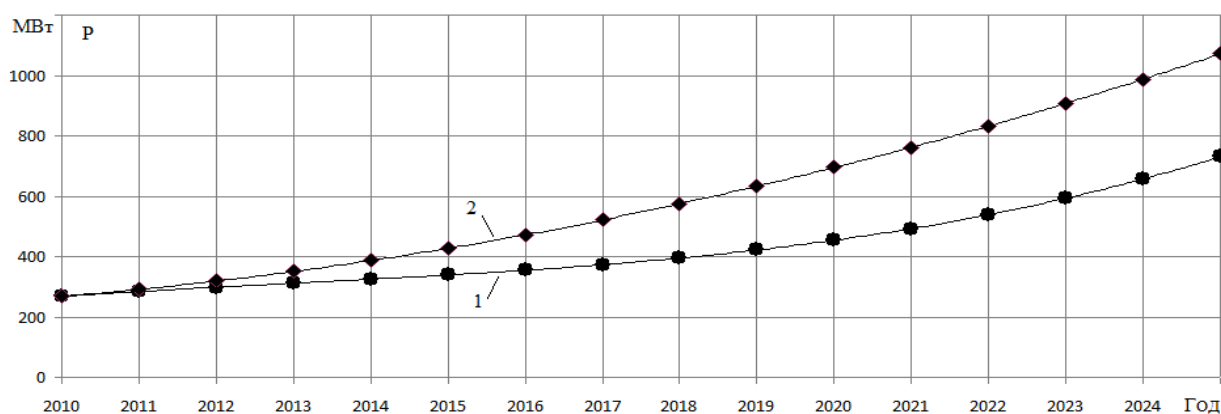


Рисунок 2.2 – Прогноз роста электропотребления на период с 2010 г. по 2025 г. в энергорайоне Sana: 1 – нормальный прогноз; 2 – повышенный прогноз

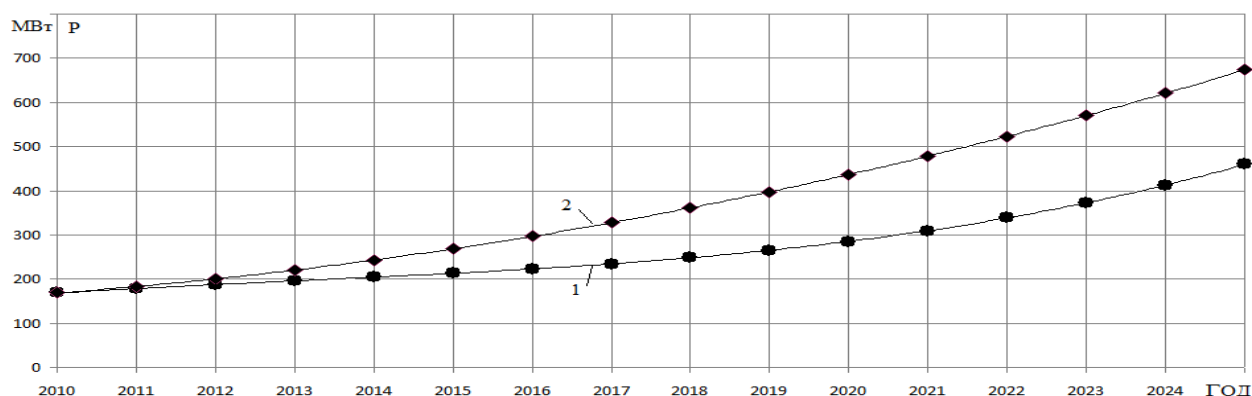


Рисунок 2.3 – Прогноз роста электропотребления на период с 2010 г. по 2025 г. в энергорайоне Hiswa (Aden): 1 – нормальный прогноз; 2 – повышенный прогноз

2.2.2 Оценка достоверности и корректировка прогноза роста электропотребления в узлах нагрузки ЭЭС РЙ. Достоверность полученных выше прогнозов роста электропотребления в узлах нагрузки оценивались их сравнением с реальными данными потребления в мощности в 2010 г. и 2012 г., предоставленными Министерством энергетики Республики Йемен. На рис. 2.4 дано сравнение прогнозов (нормального и повышенного) с действительным ростом электропотребления по энергосистеме РЙ по данным за 2010 и 2012 гг.

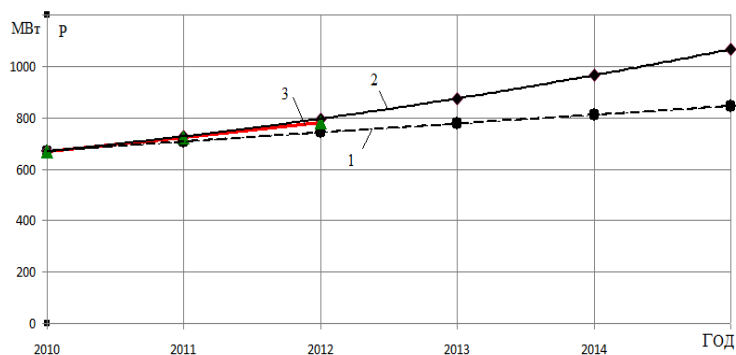
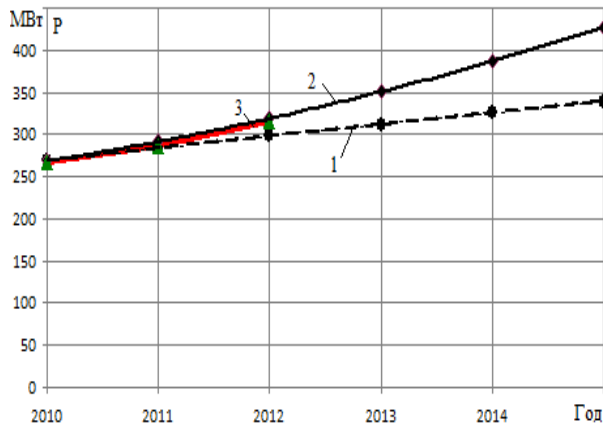


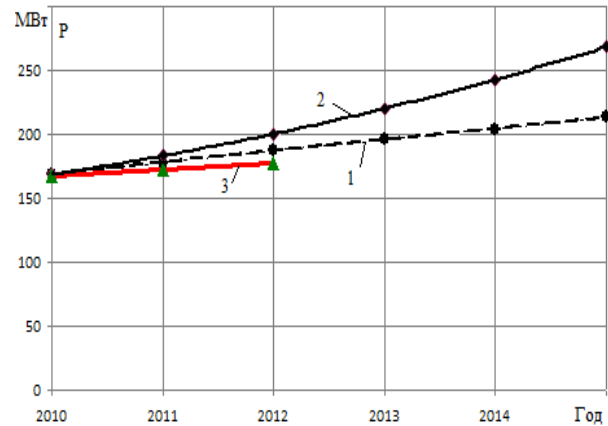
Рисунок 2.4 – Сравнение прогнозов и действительного роста электропотребления по энергосистеме¹⁾ РЙ: 1 – нормальный прогноз по (2.1); 2 – повышенный прогноз по (2.2); действительный рост электропотребления по данным за 2010 и 2012 гг. (электропотребление по энергосистеме приблизительно определялось как суммарное электропотребление 7 основных энергорайонов РЙ, перечисленных в табл. 2.5)

Из рис. 2.4 можно видеть, что действительный рост электропотребления по энергосистеме РЙ с достаточной точностью соответствует повышенному прогнозу.

На рис. 2.5 дано сравнение прогнозов (нормального и повышенного) с действительным ростом электропотребления в наиболее мощных энергорайонах РЙ Sana и Hiswa (Aden), на рис. 2.5 – в энергорайонах со средним электропотреблением Dhamar и Hodeidah, на рис. 2.6 – в энергорайонах с небольшим электропотреблением Amran и Nabylian. Из рис. 2.5 – 2.7 можно видеть, что действительный рост электропотребления в отдельных энергоузлах отличается от расчетных прогнозов.

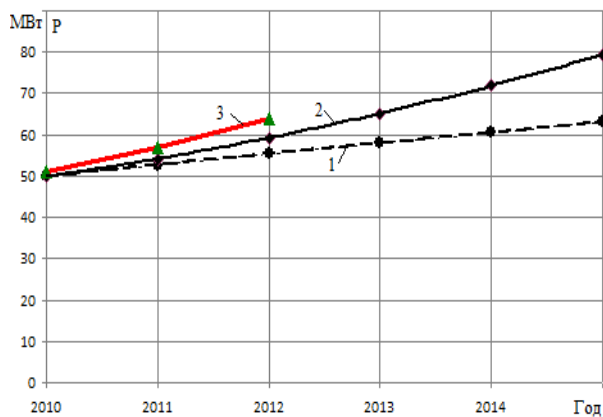


а)

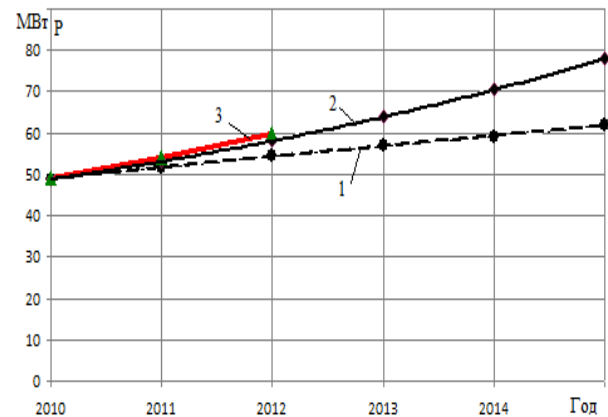


б)

Рисунок 2.5 – Сравнение прогноза и действительного роста электропотребления в наиболее мощных энергорайонах РЙ: а – энергорайон Sana; б – энергорайон Hiswa (Aden); 1 – нормальный прогноз по (2.1); 2 – повышенный прогноз по (2.2); действительный рост электропотребления по данным за 2010 и 2012 гг.

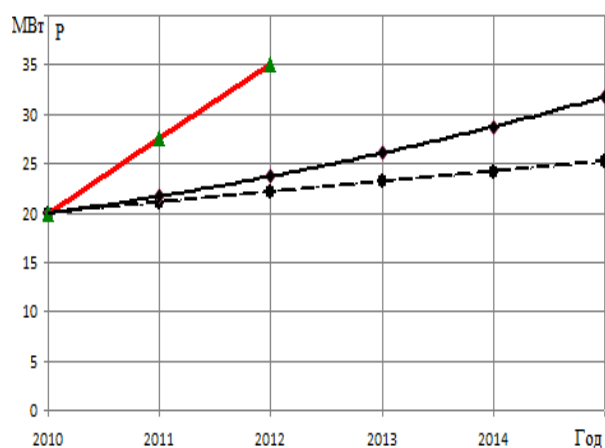


а)

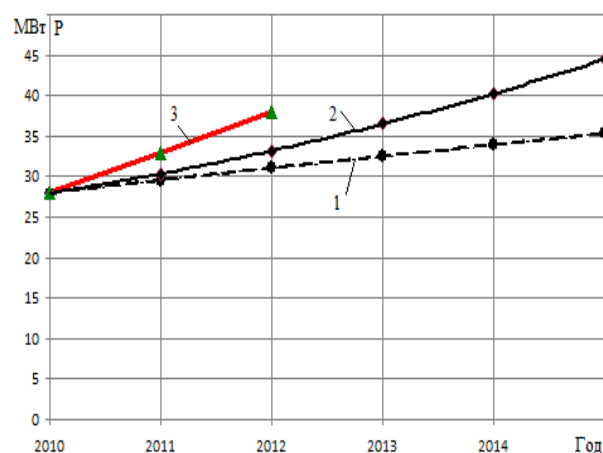


б)

Рисунок 2.6 – Сравнение прогноза и действительного роста электропотребления в энергорайонах РЙ со средним электропотреблением: а – энергорайон Hodeidah; б – энергорайон Dhamar; 1 – нормальный прогноз по (2.1); 2 – повышенный прогноз по (2.2); действительный рост электропотребления по данным за 2010 и 2012 гг.



а)



б)

Рисунок 2.7 – Сравнение прогноза и действительного роста электропотребления в энергорайонах РЙ с небольшим электропотреблением: а – энергорайон Amran; б – энергорайон Nabylian: 1 – нормальный прогноз по (2.1); 2 – повышенный прогноз по (2.2); действительный рост электропотребления по данным за 2010 и 2012 гг.

В большинстве энергорайонов, за исключением энергорайона Hiswa (Aden), действительный рост электропотребления близок или превышает "повышенный" прогноз. Наиболее существенные отклонения роста электропотребления от расчетных прогнозов характерны для энергорайонов с относительно небольшим исходным электропотреблением (например, рис. 2.6).

Анализ показал, что при расчете УР электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ на ближайшую перспективу (2010–2015 гг.) с приемлемыми погрешностями можно принять, что в энергорайонах Sana, Dhamar, Nodeidah рост электропотребления соответствует повышенному прогнозу (отклонения -1% – +7%), для энергорайона Hiswa – нормальному прогнозу (отклонение -5%). Для остальных энергорайонов РЙ при анализе УР электрической сети 132 кВ в период 2010–2015 гг. расчетные прогнозы были скорректированы с учетом реального роста электропотребления в энергоузлах.

Учитывая, что в целом темпы роста электропотребления по энергосистеме РЙ близки к повышенному прогнозу (рис. 2.1), при анализе УР электрической сети 132 кВ на среднесрочную перспективу было принято, что в рост электропотребления во всех энергорайонах страны будет соответствовать указанному прогнозу.

2.3 Исследование установившихся режимов работы электрической сети напряжением 132 кВ

2.3.1 Основные задачи расчетов УР электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ.

Целью исследований УР работы системообразующей электрической сети ЭЭС РЙ является решение следующих задач:

1. Анализ уровней напряжения в узлах нагрузки электрической сети 132 кВ в ближайшей (до 2010 – 2015 гг.) и среднесрочной (до 2025 г.) перспективе и определение «слабых» узлов с точки зрения обеспечения статической устойчивости ЭЭС РЙ.

2. Анализ потокораспределения в ВЛ электрической сети 132 кВ и определения соответствия их пропускной способности ожидаемым перетокам мощности в ближайшей и среднесрочной перспективе.

3. Обоснование мероприятий по обеспечению статической устойчивости ЭЭС РЙ в ближайшей и среднесрочной перспективе.

4. Определение реальных условий функционирования резервных ступеней дистанционных защит от междуфазных КЗ ВЛ 132 кВ для оценки эффективности дальнего резервирования и разработки способов ее повышения.

2.3.2 Критерии оценки уровней напряжений в узлах электрической сети 132 кВ. Нормативные документы, например [45 – 48], устанавливают нормы качества электроэнергии (КЭ) в части допустимых диапазонов отклонения напряжений $\delta U_{(-)}$ и $\delta U_{(+)}$ в точках передачи электроэнергии (ТПЭ) только для электрических сетей среднего ($1 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$) и низкого напряжения ($U_{\text{ном}} < 1 \text{ кВ}$), относящихся к системам электроснабжения общего назначения (т.е. «совокупности электроустановок и электрических устройств, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей электрических сетей» [45]). Так как магистральные электрические сети не относятся к системе электроснабжения общего назначения, требований к $\delta U_{(-)}$ и $\delta U_{(+)}$ для таких сетей с точки зрения КЭ в нормативных документах не устанавливаются. В магистральных электрических сетях

ВН уровни напряжения в ТПЭ (узлах нагрузки) должны обеспечивать в первую очередь необходимый запас статической устойчивости ЭЭС. В электрических сетях ВН критическими напряжениями при отсутствии специальных требований для узлов считается уровень напряжения $0,7U_{\text{ном}}$ [1–4, 49, 50]. Коэффициент запаса для нормального режима рекомендуется принимать равным 1,15, для послеаварийных режимов – 1,1 [49]. С учетом этого в нормальном режиме предельно допустимым снижением напряжения в узлах электрической сети 132 кВ можно считать уровень $U = 0,7 \cdot 1,15U_{\text{ном}} = 106,3 \approx 106$ кВ, в послеаварийных режимах – уровень $U = 0,7 \cdot 1,1U_{\text{ном}} = 101,6 \approx 102$ кВ.

Основным средством регулирования напряжения в распределительных электрических сетях СН напряжением 33 и 11 кВ РЙ является автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРКТ) трансформаторов с РПН ПС 132/33 и 33/11 кВ в диапазоне $\pm 10 - \pm 15\%$. В рационально спроектированных электрических сетях ВН и СН регулирование напряжения в центрах питания, как правило, является эффективным и достаточным для обеспечения необходимого качества напряжения основных потребителей.

Для обеспечения допустимых по требованиям к качеству электроэнергии отклонений напряжения $\delta U_{(-)}$ и $\delta U_{(+)}$ у конечного потребителя ($\pm 5\%$ в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийных режимах) на шинах первичного напряжения ПС (132 или 33 кВ) в режиме максимальной нагрузки уровни напряжения должны обеспечивать получение на вторичной стороне трансформаторов (с учетом использования РПН) напряжения не ниже $U \approx 1,05U_{\text{ном}}$ в нормальных и не ниже $U_{\text{ном}}$ – в послеаварийных режимах.

С учетом диапазонов регулирования напряжения трансформаторов с РПН ($\Delta U_{\text{РПН}\%} = \pm 10 - \pm 15\%$) и потерь напряжения в обмотках трансформатора ($U_{\text{кВН-СН}\%} = 10 - 12\%$) для поддержания требуемого уровня напряжения на шинах СН ПС нижняя граница допустимого диапазона отклонений первичного напряжения для режимов наибольшей нагрузки определяется в соответствии с [52] из следующего соотношения:

$$\delta U_{BH(-)} \leq \delta U_{CH(-)} + \Delta U_{Tp} - \Delta U_{РПН(+)}, \quad (2.6)$$

где ΔU_{Tp} – относительное значение потерь напряжения в обмотках трансформатора.

Приближенно можно принять

$$\Delta U_{Tp, макс} \approx 2K_z U_{kBH-CH*}, \quad (2.7)$$

где K_z – коэффициент загрузки трансформаторов ПС в нормальном режиме; 2 – коэффициент, учитывающий увеличение нагрузки оставшегося в работе трансформатора при отключении 2-го.

Принимая для трансформаторов ПС $K_z = 0,65–0,7$, при $U_{kBH-CH*} = 0,1–0,12$, $\Delta U_{РПН*} = 0,1 – 0,15$ из (2.3) получим

$$\delta U_{BH(-)} \leq 0,05 + 2 \cdot (0,65 \div 0,7) \cdot (0,1 \div 0,12) - (0,1 \div 0,15) \approx 0,05 \div 0,1,$$

т.е. для обеспечения допустимого по требованиям к качеству электроэнергии минимального уровня напряжения у потребителей минимальный уровень напряжения в узлах нагрузки электрической сети 132 кВ в нормальных режимах (включая режим наибольшей нагрузки) должен быть не менее $(0,9–0,95)U_{ном} = (0,9–0,95) \cdot 132 \approx 119–125$ кВ.

2.3.3 Расчетные условия и режимы работы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ. Как уже отмечалось выше, в данной работе расчеты УР электрической сети 132 кВ (определение уровней напряжения и потокораспределения) выполнялись на основной расчетный срок (5 лет, 2010–2015 гг.), а также на перспективу до 2020–2025 гг. При расчетах УР учитывались разработанный Министерством энергетики РЙ прогноз роста электропотребления по энергосистеме в целом и полученные на его основе прогнозы увеличения электропотребления в отдельных энергорайонах РЙ (раздел 2.2). Расчеты УР выполнялись для условий годового максимума электрических нагрузок (в РЙ с учетом особенностей нагрузки на Севере и Юге страны зимний и летний максимумы практически равны) для полной схемы сети 132 кВ – при всех включенных линиях и трансформаторах. Мощность электростанций принимается в расчетах в соответствии с нормальными длительными режимами их работы. Расчетные напряжения на шинах электростанций принимались выше номинальных 132 кВ и 33 кВ на 10%.

Для проверки соответствия схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения потребителей, кроме нормального режима, рассматривались также послеаварийные режимы при отключении наиболее загруженных линий сети и агрегатов электростанций, а также режимы совпадения ремонта одной питающей ВЛ с аварийным отключением другого элемента. Предварительные расчеты показали, что наиболее тяжелыми режимами для уровней напряжения в узлах и статической устойчивости являются режимы, нарушающие нормальную работу транзита мощности от ПГЭС Marib в южный регион страны (энергорайон г. Aden). Перечень наиболее тяжелых расчетных режимов работы ВЛ сети 132 кВ приведен в табл. 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные режимы работы ВЛ электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ

№ п/п	Описание режима
1	Нормальный режим работы (все включено, нагрузка максимальная)
2	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Bajil – Dhamar
3	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Bani – Hiziaz
4	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Hiziaz – Dhamar
5	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Dhamar – Ibb
6	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Ibb – Taiz
7	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Mukha – Taiz
8	Отключение 1-й цепи ВЛ 132 кВ Taiz – Rahida
9	Отключение 1-й цепи ВЛ 400 кВ Marib – Bani
10	Отключение 2-х цепей ВЛ 132 кВ Bani – Hiziaz
11	Отключение 2-х цепей ВЛ 132 кВ Bani – Amran (Dhabahn)

2.3.4 Анализ уровней напряжений в узлах в узлах и статической устойчивости электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ. Исследование уровней напряжений в узлах электрической сети 132 кВ в установившихся режимах работы в ближайшей и среднесрочной перспективе выполнено на имитационной модели ЭЭС РЙ, разработанной с использованием программного комплекса "Энергия". При расчетах зависимостей уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ по годам использовались разработанные выше прогнозы роста электропотребления в узлах нагрузки.

В табл. 2.7 приведены результаты расчета уровней напряжений в узлах сети 132 кВ по годам в нормальном режиме работы при наибольшей нагрузке ЭЭС, на рис. 2.8 показаны зависимости уровней напряжений по годам в различных узлах транзита Sana – Hiswa (Aden).

Таблица 2.7 – Уровни напряжения в узлах электрической сети 132 кВ в режиме 1 (все включено, режим наибольшей нагрузки) на период 2010 – 2015 гг.

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	131	129	127	125	122	Нарушение статической устойчивости
Sana	130	128	126	123	120	
Dhamar	128	126	124	121	118	
Ibb	128	124	123	119	115	
Taiz	130	125	124	120	115	
Nobat	135	127	124	116	108	
Hiswa	141	131	127	118	108	
Hodeida	138	135	134	131	129	

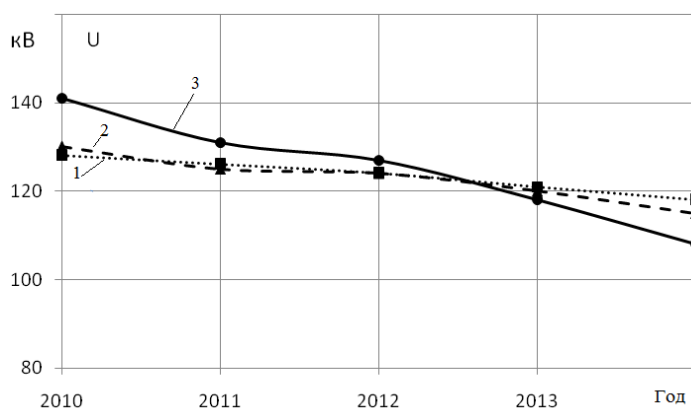


Рисунок 2.8 – Зависимости уровней напряжений по годам в узлах транзита Sana – Hiswa (Aden) в нормальном режиме: 1 – Sana; 2 – Taiz; 3 – Hiswa

Из данных, приведенных в табл. 2.7, и зависимостей рис. 2.8 можно видеть, что рассмотренные в главе 1 особенности ЭЭС РЙ, связанные с дефицитом как активной, так и реактивной мощности в южных энергорайонах страны и необходимостью передачи недостающей мощности в эти районы из центрального региона стра-

ны по ВЛ большой протяженности: Hiziaz-Dhamar – 102 км, Dhamar-Ibb-Taiz – 132 км, Taiz-Rahida – 41 км, Rahida-Hiswa – 114 км (рис. 1.3) – обуславливают большие потери напряжения в ЛЭП и, соответственно, низкие уровни напряжения в узлах Nobat, Rahida, Hiswa. При росте электропотребления в соответствии с прогнозом даже в нормальном режиме (все включено) с наибольшей нагрузкой снижение уровней напряжения в указанных узлах практически достигает критических значений, а с 2015 г. может обусловить нарушение статической устойчивости ЭЭС. Заметное снижение уровней напряжения наблюдается также в других узлах транзита Север – Юг страны (Dhamar, Ibb, Taiz). Отметим также, что при таких уровнях напряжения на шинах ВН ПС нельзя обеспечить требуемое качество напряжения у потребителей.

Проблемы, связанные со значительным снижением напряжения в узлах электрической сети 132 кВ до критических значений и возможностью нарушения статической устойчивости функционирования ЭЭС РЙ и, соответственно, надежности электроснабжения потребителей, значительно усиливаются в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением 1-й цепи параллельных ВЛ, образующих транзит Север – Юг (например, табл. 2.8 – 2.11).

Таблица 2.8 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ в период 2010–2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Bani – Hiziaz

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	129	128	126	124	120	Нарушение статической устойчивости
Sana	128	127	124	121	117	
Dhamar	124	124	123	119	115	
Ibb	125	123	121	117	112	
Taiz	127	125	123	119	113	
Hiswa	138	130	126	117	106	

Таблица 2.9 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Hiziaz – Dhamar

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	130	128	127	125	122	Нарушение статической устойчивости
Sana	129	127	126	123	120	
Dhamar	124	122	122	120	115	
Ibb	125	122	120	117	105	
Taiz	128	123	122	119	114	
Hiswa	139	129	125	117	106	

Таблица 2.10 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Dhamar – Ibb

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	129	129	127	125	122	Нарушение статической устойчивости
Sana	128	128	126	124	120	
Dhamar	123	125	124	122	118	
Ibb	123	121	119	115	110	
Taiz	126	124	122	118	113	
Hiswa	138	129	125	116	105	

Таблица 2.11 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Ibb – Taiz

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	130	128	126	124	121	Нарушение статической устойчивости
Sana	130	127	125	123	119	
Dhamar	125	123	122	120	116	
Ibb	129	121	118	115	111	
Taiz	126	125	123	120	115	
Hiswa	141	130	126	118	108	

Таблица 2.12 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Taiz – Rahida

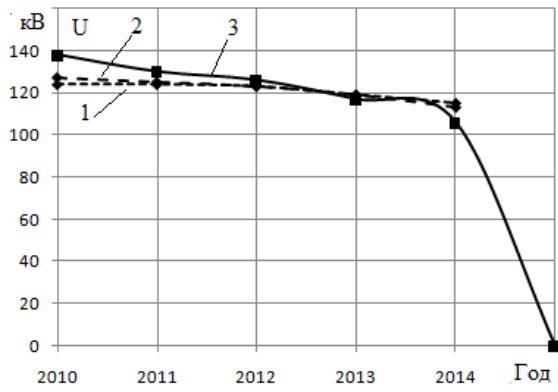
Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	130	129	127	125	121	Нарушение статической устойчивости
Sana	129	128	126	123	119	
Dhamar	125	125	124	121	116	
Ibb	125	124	121	118	112	
Taiz	127	125	123	119	113	
Hiswa	140	130	125	114	98,6	

Таблица 2.13 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 400 кВ Marib – Bani в период 2010 – 2015 гг.

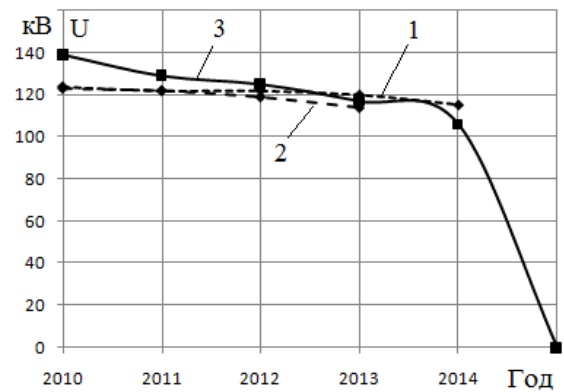
Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	126	123	120	115	107	Нарушение статической устойчивости
Sana	126	122	119	114	104	
Dhamar	125	122	120	115	107	
Ibb	125	121	119	114	105	
Taiz	128	123	121	116	108	
Hiswa	140	129	124	114	98	

Зависимости, приведенные на рис. 2.9, иллюстрируют характер снижения напряжения в узлах Dhamar, Taiz, Hiswa транзита Север – Юг с ростом электропотребления по годам.

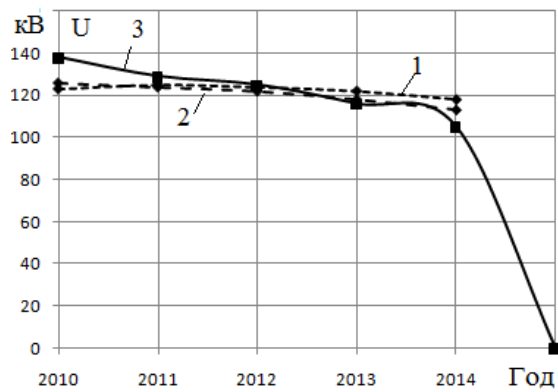
Из зависимостей рис. 2.9 можно видеть, что при увеличении электропотребления в соответствии с рассмотренным выше прогнозом (раздел 2.2), начиная с 2015 г. практически в любом послеаварийном режиме, связанном с отключением одной цепи параллельных ВЛ 132 кВ Bani–Hiziaz, Hiziaz–Dhamar, Dhamar–Ibb, Ibb–Taiz можно ожидать снижения напряжения в наиболее "слабом" узле Hiswa (энергорайон Aden) до критического уровня и нарушения статической устойчивости.



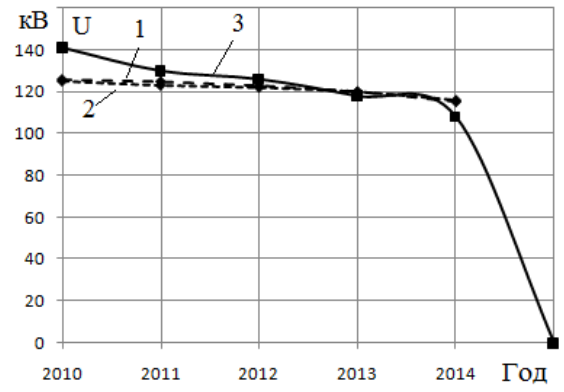
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.9 – Зависимости уровней напряжений в узлах транзита Север–Юг в аварийных режимах, связанных с отключением одной цепи ВЛ, образующих транзит Север–Юг, при росте электропотребления по годам в соответствии с прогнозом: а – при отключении 1-й цепи ВЛ Bani – Hiziaz; б – при отключении 1-й цепи ВЛ Hiziaz – Dhamar; в – при отключении 1-й цепи ВЛ Dhamar – Ibb; г – при отключении 1-й цепи ВЛ Ibb – Taiz; 1 – напряжение в узле Dhamar; 2 – напряжение в узле Taiz; 3 – напряжение в узле Hiswa

Более тяжелыми, чем рассмотренные выше, являются режим отключения 1-й цепи ВЛ 400 кВ Marib – Bani, обуславливающий снижение напряжения до уровней, близких к критическому, в узлах электрической сети 132 кВ не только в южном, но и центральном регионе страны (табл. 2.13), а также ремонтные или аварийные отключения 1-й из цепей ВЛ 132 кВ Bajil – Dhamar и Mukha – Taiz, связывающих соответственно ПС Dhamar и ПС Taiz с достаточно мощными ТЭС Ras Katenib и Mukha, обуславливающие вероятность нарушения статической устойчивости при нагрузках, соответствующих прогнозу на 2014 г. (табл. 2.14 и 2.15).

Таблица 2.14 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Bajil – Dhamar

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	125	124	122	120	Нарушение статической устойчивости	Нарушение статической устойчивости
Sana	125	122	120	118		
Dhamar	111	108	109	107		
Ibb	110	106	107	105		
Taiz	115	111	111	108		
Hiswa	126	115	112	103		

Таблица 2.15 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 1-й цепи ВЛ 132 кВ Mukha – Taiz

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	129	128	126	123	Нарушение статической устойчивости	Нарушение статической устойчивости
Sana	128	127	127	122		
Dhamar	123	123	121	116		
Ibb	122	120	117	111		
Taiz	124	120	118	111		
Hiswa	135	125	120	107		

В послеаварийных режимах, связанных с отключениями двух элементов, например, двух ВЛ 132 кВ, нарушения статической устойчивости также становятся возможными при нагрузках в узлах, соответствующих прогнозам на 2013 г. (например, табл. 2.16 и 2.17).

Приведенные результаты расчетов УР электрической сети 132 кВ по напряжениям в узлах показывают, что при прогнозируемом увеличении электропотребления в энергорайонах РЙ уже в ближайшей перспективе объединенная ЭЭС РЙ не сможет обеспечивать ни требуемое качество напряжения у потребителей, ни достаточную степень статической устойчивости ее функционирования.

Таблица 2.16 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 2-х цепей ВЛ 132 кВ Bani – Amran

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	119	114	107	97,6	Нарушение статической устойчивости	Нарушение статической устойчивости
Sana	121	116	110	94,2		
Dhamar	124	120	117	109		
Ibb	125	120	117	109		
Taiz	125	123	120	113		
Hiswa	139	128	122	109		

Таблица 2.17 – Изменение уровней напряжения в узлах электрической сети 132 кВ
в период 2010 – 2015 гг. в режиме отключения 2-х цепей ВЛ 132 кВ Bani – Hiziaz

Наименование узла нагрузки	Напряжение в узлах, кВ					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amran	126	123	120	114	Нарушение статической устойчивости	Нарушение статической устойчивости
Sana	128	126	124	119		
Dhamar	123	120	118	113		
Ibb	124	120	117	112		
Taiz	127	122	120	115		
Hiswa	139	128	123	112		

На основе расчетов УР выявлены наиболее слабые узлы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ, характеризующиеся наименьшими уровнями напряжения как в нормальных нагрузочных, так и в ремонтных и послеаварийных режимах: Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa. Для повышения режимной надежности работы электрической сети ЭЭС РЙ и на этой основе надежности электроснабжения потребителей, а также качества электроэнергии у потребителей необходима разработка мероприятий, обеспечивающих повышение напряжений в указанных выше "слабых" узлах электрической сети 132 кВ.

2.3.5 Анализ потокораспределения в ВЛ в нормальном режиме работы электрической сети 132 кВ. В табл. 2.18 приведены рассчитанные с использованием имитационной модели электрической сети 132 кВ в программном комплексе

"Энергия" значения перетоков мощности по ЛЭП при увеличении нагрузки в узлах в соответствии с разработанным выше прогнозом.

Таблица 2.18 – Динамика изменения перетоков мощности по ЛЭП в нормальном режиме (все включено) с ростом электропотребления в узлах сети 132 кВ по годам

Наименование ЛЭП	Перетоки мощности по ЛЭП 132 кВ $P+jQ$ (МВт/МВАр)				
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2.14 г.
Ras Katenib-Bajil	44+j14	41,9+j12,3	39,4+j10,6	37,4+j10,5	34,4+j8,11
Ras Katenib-Hodeiadah	17,7+j11	20,2+j12,7	22,8+j14,3	24,8+j14,5	27,8+j16,9
Bajil-Dhamar	49,2+j8,5	45,8+j10,1	41,2+j10,6	36,4+j13	30,6+j15,5
Jarahi-Bajil	11,7-j7,7	10,2-j4,6	8,1-j2,6	5,3+j0	2,6+j5
Mukha-Jarahi	23-j3,9	21,5-j12,8	19,4+j1	16,5+j3,5	13,8+j8,6
Mukha-Barh	39,6+j11,6	41+j25,3	43,2+j30,1	46,1+j41,7	48,8+j56,6
Barh-Taiz	37,7+j11,5	39+j24,4	41,1+j28,6	43,7+j38,8	46,1+j51,5
Taiz-Ibb	64+j3,6	56,6+j1	47,9+j1,1	36,9+j0,1	26,5+j1,15
Rahida-Taiz	43,5+j9,1	37,6-j3,9	29,1-j7,57	18,4-j15,5	8,5-j23,3
Dhamar-Hiziaz	64,9-j14,8	45,8+j10,1	33,5-j14,4	14,3-j12,6	6,2+j6,9
Ibb-Dhamar	41,3-j10,3	32,3-j13,7	22,1-j13	9,8-j13,8	2,5+j10,6
Bani-Hiziaz	0,82+j33,9	15,8+j36,5	32,9+j37,2	51,7+j40	71,7+j45,5
Bani-Gader	35,7+j30,6	48,4+j35,3	63,1+j39,8	78,6+j45,8	94,4+j53,7
Marib-Bani	48,-j35	76-j24	108-j13	143+j4,5	180+j31,3
Gader-Amran	10+j5,7	12+j7	13,8+j7,7	13,1+j7,4	14,1+j8,03
Gader-Dhaban	25,4+j24,8	37,9+j28,6	52,3+j31,8	64,6+j34,6	79+j39,6
Dhaban-Sana	1,88+j11,6	14,4+j15,3	27,1+j17,6	42+j20,9	55,4+j25,5
Hiziaz-Sana	38,4-j8,31	39,4-j4,31	40,2+j1,2	40+j6,3	39,1+j10,7
Nobat-Rahida	48,6+j11,7	42,6-j1,6	33,9-j6	23,1-j14,2	13,3-j21,7
Hiswa-Nobat	64+j20,7	59,5+j9,1	51,9+j5,1	42,3-j2	33,8-j7,4
Nobat-Habilyan	14,1+j6,8	15,6+j9,8	16,9+j10,9	18,5+j11,4	20+j13,8

Анализ данных табл. 2.18 позволяет выделить в электрической сети 132 кВ 3 узла нагрузки, в которых по мере роста электропотребления увеличивается дефицит реактивной мощности и перетоки реактивной мощности, направленные к этим узлам:

1) в северной части страны – узел нагрузки Sana (энергорайон столицы РЙ г. Sana);

2) в центральной части страны – узлы Dhamar и Taiz;

3) в южной части страны – узел Hiswa (энергорайон центрального города Южного Йемена г. Aden).

В ближайшей перспективе (до 2015 г.) потребности в реактивной мощности энергорайонае Sana могут обеспечиваться перетоками реактивной мощности от ПГЭС Marib (по ЛЭП 400 кВ Marib – Bani и ЛЭП 132 кВ Bani – Sana и Bani – Amran). Потребности в реактивной мощности энергорайона Dhamar обеспечиваются в основном перетоками реактивной мощности от ТЭС Ras Katenib (по ЛЭП 132 кВ Ras Katenib – Bajil, Bajil – Dhamar) и частично перетоками реактивной мощности от ПГЭС Marib через узел Sana по ЛЭП Sana – Hiziaz и Hiziaz – Dhamar. Потребности в реактивной мощности энергорайонов Taiz и Hiswa в нормальном режиме обеспечиваются в основном перетоками реактивной мощности от ТЭС по ЛЭП 132 кВ Mukha – Taiz и частично перетоками мощности пот ПГЭС Marib по ЛЭП Dhamar – Taiz. Указанные перетоки реактивной мощности обуславливают наибольшую загрузку соответствующих ВЛ электрической сети 132 кВ, однако до 2015 г. даже для наиболее загруженных ЛЭП максимальная нагрузка остается в несколько раз меньше их пропускной способности (табл. 2.19).

Таблица 2.19 – Динамика загрузки ЛЭП в нормальном режиме (все включено) с ростом электропотребления в узлах сети 132 кВ по годам

Наименование ЛЭП	Коэффициент загрузки ВЛ $K_z = I_{ВЛ} / I_{ВЛ доп}$				
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Ras Katenib-Bajil	0,24	0,23	0,21	0,20	0,19
Ras Katenib-Hodeiadah	0,11	0,13	0,14	0,15	0,18
Bajil-Dhamar	0,26	0,25	0,23	0,21	0,2
Jarahi-Bajil	0,07	0,06	0,04	0,03	0,04
Mukha-Jarahi	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09
Mukha-Barh	0,22	0,26	0,28	0,33	0,39

Наименование ЛЭП	Коэффициент загрузки ВЛ $K_z = I_{ВЛ} / I_{ВЛ доп}$				
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Taiz-Ibb	0,35	0,32	0,27	0,22	0,13
Rahida-Taiz	0,24	0,21	0,17	0,14	0,15
Dhamar-Hiziaz	0,36	0,29	0,20	0,10	0,06
Ibb-Dhamar	0,23	0,20	0,14	0,09	0,07
Bani-Hiziaz	0,18	0,22	0,27	0,36	0,47
Bani-Gader	0,25	0,33	0,40	0,50	0,6
Marib-Bani	0,04	0,07	0,10	0,13	0,17
Gader-Amran	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Gader-Dhaban	0,19	0,26	0,30	0,40	0,5
Dhaban-Sana	0,07	0,11	0,18	0,26	0,36
Hiziaz-Sana	0,21	0,22	0,23	0,23	0,24
Nobat-Rahida	0,26	0,24	0,20	0,16	0,15
Hiswa-Nobat	0,41	0,40	0,35	0,30	0,27
Nobat-Habilyan	0,10	0,12	0,14	0,16	0,19

Из данных табл. 2.19 можно видеть, что наиболее загруженными в нормальном режиме являются ВЛ 132 кВ Bani–Gader, Gader–Dhaban и Bani–Hiziaz, по которым осуществляется транзит мощности от ПГЭС Marib в энергорайон столицы РЙ Sana и далее по ЛЭП Dhamar–Taiz на юг страны в энергорайон Hiswa–Aden.

Ниже дается анализ загрузки указанных линий сети 132 кВ в ремонтных и послеаварийных режимах.

2.3.6 Анализ потокораспределения в ремонтных и послеаварийных режимах работы электрической сети 132 кВ. Результаты расчетов загрузки ЛЭП в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключениями одного элемента сети 132 кВ, приведены в табл. 2.20, в послеаварийных режимах, связанных с отключениями двух элементов сети 132 кВ – в табл. 2.21.

Таблица 2.20 – Загрузка ЛЭП в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением одного элемента электрической сети 132 кВ

Расчетный режим	Коэффициент загрузки ЛЭП K_z в 2010 г.			Коэффициент загрузки ЛЭП K_z в 2014 г.		
	Bani– Hiziaz	Bani– Gader	Gader– Dhaban	Bani– Hiziaz	Bani– Gader	Gader– Dhaban
Отключение одной цепи ЛЭП 400 кВ Marib-Bani	0,18	0,26	0,2	0,55	0,7	0,6
Отключение одной цепи ЛЭП 132 кВ Bani-Hiziaz	0,27	0,28	0,23	0,72	0,74	0,65
Отключение одной цепи ЛЭП 132 кВ Bani-Amran	0,22	0,41	0,34	0,6	1,0	0,9
Отключение одной цепи ЛЭП 132 кВ Taiz-Ibb	0,2	0,26	0,2	0,48	0,61	0,51
Отключение одной цепи ЛЭП 132 кВ Ras Katenib–Bajil	0,2	0,3	0,24	0,61	0,69	0,59
Отключение одной цепи ЛЭП 132 кВ Mukha–Taiz	0,2	0,26	0,2	Нарушение статической устойчивости		

Таблица 2.21 – Загрузка ЛЭП в послеаварийных режимах, связанных с отключением двух элементов электрической сети 132 кВ

Расчетный режим	Коэффициент загрузки ЛЭП K_z в 2010 г.			Коэффициент загрузки ЛЭП K_z в 2013 г.		
	Bani– Hiziaz	Bani– Gader	Gader– Dhaban	Bani– Hiziaz	Bani– Gader	Gader– Dhaban
Отключение двух цепей ЛЭП 132 кВ Bani-Gader (Amran)	0,44	0	0	1,09	0	0
Отключение двух цепей ЛЭП 132 кВ Bani-Hiziaz	0	0,4	0,35	0	0,91	0,82

Из данных табл. 2.20 можно видеть, что при прогнозируемом росте нагрузки в узлах сети 132 кВ уже к 2014 г. в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключениями одного элемента сети 132 кВ, возможно возникновение

перегрузок ЛЭП Bani–Hiziaz и Bani–Gader, а отключение одной цепи ВЛ Mukha–Bahr приводит к нарушению статической устойчивости. В послеаварийных режимах, связанных с отключениями двух элементов сети 132 кВ, возникновение перегрузок ВЛ Bani–Hiziaz и Bani–Gader при расчетных нагрузках возможны уже в 2013 г. Расчеты показали также, что при прогнозируемом росте электропотребления нарушения статической устойчивости уже 2013–2014 гг. возможны также при отключениях 1-й цепи ВЛ 132 кВ Mukha–Bahr, а также 1-й цепи ВЛ 400 кВ или одного энергоблока ПГЭС Marib.

Указанные перегрузки ВЛ в сечении Bani–Sana сети 132 кВ, а также проблемы с обеспечением статической устойчивости уже в ближайшей перспективе (до 2015 г.) обусловлены следующими основными причинами:

1) дефицитом реактивной мощности в энергорайоне Sana–Dhamar, восполняемым передачей недостающей мощности по ЛЭП Bani–Hiziaz и Bani–Gader от ПГЭС Marib;

2) дефицитом реактивной мощности в энергорайоне Hiswa–Aden, восполняемым передачей недостающей мощности по ЛЭП Mukha–Taiz от ТЭС Mukha.

В среднесрочной перспективе (2015–2020 гг.) в соответствии с разработанным прогнозом роста электропотребления в РЙ можно ожидать возникновения дефицита активной мощности в энергорайоне Hiswa–Aden. В условиях отсутствия инвестиций для строительства электропередачи напряжением 400 кВ, связывающей ПГЭС Marib и энергорайон Hiswa–Aden, дефицит активной мощности в узлах Taiz и Hiswa может быть восполнен только передачей ее от ПГЭС Marib через ВЛ 132 кВ Bani–Hiziaz и Bani–Gader, что в условиях прогнозируемого роста электропотребления приведет к недопустимым перегрузкам ЛЭП в сечении Bani–Sana, дополнительному снижению напряжения в узлах Dhamar, Taiz, Hiswa и проблемам с обеспечением статической устойчивости.

С учетом изложенного на данном этапе функционирования ЭЭС РЙ актуальной является задача разработки методов решения указанных проблем, не требующих значительных инвестиций.

2.4 Исследование и выбор способов обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и повышения статической устойчивости системообразующей электрической сети 132 кВ Республики Йемен

2.4.1 Способы повышения напряжения в узлах и повышения статической устойчивости ЛЭП электрической сети 132 кВ

2.4.1.1 Выбор способов повышения режимной надежности ЭЭС РЙ. Как уже отмечалось выше, кардинальное решение проблем повышения режимной надежности ЭЭС РЙ с учетом прогнозируемого роста электропотребления позволяет обеспечить только развитие магистральной электрической сети сверхвысокого напряжения 400 кВ, в частности, сооружение электропередачи, связывающей от ПГЭС Marib и энергорайон Hiswa–Aden, и сооружение новых эффективных электростанций в основных энергорайонах страны – Sana и Aden. Однако в условиях нестабильности в последние годы политической обстановки в РЙ реализация указанных планов перспективного развития электроэнергетики страны в ближайшей перспективе невозможна. Поэтому на данном этапе в условиях отсутствия достаточных инвестиций в развитие и совершенствование ЭЭС РЙ актуальной задачей является разработка способов повышения режимной надежности ЭЭС РЙ, не требующих значительных капиталовложений. К таким способам, на наш взгляд, относятся:

1) применение компенсирующих устройств (КУ), генерирующих реактивную мощность для повышения напряжения в узлах и статической устойчивости ЛЭП 132 кВ;

2) применение устройств продольной компенсации для уменьшения падения напряжения на протяженных ЛЭП сети 132 кВ для повышения напряжения в узлах и статической устойчивости.

В обоих вариантах необходимой мерой является также усиление «слабого» сечения Bani–Hiziaz посредством сооружения дополнительных ВЛ для обеспече-

ния передачи недостающей активной мощности от ПГЭС Marib в энергорайоны Sana и Hiswa–Aden.

2.4.2 Исследование эффективности применения компенсирующих устройств в электрической сети напряжением 132 кВ ЭЭС РЙ

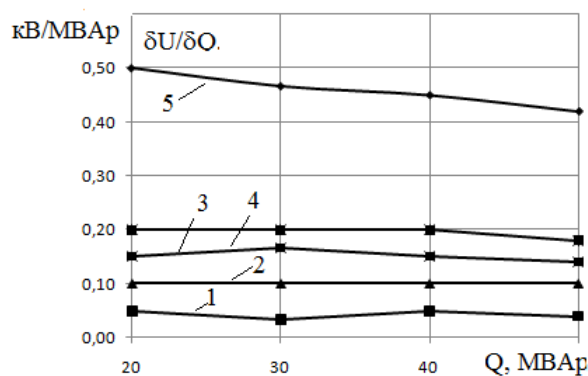
2.4.2.1 Методика выбора места установки и мощности КУ. Мощность и размещение КУ выбираются исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности электрической сети 132 кВ в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании нормативных уровней напряжения и запасов статической устойчивости [53]. В настоящее время в сети 132 кВ КУ – батарея статических конденсаторов (БСК) мощностью 50 МВА – установлена только в узле Sana. Приведенный выше анализ напряжений в узлах рассматриваемой сети показал, что данная БСК обеспечивает допустимые (по условиям статической устойчивости) уровни напряжения только в месте установки КУ и близлежащих к нему узлах (например, в узле Amran). Поэтому для повышения режимной надежности электрической сети 132 кВ необходимо применение дополнительных КУ, обеспечивающих повышение до нормативного уровня напряжений в «слабых» узлах Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa (п. 2.3.4) и минимизация перетоков реактивной мощности по протяженным ЛЭП Hiziaz–Dhamar, Dhamar–Taiz, Mukha–Taiz, связывающих указанные узлы с основными источниками питания.

Предварительный анализ, выполненный на имитационной модели сети 132 кВ ЭЭС РЙ, показал, что увеличение мощности БСК в узле Sana или установка КУ только в одном из других узлов сети (например, Dhamar, Taiz, Hiswa и др.) не позволяет получить приемлемое решение указанных задач. Таким образом, возникает задача выбора места установки и мощности КУ в нескольких узлах электрической сети 132 кВ.

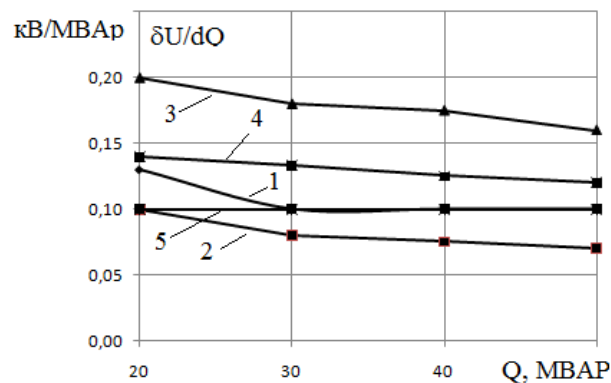
Для решения указанной задачи в принципе может быть применен метод имитационного моделирования на ЭВМ с использованием разработанной модели сети 132 кВ. Однако поиск оптимального размещения КУ в нескольких узлах сети и выбор величины их мощности с использованием метода имитационного моделирования требует исследования множества расчетных вариантов, проведения большого числа вычислительных экспериментов и связан с большими затратами времени и труда на обработку и анализ их результатов. Эффективность моделирования на ЭВМ можно существенно повысить, если предварительно аналитическими методами найти приближенное решение рассматриваемой задачи, а затем уточнить его на основе ограниченного числа вычислительных экспериментов на имитационной модели.

Для приближенного решения задачи, связанной с обоснованием мест установки КУ в электрической сети 132 кВ и определением их мощности, была применена методика, аналогичная методике выбора мест установки управляемых шунтирующих реакторов (УШР) в магистральных сетях 330–500 кВ, разработанная в [54]. В [54] в качестве критерия выбора места установки УШР предложено использовать отношение изменения напряжения в узле δU к изменению мощности КУ δQ .

Отношение приращения напряжения в i -м узле к приращению реактивной мощности КУ, установленного в j -м узле, $\delta U_i / \delta Q_j$, показывает, насколько киловольт возрастет напряжение в узле i при увеличении мощности КУ в узле j на 1 МВАр. Чем больше значение указанного коэффициента, тем больший эффект в аспекте повышения напряжения в i -м узле обеспечивает включение КУ в j -м узле. В общем случае значение коэффициента $\delta U_i / \delta Q_j$ в исследуемом режиме для данного сочетания узлов i и j не остается постоянным и зависит от величины мощности КУ Q_j , включаемого в узле i . Однако, как показали предварительные расчеты на модели сети 132 кВ, для приближенных расчетов в определенном диапазоне изменения мощностей КУ можно принять, что $\delta U_i / \delta Q_j \approx \text{const}$ (например, рис. 2.10).



а)



б)

Рисунок 2.10 – Зависимости приращений напряжений в узлах Hiswa (а) и Dhamar (б) от величины приращения реактивной мощности: 1 – КУ в узле Hiswa; 2 – КУ в узле Sana; 3 – КУ в узле Dhamar; 4 – КУ в узле Ibb; 5 – КУ в узле Taiz

При приближенных расчетах можно принять, что значения коэффициентов $\delta U_i / \delta Q_j$ в исследуемом режиме работы сети равны средним значениям $(\delta U_i / \delta Q_j)_{\text{ср}}$ для расчетных диапазонов изменения мощности КУ Q_j . В табл. 2.22 и 2.23 приведены рассчитанные на имитационной модели значения коэффициентов $(\delta U_i / \delta Q_j)_{\text{ср}}$ в нормальных режимах работы сети 132 кВ в 2013 и 2014 гг. для различных сочетаний узлов i и j .

Таблица 2.22 – Средние значения коэффициентов $\delta U_i / \delta Q_j$ для нормального режима работы сети 132 кВ в 2013 г.

№ узла i	Узел	$\delta U_i / \delta Q_j$, кВ/МВАр					
1	Amran	0,13	0,08	0,05	0,03	0,03	0,02
2	Sana	0,1	0,13	0,07	0,06	0,03	0,05
3	Dhamar	0,06	0,08	0,18	0,13	0,1	0,1
4	Ibb	0,05	0,06	0,13	0,2	0,15	0,17
5	Taiz	0,025	0,04	0,09	0,13	0,16	0,18
6	Hiswa	0,04	0,04	0,1	0,17	0,2	0,45
	№ узла j	1	2	3	4	5	6
	Узел	Amran	Sana	Dhamar	Ibb	Taiz	Hiswa

№ узла i	Узел	$\delta U_i / \delta Q_j$, кВ/МВар					
1	Amran	0,13	0,08	0,05	0,03	0,03	0,025
2	Sana	0,1	0,1	0,07	0,065	0,035	0,045
3	Dhamar	0,06	0,07	0,17	0,12	0,1	0,1
4	Ibb	0,04	0,045	0,12	0,18	0,14	0,15
5	Taiz	0,025	0,035	0,08	0,13	0,18	0,16
6	Hiswa	0,05	0,06	0,12	0,18	0,22	0,55
	№ узла j	1	2	3	4	5	6
	Узел	Amran	Sana	Dhamar	Ibb	Taiz	Hiswa

Аналогичным образом можно определить значения коэффициентов $\delta U_i / \delta Q_j$ для других расчетных режимов (ремонтных, послеаварийных).

При $\delta U_i / \delta Q_j \approx (\delta U_i / \delta Q_j)_{\text{ср}} \approx \text{const}$ и действии нескольких источников реактивной мощности, установленных в разных узлах сети, приращения напряжений в узлах можно приближенно определить из системы уравнений:

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &\approx \Delta Q_1 \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_1} \right)_{cp} + \Delta Q_2 \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_2} \right)_{cp} + \Delta Q_3 \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_3} \right)_{cp} + \dots + \Delta Q_n \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_n} \right)_{cp}; \\ \Delta U_2 &\approx \Delta Q_1 \left(\frac{\delta U_2}{\delta Q_1} \right)_{cp} + \Delta Q_2 \left(\frac{\delta U_2}{\delta Q_2} \right)_{cp} + \Delta Q_3 \left(\frac{\delta U_2}{\delta Q_3} \right)_{cp} + \dots + \Delta Q_n \left(\frac{\delta U_2}{\delta Q_n} \right)_{cp}; \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta U_n &\approx \Delta Q_1 \left(\frac{\delta U_n}{\delta Q_1} \right)_{cp} + \Delta Q_2 \left(\frac{\delta U_n}{\delta Q_2} \right)_{cp} + \Delta Q_3 \left(\frac{\delta U_n}{\delta Q_3} \right)_{cp} + \dots + \Delta Q_n \left(\frac{\delta U_n}{\delta Q_n} \right)_{cp}. \end{aligned} \tag{2.8}$$

Задаваясь требуемыми значениями приращений напряжения в узлах сети, из (2.8) можно приближенно определить значения мощности КУ ΔQ_j ($j = 1, 2, \dots, n$), устанавливаемых в заданных узлах сети. Для уточнения полученных приближенным методом значений ΔQ_j следует использовать имитационное моделирование на ЭВМ.

Оптимальным следует считать такое решение задачи, которое требует применение минимального числа и минимальной суммарной мощности дополнительных КУ, устанавливаемых в сети. Анализ значений коэффициентов $\delta U / \delta Q$ позволяет определить узлы установки КУ, обеспечивающие достижение требуемого эффекта при минимуме числа источников реактивной мощности.

Таким образом, алгоритм выбора мест размещения и мощности КУ в сложной электрической сети с использованием ее имитационной модели в соответствии с предложенной методикой включает следующие этапы:

- 1) на основе расчетов на имитационной модели сети определяются "слабые" узлы, в которых требуется увеличить напряжение в расчетных режимах работы сети до нормативных значений в целях повышения статической устойчивости и обеспечения требований к качеству электроэнергии у потребителей, и определяются требуемые значения приращений напряжения в выявленных "слабых узлах";
- 2) на основе расчетов на имитационной модели сети определяются усредненные значения коэффициентов $(\delta U_i / \delta Q_j)_{\text{ср}}$;
- 3) на основе анализа полученных значений $(\delta U_i / \delta Q_j)_{\text{ср}}$ определяются узлы, включение в которых КУ обеспечивает требуемые значения напряжений в "слабых" узлах сети;
- 4) для полученных в п. 1 значений приращений напряжения в "слабых" узлах из решения системы (2.5) определяются значения мощностей Q_j в узлах включения КУ, обеспечивающие требуемое повышение напряжения в "слабых" узлах;
- 5) полученное на основе приближенных расчетов решение уточняется с использованием расчетов на имитационной модели сети.

2.4.2.2 Выбор места установки и мощности КУ. Для обоснования места установки КУ в соответствии с указанным выше критерием на имитационной модели электрической сети 132 кВ были выполнены расчеты приращений напряжения в i -м узле δU_i к приращению реактивной мощности δQ_j источника (КУ), подключаемого в j -м узле. В качестве i -го узла рассматривались выявленные выше

(п. 2.3.4) на основе анализа УР "слабые" узлы с наименьшими уровнями напряжения в нормальных и послеаварийных режимах: Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa. В качестве возможных мест включения КУ (узел j) рассматривались "слабые" или прилегающие к ним узлы Amran, Sana, Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa.

Из анализа данных, приведенных в табл. 2.22 и 2.23, можно сделать следующие выводы:

- 1) в аспекте повышения напряжения в наиболее "слабом" узле электрической сети 132 кВ Hiswa наибольший эффект может дать включение КУ в этом же узле;
- 2) включение КУ в узле Hiswa обеспечивает также повышение напряжения в узлах Taiz и Ibb, близкое к повышению напряжения при включении источника реактивной мощности непосредственно в этих же узлах;
- 3) достаточно эффективное повышение напряжения в узлах Dhamar и Sana могут обеспечить только КУ, включенные непосредственно в этих же узлах.

Учитывая, что на данном этапе развития ЭЭС КЙ электрическая сеть напряжением 132 кВ фактически является системообразующей и может рассматриваться как магистральная сеть, при определении мест установки КУ и их мощности ставилась задача обеспечить необходимый запас статической устойчивости ЭЭС в нормальном и послеаварийных режимах (напряжения в "слабых" узлах $U_{\min} \geq 106-102$ кВ, п. 2.3.2) и минимальные уровни напряжения в ТПЭ в нормальном режиме работы сети, при которых устройства АРКТ на трансформаторах с РПН могут обеспечить допустимые по требованиям к качеству электроэнергии отклонения напряжения $\delta U_{(-)}$ у конечных потребителей ($U_{\min} \geq 0,9U_{\text{ном}} \approx 119$ кВ, п. 2.3.2).

С использованием рассмотренной выше методики (п. 2.4.2.1) определены места установки и мощность КУ, обеспечивающие выполнение указанных минимальных требований при повышенном прогнозе увеличения электропотребления в узлах нагрузки сети 132 кВ на период с 2015 г. по 2020 г. (табл. 2.24, рис. 2.11).

Таблица 2.24 – Зависимость напряжений в узлах сети 132 кВ от места размещения и мощности КУ по годам при повышенном прогнозе роста электропотребления

Год	ΣQ , МВАр	Размещение и мощность (МВАр) КУ по узлам	Напряжения в "слабых" узлах сети, кВ					
			Amran	Sana	Dhamar	Ibb	Taiz	Hiswa
2015	150	$Q_{\text{Hiswa}} = 50$ $Q_{\text{Dhamar}} = 50$ $Q_{\text{Sana}} = 50$	124	123	126	123	124	128
2016	300	$Q_{\text{Hiswa}} = 100$ $Q_{\text{Dhamar}} = 100$ $Q_{\text{Sana}} = 100$	120	119	124	120	122	128
2017	400	$Q_{\text{Hiswa}} = 100$ $Q_{\text{Dhamar}} = 100$ $Q_{\text{Sana}} = 150$ $Q_{\text{Taiz}} = 50$	126	127	127	124	126	130
2018	600	$Q_{\text{Hiswa}} = 150$ $Q_{\text{Dhamar}} = 150$ $Q_{\text{Sana}} = 200$ $Q_{\text{Taiz}} = 100$	121	119	119	120	126	134
2019	750	$Q_{\text{Hiswa}} = 150$ $Q_{\text{Dhamar}} = 250$ $Q_{\text{Sana}} = 250$ $Q_{\text{Taiz}} = 100$	125	127	131	120	129	129
2020	1200	$Q_{\text{Hiswa}} = 250$ $Q_{\text{Dhamar}} = 350$ $Q_{\text{Sana}} = 350$ $Q_{\text{Taiz}} = 250$	119	120	125	122	130	131

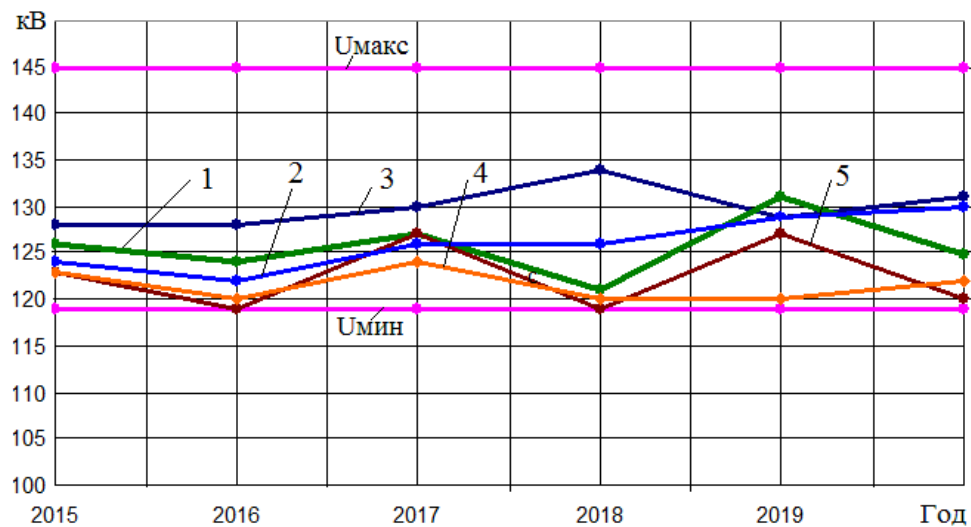


Рисунок 2.11 – Зависимости напряжения в "слабых" узлах сети 132 кВ по годам при установке КУ и росте электропотребления по повышенному прогнозу

Расчеты по методике, приведенной в п. 2.4.1.1, и анализ на имитационных моделях показали также, что применение КУ с указанной в табл. 2.24 мощностью позволяет обеспечить статическую устойчивость в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением 1-го элемента (ЛЭП, энергоблока электростанции).

В электрических сетях напряжением 110-220 кВ в качестве КУ рекомендуется применять более простые и экономичные БСК [53–56 и др.]. Более сложные и дорогостоящие КУ, например, статические синхронные компенсаторы мощности (СТАТКОМ) или статические тиристорные компенсаторы (СТК), рекомендуется применять в магистральных электрических сетях СВН [53]. Учитывая указанные рекомендации, в качестве КУ в сети 132 кВ целесообразно использовать БСК с автоматическим регулированием мощности [57, 58]. Как правило, при номинальном напряжении сети 110 кВ применяются БСК мощностью 25–100 МВАр, в предельном случае до 200 МВАр.

С учетом этого и данных табл. 2.24 можно сделать следующие основные выводы:

1) при росте электропотребления в ЭЭС РЙ, соответствующем повышенному прогнозу, для поддержания минимально допустимых по требованиям к качеству электроэнергии у конечных потребителей уровней напряжения узлах сети 132 кВ необходимо установка БСК с автоматическим регулированием мощности до 2017 г. в 3-х узлах (Sana, Dhamar, Hiswa), с 2018 г. – кроме названных узлов, также в узле Taiz;

2) для регулирования напряжения в узлах сети 132 кВ и перетоков реактивной мощности по ЛЭП при росте электропотребления по повышенному прогнозу, начиная с 2019 г. мощность БСК в узлах должна превышать максимально рекомендуемое для сетей рассматриваемого класса напряжения значение 200 МВАр.

С учетом изложенного можно сделать вывод, что при росте электропотребления в ЭЭС РЙ, соответствующем повышенному прогнозу, установка в узлах сети 132 кВ БСК с регулированием мощности позволяет получить приемлемое решение только на перспективу до 2018 г.

Кардинальное решение проблем, связанных с обеспечением статической устойчивости и нормативных уровней напряжения у конечного потребителя в

нормальных и послеаварийных режимах, при увеличении электропотребления в ЭЭС РЙ в соответствии с повышенным прогнозом возможно только при развитии сети СВН 400 кВ, в частности, при сооружении ЛЭП-400 кВ, соединяющей ПГЭС Marib с энергорайоном Aden (Hiswa) и увеличении установленной мощности ПГЭС Marib или развитии собственной генерации в основных энергорайонах страны.

Необходимо, однако, отметить, что из-за усложнившихся в последние годы условий политического и экономического развития страны инвестиции в развитие не только ЭЭС РЙ, но и в развитие всей экономики страны сократились. В связи с этим в предстоящие годы можно ожидать снижения темпов роста электропотребления в ЭЭС РЙ. С учетом этого были выполнены также расчеты УР электрической сети 132 кВ с применением КУ для нормального прогноза роста электропотребления на период с 2015 г. по 2020 г. (табл. 2.25).

Расчеты показали также, что применение КУ с указанной в табл. 2.25 мощностью позволяет обеспечить статическую устойчивость в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключением 1-го элемента (ЛЭП, энергоблока электростанции). В послеаварийных режимах, связанных с отключениями двух ЛЭП сети 132 кВ, как правило, происходит нарушение статической устойчивости.

Из данных табл. 2.25 можно видеть, что при развитии экономики страны и росте электропотребления в соответствии с нормальным прогнозом установка БСК с мощностью до 100 МВАр позволяет достаточно эффективно решать проблемы обеспечения статической устойчивости и повышения напряжения у конечного потребителя до минимально допустимого нормативного уровня на период до 2020 г.

Решение проблем статической устойчивости и повышения напряжения в узлах электрической сети 132 кВ до нормативного уровня в период после 2020 г., как и при повышенном прогнозе роста электропотребления, возможно только при сооружении ЛЭП-400 кВ, соединяющей ПГЭС Marib с энергорайоном Aden (Hiswa) и развитии генерации в основных энергорайонах страны.

Таблица 2.25 – Зависимость напряжений в узлах сети 132 кВ от места размещения и мощности КУ по годам при нормальном прогнозе роста электропотребления

Год	ΣQ , МВАр	Размещение и мощность (МВАр) КУ по узлам	Напряжения в "слабых узлах" сети, кВ					
			Amran	Sana	Dhamar	Ibb	Taiz	Hiswa
2015	0	$Q_{\text{Hiswa}} = 0$ $Q_{\text{Dhamar}} = 0$ $Q_{\text{Sana}} = 0$	123	125	126	121	122	123
2016	50	$Q_{\text{Hiswa}} = 0$ $Q_{\text{Dhamar}} = 0$ $Q_{\text{Sana}} = 50$	124	129	129	121	122	120
2017	100	$Q_{\text{Hiswa}} = 0$ $Q_{\text{Dhamar}} = 50$ $Q_{\text{Sana}} = 50$	130	130	130	124	123	120
2018	150	$Q_{\text{Hiswa}} = 50$ $Q_{\text{Dhamar}} = 50$ $Q_{\text{Sana}} = 50$	131	129	129	128	129	137
2019	150	$Q_{\text{Hiswa}} = 50$ $Q_{\text{Dhamar}} = 50$ $Q_{\text{Sana}} = 50$	126	124	125	122	123	125
2020	250	$Q_{\text{Hiswa}} = 50$ $Q_{\text{Dhamar}} = 100$ $Q_{\text{Sana}} = 100$	129	124	124	123	123	124

2.4.3 Исследование эффективности применения УПК на ЛЭП 132 кВ

Для повышения уровней напряжения в «слабых» узлах и повышения статической устойчивости на указанных выше длинных ЛЭП 132 кВ могут быть применены также последовательные устройства FACTS, например, управляемые УПК. Применение УПК для продольной компенсации индуктивного сопротивления ВЛ представляется целесообразным прежде всего на наиболее протяженных ЛЭП 132 кВ, обеспечивающих транзит активной и реактивной мощности от ПГЭС Marib в энергорайон Hiswa–Aden. К таким ЛЭП относятся ВЛ Hiziaz–Dhamar протяженностью 102 км и ВЛ Dhamar–Ibb–Taiz суммарной протяженностью 132 км (рис. 1.3).

На практике применяют лишь частичную компенсацию реактивного сопротивления линии. Полная или избыточная компенсация в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети перенапряжений. Режим работы УПК характеризуется коэффициентом λ , определяемым по выражению:

$$\lambda = \sqrt{X_C/X_L}, \quad (2.9)$$

где $X_C = \frac{1}{\omega C}$ и $X_L = \omega L$.

Как правило, значения λ находятся в интервале от 2 до 4 [58]. С учетом этого при оценках эффективности применения УПК для повышения напряжения в узлах сети 132 кВ ЭЭС РЙ емкостное сопротивление УПК принималось равным от 5 до 30% от индуктивного сопротивления соответствующих ВЛ. Расчеты эффективности емкостной компенсации индуктивного сопротивления ВЛ были выполнены для вариантов, предусматривающих установку УПК на ЛЭП Hiziaz–Dhamar и Dhamar–Ibb–Taiz на период с 2018 г., начиная с которого проблема повышения напряжения в узлах сети 132 кВ для поддержания нормативных уровней становится особенно актуальной. Анализировалось влияние продольной компенсации на уровни напряжения в узлах Amran, Sana, Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa, Nobat, Hodeida. В табл. 2.26 в качестве примера приведены результаты расчетов напряжений в узлах сети 132 кВ в 2018 г. при росте нагрузках в узлах, соответствующих повышенному прогнозу роста электропотребления.

Таблица 2.26 – Влияние УПК на напряжения в узлах сети 132 кВ

Место включения УПК	X_C/X_L , %	Напряжение в узлах, кВ							
		Dhamar	Sana	Amran	Ibb	Taiz	Hiswa	Nobat	Hodeida
ВЛ Hiziaz–Dhamar	0	123	118	118	115	116	128	118	126
	10	126	121	121	117	118	131	121	128
	20	128	123	123	119	119	132	122	129
	30	128	125	124	119	119	133	123	130
ВЛ Taiz – Dhamar	0	123	118	118	115	116	129	119	127
	10	124	118	118	116	116	129	119	128
	20	125	119	119	117	116	129	119	128
	30	126	119	119	118	117	130	120	129

Анализ результатов вычислительных экспериментов показал, что применение продольной емкостной компенсации на ВЛ 132 кВ в значительно меньшей степени влияет на напряжения в узлах сети, чем применение рассмотренных в подразделе 2.4.2 КУ. Учитывая результаты расчетов, применение УПК на ВЛ 132 кВ неэффективно.

2.5 Выводы по главе 2

2.5.1 С использованием программного комплекса расчета установившихся режимов электрических сетей "Энергия" разработана математическая имитационная модель системообразующей сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен. Адекватность разработанной модели и точность полученных на ее основе результатов расчетов установившихся режимов подтверждена сравнением их с реальными данными измерений перетоков мощности по ЛЭП и напряжений в узлах сети 132 кВ за 2010 г. и 2012 г., предоставленными Министерством энергетики Республики Йемен.

2.5.2 На основе общего прогноза роста электропотребления по энергосистеме РЙ разработаны нормальный и повышенный прогнозы роста электропотребления в основных узлах электрической сети 132 кВ на период с 2010 г до 2015 г. и на период с 2015 до 2025 г. Достоверность разработанного прогноза проверена сравнением расчетных данных с реальным ростом нагрузки в узлах сети 132 кВ в период 2008–2012 гг. Расчетные прогнозы на период до 2015 г. скорректированы с учетом реальной динамики роста электропотребления в энергоузлах. Показано, что при благоприятных условиях для развития экономики страны на период с 2015 г. более вероятен рост электропотребления в узлах сети 132 кВ в соответствии с повышенным прогнозом.

2.5.3 На основе анализа современного состояния и перспектив роста электропотребления в ЭЭС РЙ сформулированы основные задачи расчетов установивших-

ся режимов электрической сети 132 кВ с использованием имитационной модели по п. 2.5.1, определены расчетные условия и режимы работы исследуемой сети.

2.5.4 На основе выполненных на имитационной модели сети расчетов УР электрической сети 132 кВ установлено, что при прогнозируемом увеличении электропотребления в энергорайонах РЙ уже в ближайшей перспективе объединенная ЭЭС РЙ не сможет обеспечивать ни требуемое качество напряжения у потребителей, ни достаточную степень статической устойчивости ее функционирования.

2.5.5 На основе расчетов УР выявлены наиболее слабые узлы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ, характеризующиеся наименьшими уровнями напряжения как в нормальных нагрузочных, так и в ремонтных и послеаварийных режимах: Dhamar, Ibb, Taiz, Hiswa. Для повышения режимной надежности работы электрической сети ЭЭС РЙ, а также качества электроэнергии у потребителей необходима разработка мероприятий, обеспечивающих повышение напряжений в указанных выше "слабых" узлах.

2.5.6 На основе расчетов УР установлено, что при прогнозируемом росте нагрузки в узлах сети 132 кВ уже к 2014 г. в ремонтных и послеаварийных режимах, связанных с отключениями одного элемента, возможно возникновение перегрузок ЛЭП Bani–Hiziaz и Bani–Gader, а отключение одной цепи ВЛ Mukha–Bahr приводит к нарушению статической устойчивости. В послеаварийных режимах, связанных с отключениями двух элементов сети 132 кВ, возникновение перегрузок ВЛ Bani–Hiziaz и Bani–Gader при расчетных нагрузках возможны уже в 2013 г.

2.5.7 Показано, что указанные в п. 2.5.6 перегрузки ВЛ в сечении Bani–Sana сети 132 кВ, а также проблемы с обеспечением статической устойчивости уже в ближайшей перспективе (до 2015 г.) обусловлены двумя основными причинами: дефицитом реактивной мощности в энергорайоне Sana–Dhamar, восполняемым передачей недостающей мощности по ЛЭП Bani–Hiziaz и Bani–Gader от ПГЭС Marib, и дефицитом реактивной мощности в энергорайоне Hiswa–Aden, восполняемым передачей недостающей мощности по ЛЭП Mukha–Taiz от ТЭС Mukha.

2.5.8 В условиях отсутствия инвестиций для строительства электропередачи напряжением 400 кВ, связывающей ПГЭС Marib и энергорайон Hiswa-Aden, наиболее эффективным способом решения проблем, связанных с обеспечением нормативных уровней напряжения в узлах сети 132 кВ и повышения статической устойчивости ВЛ 132 кВ является применение компенсирующих устройств – источников реактивной мощности.

2.5.9 Предложена методика выбора мест размещения и мощности компенсирующих устройств, основанная на использовании приближенного решения задачи по уравнениям, связывающим приращения напряжения в i -ом узле δU_i к изменению мощности КУ, включаемого в j -ом узле δQ_j , и последующем уточнении решения с использованием имитационной модели сети.

2.5.10 С использованием методики по п. 2.5.9 определены места установки и мощность КУ, обеспечивающие выполнение минимальных требований по уровням напряжения в узлах сети 132 кВ при повышенном прогнозе увеличения электропотребления в ЭЭС РЙ на период с 2015 г. по 2020 г.

2.5.11 На основе расчетов установлено, что применение продольной емкостной компенсации индуктивного сопротивления ВЛ 132 кВ на позволяет обеспечить достаточное повышение уровня напряжений в узлах сети 132 кВ.

2.5.12 Кардинальное решение проблем, связанных с обеспечением статической устойчивости и нормативных уровней напряжения у конечного потребителя в нормальных и послеаварийных режимах, при увеличении электропотребления в ЭЭС РЙ в соответствии с повышенным прогнозом возможно только при развитии сети СВН 400 кВ, в частности, при сооружении ЛЭП-400 кВ, соединяющей ПГЭС Marib с энергорайоном Aden (Hiswa), и увеличении установленной мощности ПГЭС Marib или развитии собственной генерации в основных энергорайонах страны.

Основные результаты исследований данной главы отражены в публикациях [6–10, 13, 17].

Глава 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ МЕЖДУФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН И СПОСОБОВ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

3.1 Постановка задачи. Обоснование методов исследования

3.1.1 Основные проблемы дальнего резервирования в электрической сети напряжением 132кВ ЭЭС РЙ. Проблемам дальнего резервирования в электрических сетях высокого напряжения уделяется серьезное внимание как в России, так и в других странах, т.к. отсутствие полноценного резервирования отказов релейной защиты и выключателей может привести к авариям в ЭЭС с повреждениями оборудования и излишними отключениями потребителей. Одним из путей решения проблемы повышения надежности электроснабжения потребителей в условиях выработки и уменьшения эксплуатационного ресурса оборудования распределительных электрических сетей, не требующим значительных капитальных затрат, является повышение эффективности функционирования резервных защит линий электропередачи. При решении этой задачи наиболее сложным является вопрос дальнего резервирования междуфазных КЗ за трансформаторами промежуточных и ответвительных подстанций [59 – 63 и др.].

В качестве резервных защит на ВЛ электрической сети 132 кВ от междуфазных КЗ ЭЭС РЙ используются ДЗ, выполненные в основном на базе микропроцессорных (МП) терминалов КСЗ производства фирм ALSTOM (Areva) MiCOM P444 (443) [29, 30]. Как уже отмечалось выше, опыт эксплуатации комплексов РЗА ВЛ 132 кВ показал, что резервные ступени ДЗ не всегда обеспечивают требуемую чувствительность при повреждениях за трансформаторами промежуточных и ответвительных подстанций напряжением 132/33 и 132/11 кВ. С учетом особенностей существующих режимов работы сети 132 кВ (глава 2), для которых на данном этапе характерны пониженные уровни напря-

жений в ряде узлов сети и запасы статической устойчивости, отсутствие эффективного дальнего резервирования может послужить причиной нарушений статической устойчивости ЛЭП и надежности электроснабжения потребителей отдельных энергорайонов РЙ. Учитывая это, актуальной является задача исследования причин недостаточной эффективности функционирования резервных ступеней ДЗ при КЗ за трансформаторами понизительных подстанций сети 132 кВ и поиск способов ее повышения.

3.1.2 Основные факторы, влияющие на эффективность функционирования резервных ступеней ДЗ ЛЭП 132 кВ, и задачи исследований. Известно [например, 64–66], что существенное влияние на замер ДЗ (сопротивление на зажимах защиты) и, следовательно, ее чувствительность при несимметричных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций оказывает трансформация "звезда-треугольник". Влияние трансформации "звезда-треугольник" на работу реле сопротивления резервных ступеней ДЗ усиливается при наличии "подпитки" места КЗ на ЛЭП с двусторонним питанием, обуславливающей неравенство токов в месте установки защиты I_z и в поврежденном элементе I_k , и переходного сопротивления в месте повреждения. Влияние указанных факторов (трансформации "звезда-треугольник", подпитки, переходного сопротивления) на эффективность функционирования резервных ступеней ДЗ становится еще более существенным при наличии сдвига фаз $\delta = \arg(\dot{E}_{C1} / \dot{E}_{C2})$ между ЭДС $\dot{E}_{C1}$ и $\dot{E}_{C2}$ питающих систем по концам ЛЭП, т.к. при этом коэффициент токораспределения становится комплексной величиной $\dot{K}_T = \dot{I}_z / \dot{I}_k = K_T e^{j\alpha}$, что приводит к дополнительному искажению замера ДЗ.

Известно, что уставки срабатывания резервных ступеней ДЗ, как правило, выбираются из двух основных расчетных условий: отстройки от сопротивления на зажимах защиты в наиболее тяжелых нагрузочных режимах и обеспечения требуемой чувствительности к металлическим КЗ и КЗ через расчетное переходное сопротивление в конце зоны дальнего резервирования. Однако существующие методики расчета уставок резервных ступеней ДЗ [например, 62] и рекомендации по их выбору фирм-изготовителей МП терминалов ДЗ [67–75 и

др.], как правило, не учитывают комплексное влияние указанных выше факторов, что может быть причиной существенных погрешностей в выборе параметров срабатывания и снижения их чувствительности.

Поэтому представляет практический интерес исследование комплексного влияния на работу резервных ступеней ДЗ при КЗ за трансформаторами понизительных подстанций кроме трансформации "звезда-треугольник" таких факторов, как "подпитка" места КЗ от других источников питания, переходное сопротивление, угол сдвига фаз между ЭДС питающих систем и уточнение на этой основе наиболее тяжелых расчетных условий при выборе уставок резервных ступеней ДЗ.

3.1.3 Методы исследования. Аналитическое решение для определения сопротивления на зажимах дистанционной защиты при несимметричных двухфазных КЗ за трансформаторами с группой соединения обмоток "звезда-треугольник", учитывающее комплексное влияние всех рассмотренных выше факторов, в общем случае весьма громоздко. С учетом этого в данной работе аналитические решения рассматриваемой задачи рассматривались для частных случаев: одностороннего питания ЛЭП и двустороннего питания ЛЭП без учета сдвига фаз между ЭДС питающих систем по концам ЛЭП. Для анализа более сложных случаев двустороннего питания ЛЭП с учетом сдвига фаз между ЭДС по концам линии использовались комплексные имитационные модели "Защищаемый объект – ДЗ", разработанные в среде пакетов Simulink и SimPowerSystems системы моделирования Matlab [76, 77].

3.2 Влияние трансформации "звезда-треугольник" и переходного сопротивления в месте повреждения на работу резервных ступеней дистанционной защиты на ЛЭП с односторонним и двусторонним питанием

3.2.1 О выборе способа решения задачи. Влияние трансформации "звезда-треугольник" на работу дистанционных реле на ЛЭП с односторонним питанием рассмотрено в [59]. Для определения сопротивлений на зажимах ДЗ, установлен-

ной на ЛЭП со стороны питающей системы, при несимметричном двухфазном КЗ за трансформатором с группой соединения обмоток "звезда-треугольник", в [59] использован метод симметричных составляющих, что необходимо для учета возможного различия сопротивления прямой и обратной последовательностей питающей системы.

Учитывая, что для эквивалентированных систем по концам линии электропередачи различие сопротивлений прямой и обратной последовательности, как правило, можно пренебречь, в данной работе аналитическое решение рассматриваемой задачи получено в фазных составляющих, что упрощает сравнение результатов аналитического решения и результатов, полученных на имитационных моделях, например, для проверки достоверности полученного аналитическим способом решения.

3.2.2 Расчетная трехфазная схема замещения сети и аналитическое решение задачи в фазных составляющих. Расчетная схема замещения для определения сопротивлений на зажимах ДЗ от междуфазных КЗ на ЛЭП с односторонним питанием при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ на стороне треугольника двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 3.1.

Для определения фазных токов и напряжений в месте установки защиты удобно воспользоваться методом наложения. При использовании метода наложения токи и напряжения в схеме замещения по рис. 3.1 можно рассматривать как результат наложения двух режимов: доаварийного режима, предшествующего КЗ, и дополнительного режима, в котором действует только один источник напряжения $u(t)$, включенный в месте КЗ, равный по величине напряжению $u_{AC\Delta}(t)$ в доаварийном режиме и противоположный ему по знаку (фазе) $u(t) = -u_{AC\Delta}(t)$ [78].

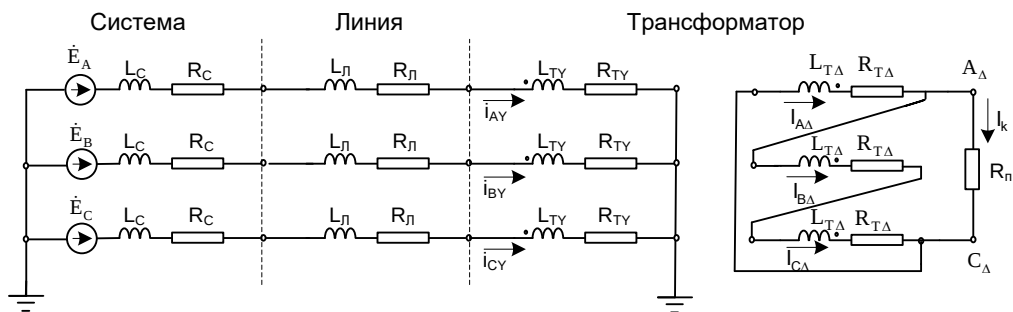


Рисунок 3.1 – Расчетная трехфазная схема замещения для определения токов и напряжений в месте установки ДЗ при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором

Если пренебречь токами нагрузки, в доаварийном (нормальном) режиме токи в фазах линии равны нулю, поэтому полные токи в режиме КЗ определяются только токами дополнительного режима, а напряжения в месте установки защиты (в начале линии) – как результат наложения доаварийного и дополнительного режимов. Схема замещения для расчета дополнительного режима приведена на рис. 3.2.

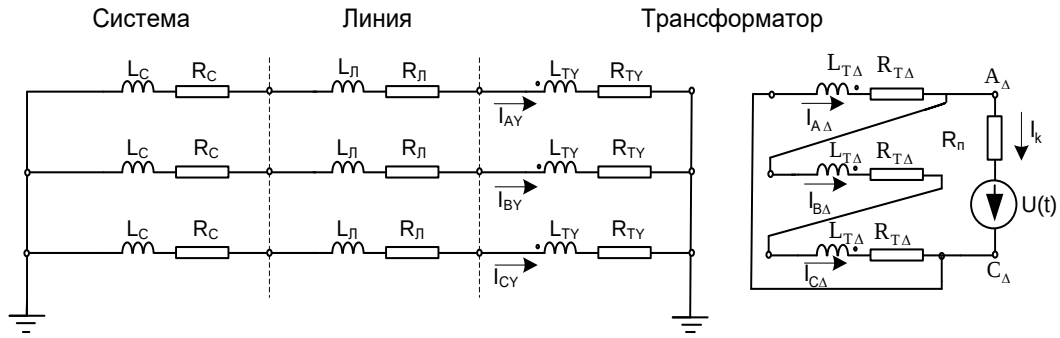


Рисунок 3.2 – Расчетная трехфазная схема замещения для определения токов и напряжений в дополнительном режиме при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором

Ток в месте КЗ и токи в обмотках НН трансформатора при $K_{AC}^{(2)}$ и принятых положительных направлениях связаны соотношениями:

$$I_{A\Delta} = \frac{2}{3} I_k; \quad (3.1)$$

$$I_{B\Delta} = -\frac{1}{3} I_k; \quad (3.2)$$

$$I_{C\Delta} = -\frac{1}{3} I_k, \quad (3.3)$$

а токи в обмотках ВН и НН трансформатора $Y/\Delta - 11$ – соотношением

$$I_{kY} = I_{k\Delta} \frac{W_{\Delta}}{W_Y} = I_{k\Delta} \frac{\sqrt{3}}{N_T}, \quad (3.4)$$

где N_T – коэффициент трансформации трансформатора; $k = A, B, C$ – фаза трансформатора.

С учетом (3.1) – (3.4) для токов в обмотках ВН трансформатора получим:

$$I_{AY} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{I_k}{N_T} = \frac{2}{3} I_k'; \quad (3.5)$$

$$I_{BY} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_k}{N_T} = -\frac{1}{3} I_k'; \quad (3.6)$$

$$I_{CY} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_k}{N_T} = -\frac{1}{3} I'_k, \quad (3.7)$$

где I'_k – ток в месте КЗ, приведенный к стороне ВН трансформатора.

При одностороннем питании токи в начале линии в месте установки защиты также определяются выражениями (3.5) – (3.7).

Из схемы замещения для дополнительного режима (рис. 3.2) для напряжений контура фазы "А" вторичной обмотки трансформатора, соединенной в "треугольник", и контура фазы "А" со стороны первичной обмотки, соединенной в "звезду", соответственно получим:

$$u(t) = -i_k R_{II} + i_{A\Delta} R_{T\Delta} + L_{T\Delta} \frac{di_{A\Delta}}{dt} - W_{\Delta} S \frac{dB_A}{dt}; \quad (3.8)$$

$$W_Y S \frac{dB_A}{dt} = -i_{AY} (R_C + R_{JI} + R_{TY}) - (L_C + L_{JI} + L_{TY}) \frac{di_{AY}}{dt}. \quad (3.9)$$

Из (3.8) и (3.9) после преобразований получим

$$\begin{aligned} \frac{W_Y}{W_{\Delta}} u(t) = u'(t) = \frac{W_Y}{W_{\Delta}} (i_k R_{II} + i_{A\Delta} R_{T\Delta} + L_{T\Delta} \frac{di_{A\Delta}}{dt}) + \\ + i_{AY} (R_C + R_{JI} + R_{TY}) + (L_C + L_{JI} + L_{TY}) \frac{di_{AY}}{dt}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

С учетом (3.4) из (3.10) получим

$$u'(t) = \frac{1}{3} R'_{II} i'_k + \frac{2}{3} i_{AY} (R_C + R_{JI} + R_T) + \frac{2}{3} (L_C + L_{JI} + L_T) \frac{di_{AY}}{dt}, \quad (3.11)$$

где $u'(t) = \frac{W_Y}{W_{\Delta}} u(t)$ – напряжение дополнительного источника, приведенное к первичной обмотке трансформатора; $R'_{II} = N_T^2 R_{II}$; $i'_k = N_T i_k$ – ток КЗ, приведенный к стороне ВН; $R_T = R_{TY} + (\frac{W_Y}{W_{\Delta}})^2 R_{T\Delta}$ – суммарное активное сопротивление обмоток трансформатора, приведенное к стороне ВН; $L_T = L_{TY} + (\frac{W_Y}{W_{\Delta}})^2 L_{T\Delta}$ – суммарная индуктивность обмоток трансформатора.

На рис. 3.3 приведена векторная диаграмма напряжений со стороны обмоток высшего и низшего напряжений трансформатора в доаварийном нормальном режиме. Из векторной диаграммы рис. 3.3:

$$\dot{U}' = \dot{U}_{AC\Delta}^{(H)} = \sqrt{3} \dot{U}_{AY}^{(H)} \approx \dot{E}_A. \quad (3.12)$$

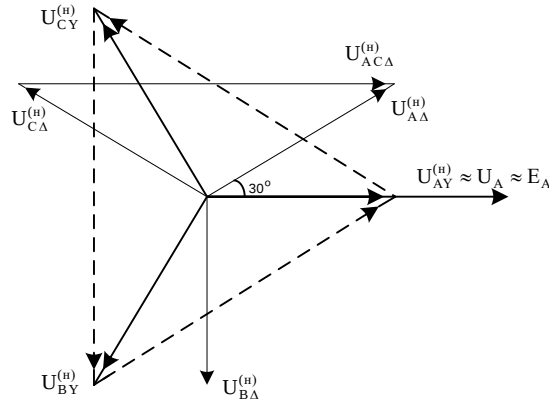


Рисунок 3.3 – Векторная диаграмма напряжений на стороне ВН и НН трансформатора в доаварийном (нормальном) режиме

Из (3.11) с учетом (3.12) для тока КЗ, приведенного к стороне ВН, в комплексной форме получим:

$$I_k' = \frac{\dot{E}_A}{\frac{2}{3}(Z_C + Z_{\text{Л}} + Z_T) + \frac{1}{3}R_{\text{II}}} = \frac{1,5\dot{E}_A}{(Z_C + Z_{\text{Л}} + Z_T) + \frac{1}{2}R_{\text{II}}}, \quad (3.13)$$

где $Z_C = R_C + jX_C$; $Z_{\text{Л}} = R_{\text{Л}} + jX_{\text{Л}}$; $Z_T = R_T + jX_T$.

Токи в фазах линии определяются из выражений (3.5) – (3.7). Для разностей фазных токов, соответствующих "петлям" КЗ АВ, ВС и СА из (3.5) – (3.7) получим:

$$I_{AY} - I_{BY} = \frac{2}{3}I_k' - \left(-\frac{1}{3}I_k'\right) = I_k'; \quad (3.14)$$

$$I_{BY} - I_{CY} = -\frac{1}{3}I_k' - \left(-\frac{1}{3}I_k'\right) = 0; \quad (3.15)$$

$$I_{CY} - I_{AY} = -\frac{1}{3}I_k' - \frac{2}{3}I_k' = -I_k', \quad (3.16)$$

Напряжения на шинах системы (в месте включения ДЗ линии) для дополнительного режима:

$$\dot{U}_A^{(\partial on)} = -Z_C \dot{I}_{AY} = -\frac{2}{3}Z_C \dot{I}_k'; \quad (3.17)$$

$$\dot{U}_B^{(\partial on)} = Z_C \dot{I}_{BY} = \frac{1}{3}Z_C \dot{I}_k'; \quad (3.18)$$

$$\dot{U}_C^{(\partial on)} = Z_C \dot{I}_{CY} = \frac{1}{3}Z_C \dot{I}_k'; \quad (3.19)$$

$$\dot{U}_{AB}^{(\partial on)} = \dot{U}_A^{(\partial on)} - \dot{U}_B^{(\partial on)} = -Z_C \dot{I}_k'; \quad (3.20)$$

$$\dot{U}_{BC}^{(\partial on)} = \dot{U}_B^{(\partial on)} - \dot{U}_C^{(\partial on)} = 0; \quad (3.21)$$

$$\dot{U}_{CA}^{(\partial on)} = \dot{U}_C^{(\partial on)} - \dot{U}_A^{(\partial on)} = Z_C \dot{I}_k'. \quad (3.22)$$

Полные междуфазные напряжения при КЗ находятся наложением доаварийного нормального режима и дополнительного режима. С учетом векторной диаграммы рис. 3.3 и уравнений (3.20) – (3.22) получим:

$$\dot{U}_{AB} = \dot{U}_{AB}^{(H)} + \dot{U}_{AB}^{(\partial on)} = \sqrt{3}\dot{E}_A e^{j30^\circ} - I'_k Z_C = \dot{E}_A \left[\sqrt{3}e^{j30^\circ} - \frac{1,5Z_C}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}} \right] \quad (3.23)$$

$$\dot{U}_{BC} = \dot{U}_{BC}^{(H)} + \dot{U}_{BC}^{(\partial on)} = \sqrt{3}\dot{E}_A e^{-j90^\circ}; \quad (3.24)$$

$$\dot{U}_{CA} = \dot{U}_{CA}^{(H)} + \dot{U}_{CA} = \sqrt{3}\dot{E}_A e^{j150^\circ} + I'_k Z_C = \dot{E}_A \left[\sqrt{3}e^{j150^\circ} + \frac{1,5Z_C}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}} \right]. \quad (3.25)$$

Из (3.23) – (3.25) и (3.14) – (3.16) с учетом (3.13) получим выражения для замеров реле сопротивления ДЗ, включенных на "петли" междуфазных КЗ АВ, ВС и СА:

$$Z_{AB} = \frac{U_{AB}}{I_A - I_B} = \frac{\dot{E}_A \left(\sqrt{3}e^{j30^\circ} - \frac{1,5Z_C}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}} \right)}{\frac{1,5\dot{E}_A}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}}} = \quad (3.26)$$

$$= \frac{2\sqrt{3}}{3}e^{j30^\circ} \left[(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II} \right] - Z_C = (1 + j\frac{\sqrt{3}}{3}) \left[(R_C + R_{\mathcal{L}} + R_T + \frac{1}{2}R'_{II}) + j(X_C + X_{\mathcal{L}} + X_T) \right] - (R_C + jX_C);$$

$$R_{AB} = R_{\mathcal{L}} + R_T + \frac{1}{2}R'_{II} - \frac{\sqrt{3}}{3}(X_C + X_{\mathcal{L}} + X_T); \quad (3.27)$$

$$X_{AB} = X_{\mathcal{L}} + X_T + \frac{\sqrt{3}}{3}(R_C + R_{\mathcal{L}} + R_T + \frac{1}{2}R'_{II}); \quad (3.28)$$

$$Z_{CA} = \frac{U_{CA}}{I_C - I_A} = \frac{\dot{E}_A \left(\sqrt{3}e^{j150^\circ} + \frac{1,5\dot{E}_A Z_C}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}} \right)}{\frac{1,5\dot{E}_A}{(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II}}} = \quad (3.29)$$

$$= -\frac{2\sqrt{3}}{3}e^{j150^\circ} \left[(Z_C + Z_{\mathcal{L}} + Z_T) + \frac{1}{2}R'_{II} \right] - Z_C = (1 - j\frac{\sqrt{3}}{3}) \left[(R_C + R_{\mathcal{L}} + R_T + \frac{1}{2}R'_{II}) + j(X_C + X_{\mathcal{L}} + X_T) \right] - (R_C + jX_C);$$

$$R_{CA} = R_{\text{Л}} + R_{\text{Т}} + \frac{1}{2}R'_{\text{П}} + \frac{\sqrt{3}}{3}(X_{\text{С}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}}); \quad (3.30)$$

$$X_{CA} = X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} - \frac{\sqrt{3}}{3}(R_{\text{С}} + R_{\text{Л}} + R_{\text{Т}} + \frac{1}{2}R'_{\text{П}}). \quad (3.31)$$

$$Z_{BC} = \frac{U_{BC}}{I_B - I_C} = \frac{\sqrt{3}\dot{E}_A e^{-j90^\circ}}{0} \rightarrow \infty. \quad (3.32)$$

Отметим, что соотношения для замеров РС разных фаз (3.26), (3.29) и (3.32) совпадают с аналогичными выражениями, полученными в [67, табл. П1] для случая металлического КЗ ($R'_{\text{П}} = 0$).

3.2.3 Влияние трансформации "звезда-треугольник" на замер ДЗ в режиме одностороннего питания ЛЭП. При симметричном трехфазном КЗ за трансформатором сопротивление на зажимах защиты для всех 3-х реле, включенных на "петли КЗ А-В, В-С и С-А", будет одинаково и равно

$$Z_{AB(BC,CA)} = Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Т}} + R'_{\text{П}}; \quad (3.33)$$

$$R_{AB(BC,CA)} = R_{\text{Л}} + R_{\text{Т}} + R'_{\text{П}}; \quad (3.34)$$

$$X_{AB(BC,CA)} = X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}}. \quad (3.35)$$

Из сравнения (3.28) и (3.31) с выражением (3.35) можно видеть, что при $R_{C(\text{Л},\text{Т})} \ll X_{C(\text{Л},\text{Т})}$ трансформация "звезда-треугольник" при несимметричных двухфазных КЗ за трансформатором обуславливает некоторое уменьшение реактивного сопротивления на зажимах реле, включенного на "петлю" КЗ СА и некоторое увеличение реактивного сопротивления на зажимах реле, включенного на "петлю" КЗ АВ. Значительно более существенное трансформация "звезда-треугольник", как это следует из сравнения выражений (3.27) и (3.30) с выражением (3.34), оказывает на активные сопротивления на зажимах защиты, значительно увеличивая их, что приводит к снижению чувствительности резервных ступеней ДЗ по активному сопротивлению при двухфазных КЗ по сравнению с трехфазным КЗ. Применяемые в настоящее время методики выбора уставок резервных ступеней ДЗ [например, 67–75 и др.] не учитывают указанный эффект трансформации "звезда-треугольник" при оценке их чувствительности, что может привести к отказам срабатывания защиты.

Влияние трансформации "звезда-треугольник" на реактивную и активную составляющие замера реле сопротивления увеличивается при КЗ через переходное сопротивление R'_{Π} .

В табл. 3.2 в качестве примера приведены результаты расчетов реактивной и активной составляющих замеров реле сопротивления, включенных на петли КЗ" А-В и С-А, рассчитанные по выражениям (3.27), (3.28), (3.30) и (3.31) для параметров элементов схемы замещения сети по рис. 3.1, приведенных в табл. 3.1. На рис. 3.4 приведены расчетные траектории движения в комплексной плоскости $\dot{Z} = R + jX$ конца вектора первичного сопротивления на зажимах указанных реле при увеличении переходного сопротивления R'_{Π} в месте КЗ.

Таблица 3.1 – Параметры элементов схемы замещения сети по рис. 3.1

Система			Линия			Трансформатор (Y/Δ–11)				Переходное сопротивление
$U_{ном},$ кВ	$S_k^{(3)},$ МВА	$X/R,$ о.е.	$l_{\Pi},$ км	$R_{\Pi},$ Ом/км	$X_{\Pi},$ Ом/км	$S_{ном},$ МВА	$U_{ВН},$ кВ	$U_{НН},$ кВ	$U_{\kappa}, \%$	$R_{\Pi}, \text{Ом}$
132	1143 - 4572	7	100	0,067	0,38	25	132	33	10	0 ... 10

Таблица 3.2 – Результаты расчетов реактивных и активных составляющих

замера реле сопротивления при $K_{AC}^{(2)}$ на стороне НН трансформатора

$R_{\Pi}, \text{Ом}$	Аналитические расчеты				Расчеты на имитационной модели			
	$X_{AB}, \text{Ом}$	$R_{AB}, \text{Ом}$	$X_{CA}, \text{Ом}$	$R_{CA}, \text{Ом}$	$X_{AB}, \text{Ом}$	$R_{AB}, \text{Ом}$	$X_{CA}, \text{Ом}$	$R_{CA}, \text{Ом}$
0	114,12	-57,27	101,90	76,24	114,2	-57,26	102	76,25
5	137,21	-17,27	78,81	116,24	137,3	-17,25	78,89	116,2
10	160,30	22,73	55,72	156,24	160	22,76	55,84	156,2

Достоверность результатов аналитических расчетов проверена сравнением их с результатами расчетов, выполненных на трехфазной имитационной модели сети по рис. 3.1, содержащей измерительные органы сопротивления, включенные на междуфазные "петли КЗ" (см. раздел 3.3).

На рис. 3.4 приведена также характеристика срабатывания резервной ступени ДЗ, выполненной на базе МП терминалов ДЗ производства фирмы ALSTOM (Areva)

МiCOM Р444. Уставки рассматриваемой ступени выбраны в соответствии с методикой [68–70] из условий отстройки от $Z_{\text{раб.мин}}$ и обеспечения требуемой чувствительности к металлическим КЗ и КЗ через расчетное переходное сопротивление на стороне НН трансформатора. Переходное сопротивление дуги в месте КЗ определялось по выражению [5, 64, 79]:

$$R_{\Pi} = r_{\partial} \approx \frac{1050 l_{\partial} K_{y\partial}}{I_{\partial}}, \quad (3.36)$$

где l_{∂} – длина дуги; I_{∂} – ток дуги; $K_{y\partial}$ – коэффициент, учитывающий возможность увеличения длины дуги в течение времени срабатывания ступени ДЗ.

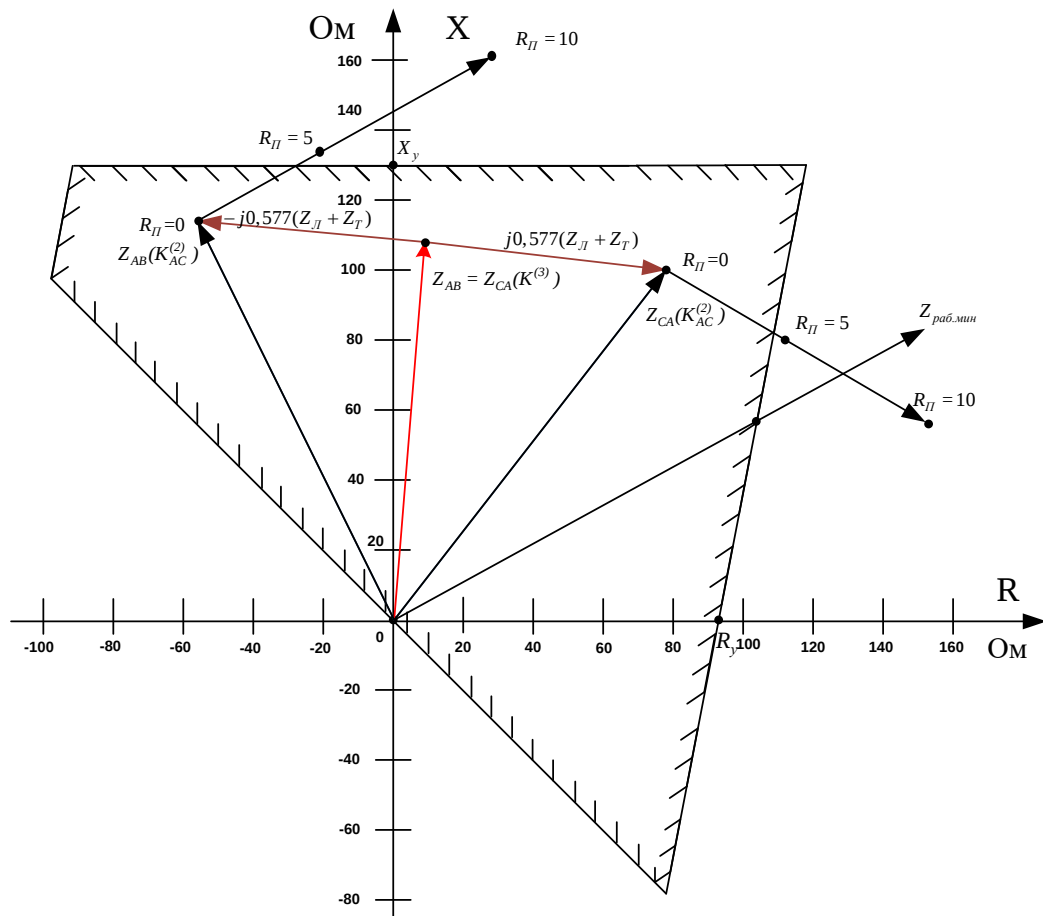


Рисунок 3.4 – Влияние трансформации "звезда-треугольник" на замер реле сопротивления, включенных на "петли КЗ АВ и СА", на ЛЭП с односторонним питанием при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором $Y/\Delta-11$

Из рис. 3.4 можно видеть, что при расчетных значениях переходного сопротивления R_{Π} в месте двухфазного КЗ за счет трансформации "звезда-треугольник" конец вектора сопротивления на зажимах защиты, как для реле, включенного на "пет-

лю КЗ" АС, так и для реле, включенного на "петлю КЗ" АВ, выходит за пределы области срабатывания, т.е. защита не обеспечивает требуемую чувствительность.

Из рис. 3.4 можно видеть также, что траектория движения конца вектора сопротивления на зажимах реле, включенного на "петлю АВ", направлена в основном в сторону увеличения активного сопротивления замера. Так как расширение области срабатывания защиты в указанном направлении невозможно по условиям отстройки от максимального рабочего режима, то увеличить чувствительность к КЗ через переходное сопротивление для данного реле в общем случае невозможно. Траектория движения конца вектора сопротивления на зажимах защиты реле, включенного на "петлю КЗ" СА, направлена в основном в сторону увеличения реактивного сопротивления. Так как возможность увеличения уставки по реактивному сопротивлению условиями отстройки от нагрузочных режимов практически не ограничена, то для данного реле увеличение $X_{с.з}$ в принципе позволяет обеспечить и повышение чувствительности при двухфазных КЗ и через переходное сопротивление. Таким образом, увеличивая уставку по реактивному сопротивлению в принципе можно обеспечить повышение чувствительности хотя бы для одного из двух реле сопротивления, которые могут сработать при двухфазных КЗ за трансформатором с группой соединения обмоток "звезда-треугольник".

Из выражений (3.35) и (3.28) можно определить величину уставки по реактивному сопротивлению резервной ступени ДЗ, обеспечивающей требуемую чувствительность не только к металлическим КЗ за трансформатором, но и КЗ через расчетное переходное сопротивление

$$X_{с.з}^{(рез.)} \geq K_{ч.мин}^{(рез.)} (X_{л} + X_{т} + \frac{\sqrt{3}}{3} (R_{с} + R_{л} + R_{т} + \frac{1}{2} R'_{л})), \quad (3.37)$$

т.е. уставка по сравнению с обычно принимаемой должна быть увеличена на величину:

$$\Delta X_{с.з}^{(рез.)} = K_{ч.мин}^{(рез.)} \frac{\sqrt{3}}{3} (R_{с} + R_{л} + R_{т} + \frac{1}{2} R'_{л}) \approx 0,577 K_{ч.мин}^{(рез.)} (R_{с} + R_{л} + R_{т} + \frac{1}{2} R'_{л}) \quad (3.38)$$

где $K_{ч.мин}^{(рез.)} = 1,2$ – минимально допустимое значение коэффициента чувствительности для ДЗ при КЗ в зоне дальнего резервирования [80].

Следует отметить, что выражения (3.34) и (3.35) не учитывают влияние подпитки места и угла сдвига между ЭДС по концам ЛЭП с двусторонним питанием. Влияние указанных факторов будет рассмотрено ниже.

Из выражений (3.26) – (3.31) можно видеть также, что при двухфазных КЗ за трансформатором с группок соединения обмоток Y/Δ определенное влияние на сопротивление на зажимах защиты может оказывать внутреннее сопротивление питающей системы, однако при $X_C \ll X_{\mathcal{L}} + X_T$ и $R_C \ll R_{\mathcal{L}} + R_T$ это влияние не существенно (рис. 3.5).

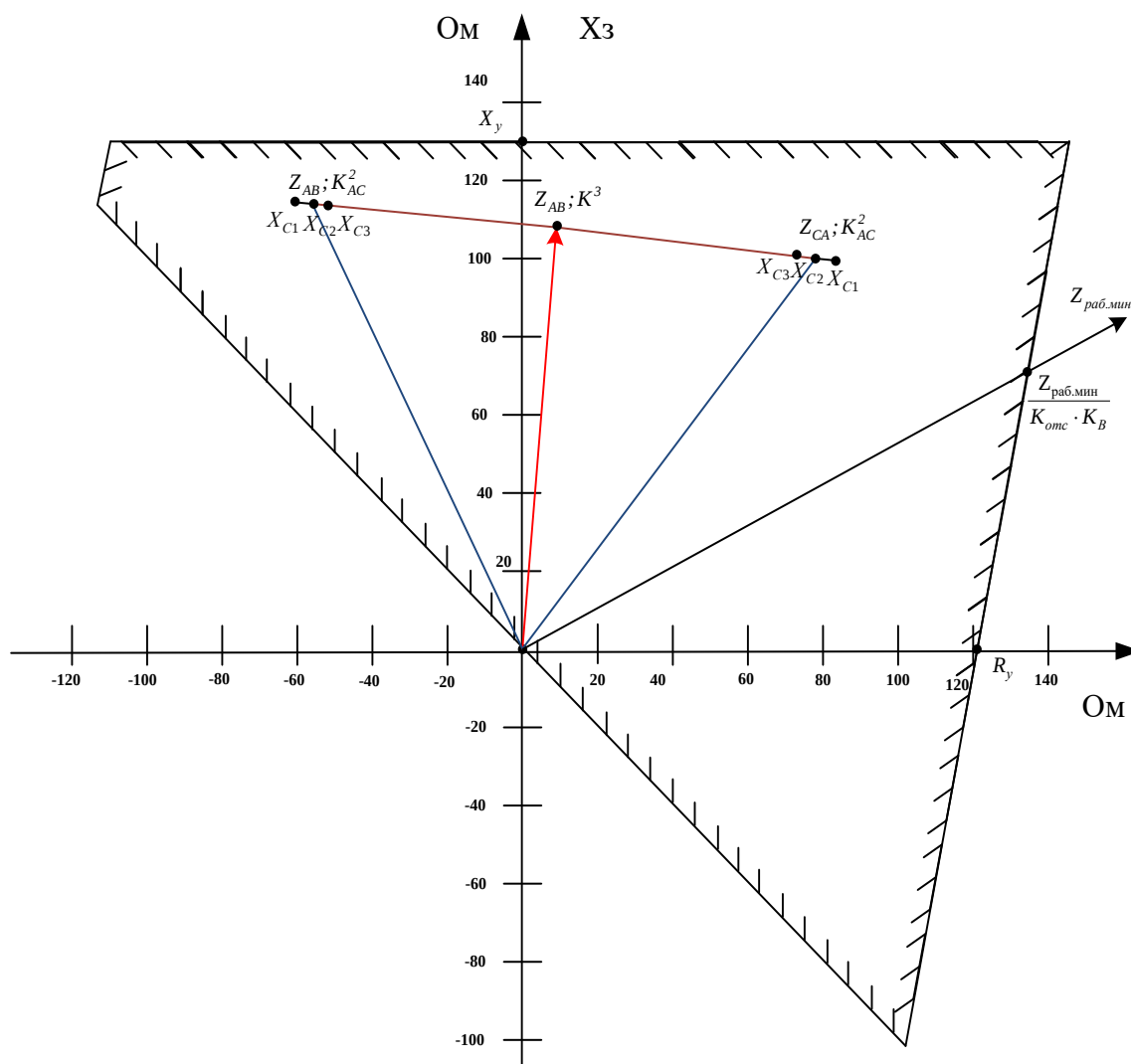


Рисунок 3.5 – Влияние сопротивления питающей системы на замер реле сопротивления, включенных на "петли КЗ АВ и СА", на ЛЭП с односторонним питанием при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11:

$$X_{C1} > X_{C2} > X_{C3}$$

3.2.4 Влияние подпитки на замер реле сопротивления ДЗ при двухфазных КЗ за трансформатором Y/Δ–11. Расчетную схему замещения ЛЭП с двусторонним питанием для оценки влияния "подпитки" на первичное сопротивление на зажимах защиты можно представить в виде, приведенном на рис. 3.6.

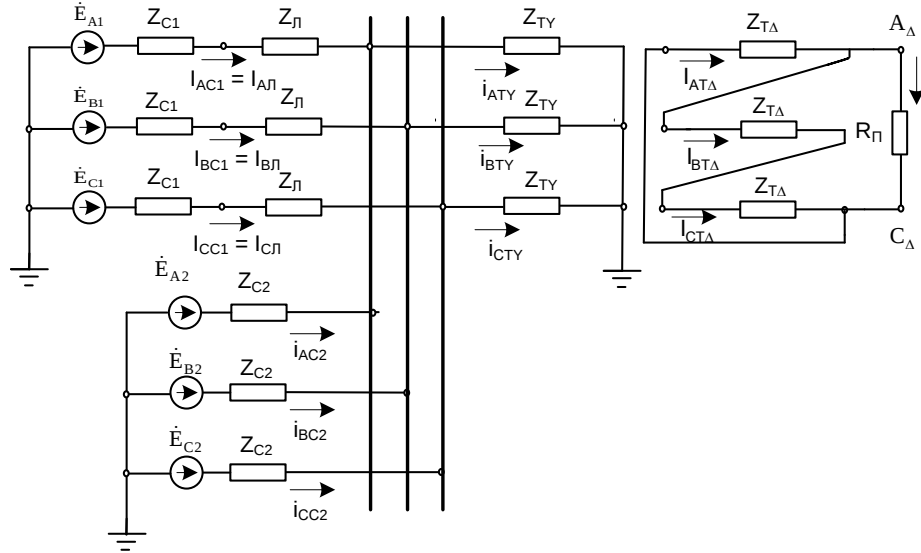


Рисунок 3.6 – Расчетная трехфазная схема замещения для определения замера ДЗ при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ–11 с учетом подпитки места КЗ от двух систем

Аналитическое решение для определения сопротивления на зажимах защиты достаточно просто может быть найдено только для случая, когда ЭДС двух систем $\dot{E}_{C1}$ и $\dot{E}_{C2}$ одинаковы по величине ($E_{C1} = E_{C2}$) и совпадают по фазе ($\delta = \arg(\dot{E}_{C1} / \dot{E}_{C2}) = 0$). При указанном допущении распределение токов по фазам питающей I_{C1} и подпитывающей I_{C2} систем одинаково и соответствует выражениям (3.5) – (3.7). Коэффициенты токораспределения по фазам при $E_{C1} = E_{C2}$ и $\delta = 0$ также одинаковы и равны

$$K_T = K_{TA} = K_{TB} = K_{TC} = \frac{I_{AC1}}{I_{ATY}} = \frac{I_{BC1}}{I_{BTY}} = \frac{I_{CC1}}{I_{CTY}} = \frac{I_{AC1}}{I_{AC1} + I_{AC2}} = \frac{I_{BC1}}{I_{BC1} + I_{BC2}} = \frac{I_{CC1}}{I_{CC1} + I_{CC2}} = \frac{|\dot{Z}_{C1} + \dot{Z}_L|}{|\dot{Z}_{C1} + \dot{Z}_L + \dot{Z}_{C2}|} \approx \frac{X_{C1} + X_L}{X_{C1} + X_L + X_{C2}}. \quad (3.39)$$

При равенстве коэффициентов токораспределения по фазам выражения для замеров реле сопротивления ДЗ, включенных на "петли" междуфазных КЗ АВ, ВС и СА, выражения (3.26) – (3.32) примут вид:

$$Z_{AB} = \frac{2\sqrt{3}}{3} e^{j30^\circ} \left[(Z_C + Z_{\text{Л}} + \frac{Z_T}{K_T}) + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T} \right] - Z_C = \quad (3.40)$$

$$= (1 + j \frac{\sqrt{3}}{3}) \left[(R_C + R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T}) + j(X_C + X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T}) \right] - (R_C + jX_C);$$

$$R_{AB} = R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T} - \frac{\sqrt{3}}{3} (X_C + X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T} X_T); \quad (3.41)$$

$$X_{AB} = X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T} + \frac{\sqrt{3}}{3} (R_C + R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T}); \quad (3.42)$$

$$Z_{CA} = -\frac{2\sqrt{3}}{3} e^{j150^\circ} \left[(Z_C + Z_{\text{Л}} + \frac{Z_T}{K_T}) + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T} \right] - Z_C = \quad (3.43)$$

$$= (1 - j \frac{\sqrt{3}}{3}) \left[(R_C + R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T}) + j(X_C + X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T}) \right] - (R_C + jX_C);$$

$$R_{CA} = R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T} + \frac{\sqrt{3}}{3} (X_C + X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T}); \quad (3.44)$$

$$X_{CA} = X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{K_T} - \frac{\sqrt{3}}{3} (R_C + R_{\text{Л}} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R'_{\text{Л}}}{K_T}); \quad (3.45)$$

$$Z_{BC} \rightarrow \infty. \quad (3.46)$$

В табл. 3.3 приведены расчеты активной и реактивной составляющей замеров реле сопротивления, включенных на "петли КЗ" фаз СА и АВ, иллюстрирующие влияние трансформации "звезда-треугольник" при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ на стороне НН трансформатора Y/Δ-11 при наличии "подпитки".

Достоверность результатов аналитических расчетов проверена сравнением их с результатами расчетов, выполненных на трехфазной имитационной модели сети по рис. 3.1, содержащей измерительные органы сопротивления, включенные на междуфазные "петли КЗ" (см. раздел 3.3).

Таблица 3.3 – Результаты расчетов реактивных и активных составляющих замера реле сопротивления при $K_{AC}^{(2)}$ на стороне НН трансформатора при наличии подпитки

$R_{\text{Л}}$	K_T	Аналитические расчеты				Расчеты на имитационной модели			
Ом	о.е.	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
0	1	114,12	-57,27	101,90	76,24	114,2	-57,26	102	76,25
5	1	137,21	-17,27	78,81	116,24	137,3	-17,25	78,89	116,2

R_{II}	K_T	Аналитические расчеты				Расчеты на имитационной модели			
Ом	о.е.	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
10	1	160,30	22,73	55,72	156,24	160	22,76	55,84	156,2
0	0,8	131,94	-66,63	118,93	87,00	132,5	-66,24	118,9	87,56
5	0,8	160,81	-16,63	90,06	137,00	161,1	-15,99	89,7	137,5
10	0,8	189,67	33,37	61,20	187,00	189,8	34,27	60,58	187,4
0	0,5	186,29	-95,17	170,82	119,79	187,3	-95,17	169,79	121,5
5	0,5	232,75	-14,68	124,35	200,27	232	-12,19	122,2	201,3
10	0,5	279,21	65,80	77,89	280,75	278	68,87	74,78	281,1
0	0,2	402,96	-208,96	377,70	250,52	406,6	-201,1	372,9	257,4
5	0,2	519,58	-6,94	261,08	452,54	518,6	-3,01	252,1	456,3
10	0,2	636,21	195,08	144,45	654,56	631	207,2	131,1	655,8

На рис. 3.7 приведены расчетные траектории (годографы) движения в комплексной плоскости $\dot{Z} = R + jX$ конца вектора первичного сопротивления на зажимах реле сопротивления, включенных на "петли КЗ" АВ и СА, при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ на стороне НН трансформатора Y/Δ-11 при увеличении переходного сопротивления R_{II} в месте повреждения для разных значений коэффициента токораспределения K_T и угле сдвига фаз между ЭДС систем 1 и 2 $\delta = 0$. На рис. 3.7 показаны также характеристики срабатывания резервной ступени ДЗ на базе МП терминалов ДЗ производства фирмы ALSTOM MiCOM P444. Уставки характеристик срабатывания для разных значений K_T выбраны в соответствии с методикой [68–70] из условий отстройки от $Z_{раб.мин}$ и обеспечения требуемой чувствительности к металлическим КЗ и КЗ через расчетное переходное сопротивление на стороне НН трансформатора.

Из рис. 3.7 можно видеть, что при расчетных значениях переходного сопротивления R_{II} в месте двухфазного КЗ за счет трансформации "звезда-треугольник" годограф вектора сопротивления на зажимах защиты, как для реле, включенного на "петлю КЗ" основных фаз АС, так и для реле, включенного на "петлю КЗ" фаз АВ, выходит за пределы области срабатывания, т.е. защита при выбранных по

указанной выше методике уставках не обеспечивает требуемую чувствительность при КЗ через переходное сопротивление.

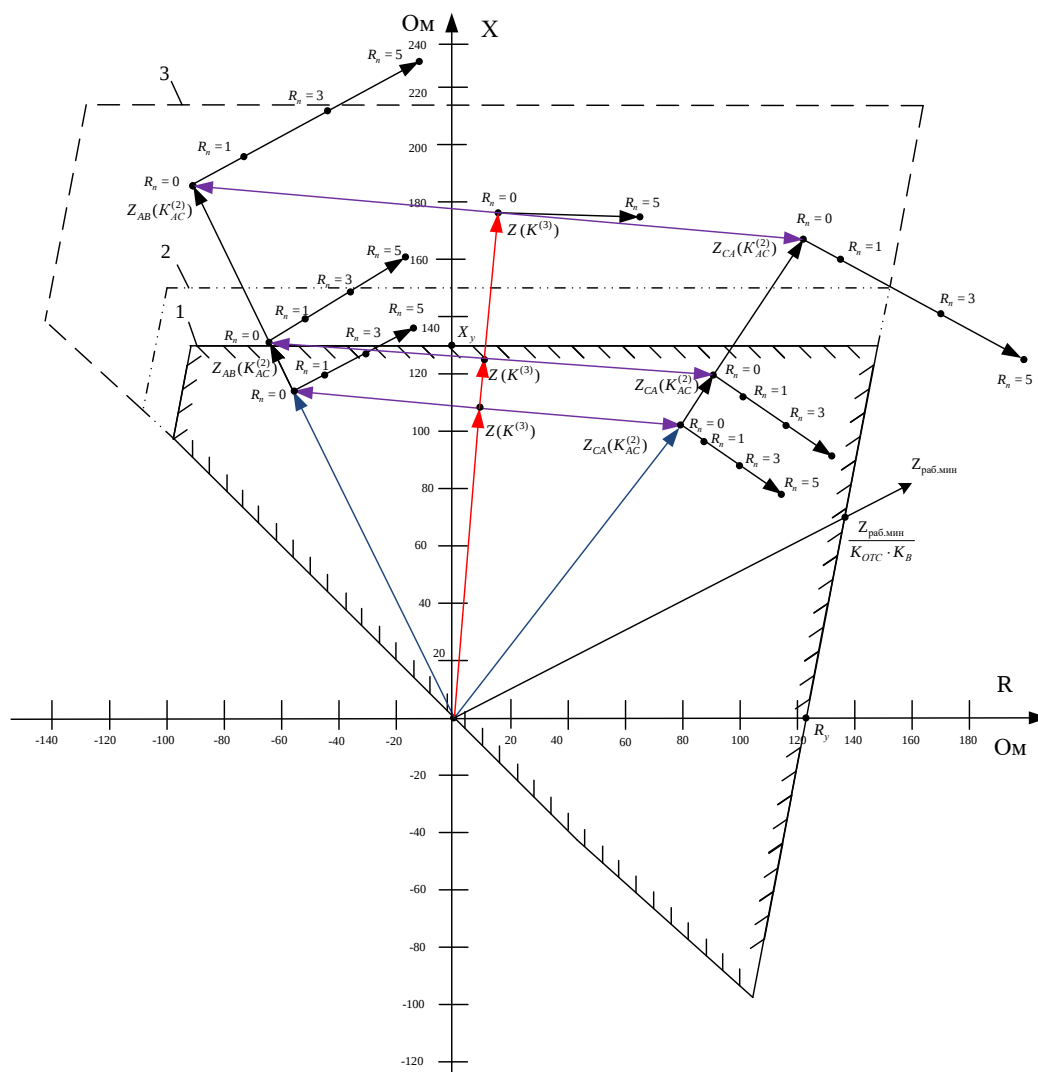


Рисунок 3.7 – Влияние трансформации "звезда-треугольник" на замер реле сопротивления, включенных на "петли КЗ АВ и СА", на ЛЭП с двусторонним питанием при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором $Y/\Delta-11$ при отсутствии

угла сдвига между ЭДС питающей и подпитывающей систем ($\delta = 0$):

$$1 - K_T = 1 \ (X_{C1} = 7,6 \text{ Ом}, X_L = 38,3 \text{ Ом}); 2 - K_T = 0,8 \ (X_{C1} = 7,6 \text{ Ом}, X_{C2} = 182,5 \text{ Ом}, \\ X_L = 38,3 \text{ Ом}); 3 - K_T = 0,5 \ (X_{C1} = 7,6 \text{ Ом}, X_{C2} = 45,6 \text{ Ом}, X_L = 38,3 \text{ Ом})$$

Из рис. 3.7 можно видеть, что увеличивая уставку по реактивному сопротивлению, можно обеспечить повышение чувствительности к КЗ через переходное сопротивление одного из двух реле сопротивления, которые могут сработать при двухфазных КЗ за трансформатором с группой соединения обмоток "звезда-треугольник" (например, при $K_{AC}^{(2)}$ реле, включенного на "петлю КЗ" АВ). Величи-

ну уставки по реактивному сопротивлению, обеспечивающей требуемую чувствительность не только к металлическим КЗ за трансформатором, но и КЗ через расчетное переходное сопротивление, можно определить из (3.42)

$$X_{с.з}^{(рез.)} \geq K_{ч.мин}^{(рез.)} \left(X_{л} + \frac{X_T}{K_T} + \frac{\sqrt{3}}{3} \left(R_C + R_{л} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R_{л}'}{K_T} \right) \right), \quad (3.47)$$

т.е. по сравнению с принимаемым по существующим методикам значением уставка по реактивному сопротивлению должна быть увеличена на величину

$$\Delta X_{с.з}^{(рез.)} = K_{ч.мин}^{(рез.)} \frac{\sqrt{3}}{3} \left(R_C + R_{л} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R_{л}'}{K_T} \right) \approx 0,577 K_{ч.мин}^{(рез.)} \left(R_C + R_{л} + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R_{л}'}{K_T} \right). \quad (3.48)$$

где $K_{ч.мин}^{(рез.)} = 1,2$ [80].

Полученные оценки не учитывают влияние на замер защиты угла сдвига между ЭДС δ по концам ЛЭП с двусторонним питанием. При $E_{C1} \neq E_{C2}$ или $\delta \neq 0$ распределение токов по фазам питающей I_{C1} и подпитывающей I_{C2} систем не будет соответствовать (3.39), и сопротивление на зажимах защиты буде сложно функцией параметров систем (Z_{C1} , Z_{C2} , E_{C1} , E_{C2} , δ) защищаемой линии $Z_{л}$, трансформатора, Z_T , переходного сопротивления в месте повреждения. Учитывая сложность получения и громоздкость общего аналитического решения для замеров реле сопротивления ДЗ, комплексное влияние всех указанных факторов удобнее исследовать на имитационных математических моделях.

3.3 Применение имитационных моделей для комплексного исследования влияния трансформации "звезда-треугольник" и других факторов на чувствительность резервных ступеней дистанционной защиты

3.3.1 Имитационная модель ЛЭП с двусторонним питанием. Модель выполнена с использованием пакетов SimPowerSystem и Simulink системы моделирования Matlab в соответствии со схемой замещения рис. 3.6 и приведена на рис. 3.8.

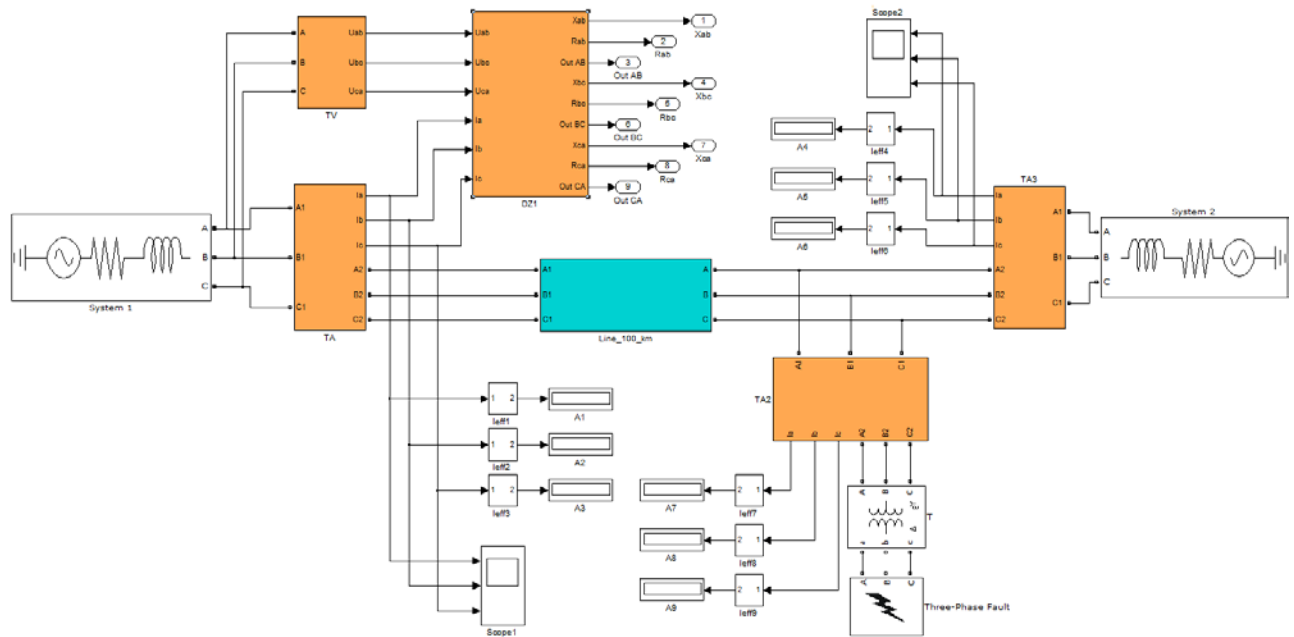


Рисунок 3.8 – Имитационная модель ЛЭП с двусторонним питанием для исследования влияния трансформации "звезда-треугольник" на замер ДЗ

Модель содержит две трехфазные системы System 1 и System 2, трехфазную ЛЭП Line 100 km, трансформатор T с группой соединения обмоток Y/Δ–11, блок имитации КЗ Three Phase Fault. Модель содержит также первичные преобразователи тока ТА и напряжения TV для подключения блока DZ, имитирующего дистанционную защиту от междуфазных КЗ, а также средства измерения и визуализации эффективных значений токов ЛЭП и трансформатора (блоки Ieff и цифровые дисплеи A).

3.3.2 Имитационные модели измерительных органов ДЗ. Структурная схема дистанционной защиты (изображенной на рис. 3.8 блоком DZ) дана на рис. 3.9. Блок DZ состоит из 3-х реле сопротивления (РС), включенных на "петли" междуфазных КЗ АВ, ВС и СА. Каждое РС состоит из измерительной части (RSAB, RSBC, RSCA), осуществляющей замер текущих значений реактивного X и активного R сопротивлений контролируемой "петли КЗ" и логического блока (LogikAB, LogikBC, LogikCA), реализующего условия срабатывания в соответствии с заданной формой и уставками полигональной характеристики срабатывания РС в комплексной плоскости Z .

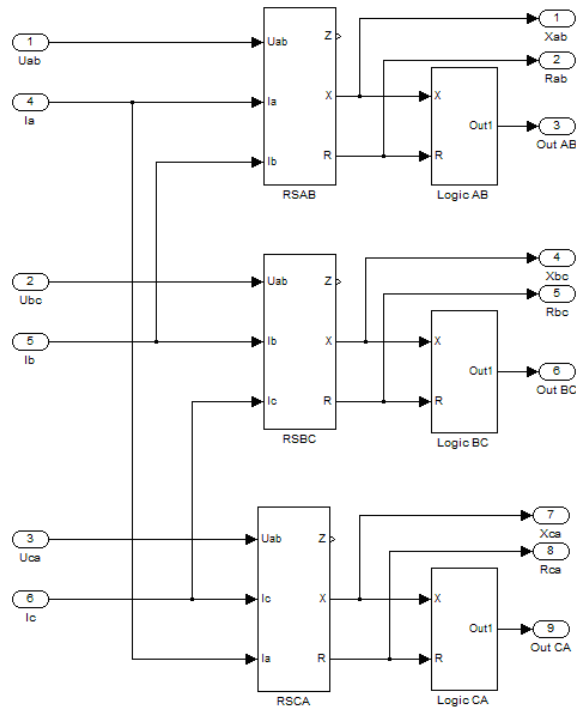


Рисунок 3.9 – Структурная схема имитационной модели ДЗ от междуфазных КЗ

Структурно-функциональная схема блока RSAB, осуществляющего замер текущих значений реактивного X_{AB} и активного R_{AB} сопротивлений "петли КЗ" АВ, выполненная с использованием стандартных блоков пакет Simulink, приведена на рис. 3.10.

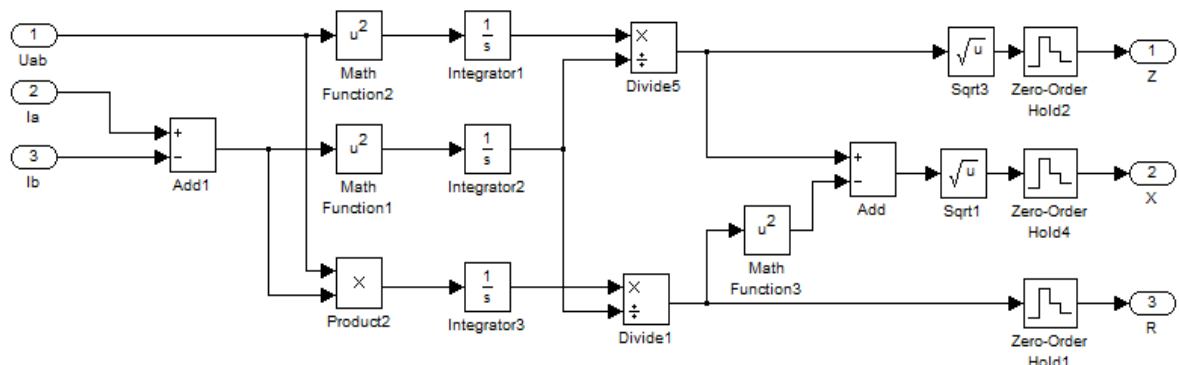


Рисунок 3.10 – Структурно-функциональная схема блока измерения текущих значений реактивного X_{AB} и активного R_{AB} сопротивлений "петли КЗ"

Структурно-функциональная схема блока, задающего в комплексной плоскости Z заданные уставки и форму характеристики срабатывания РС, приведена на рис. 3.11.

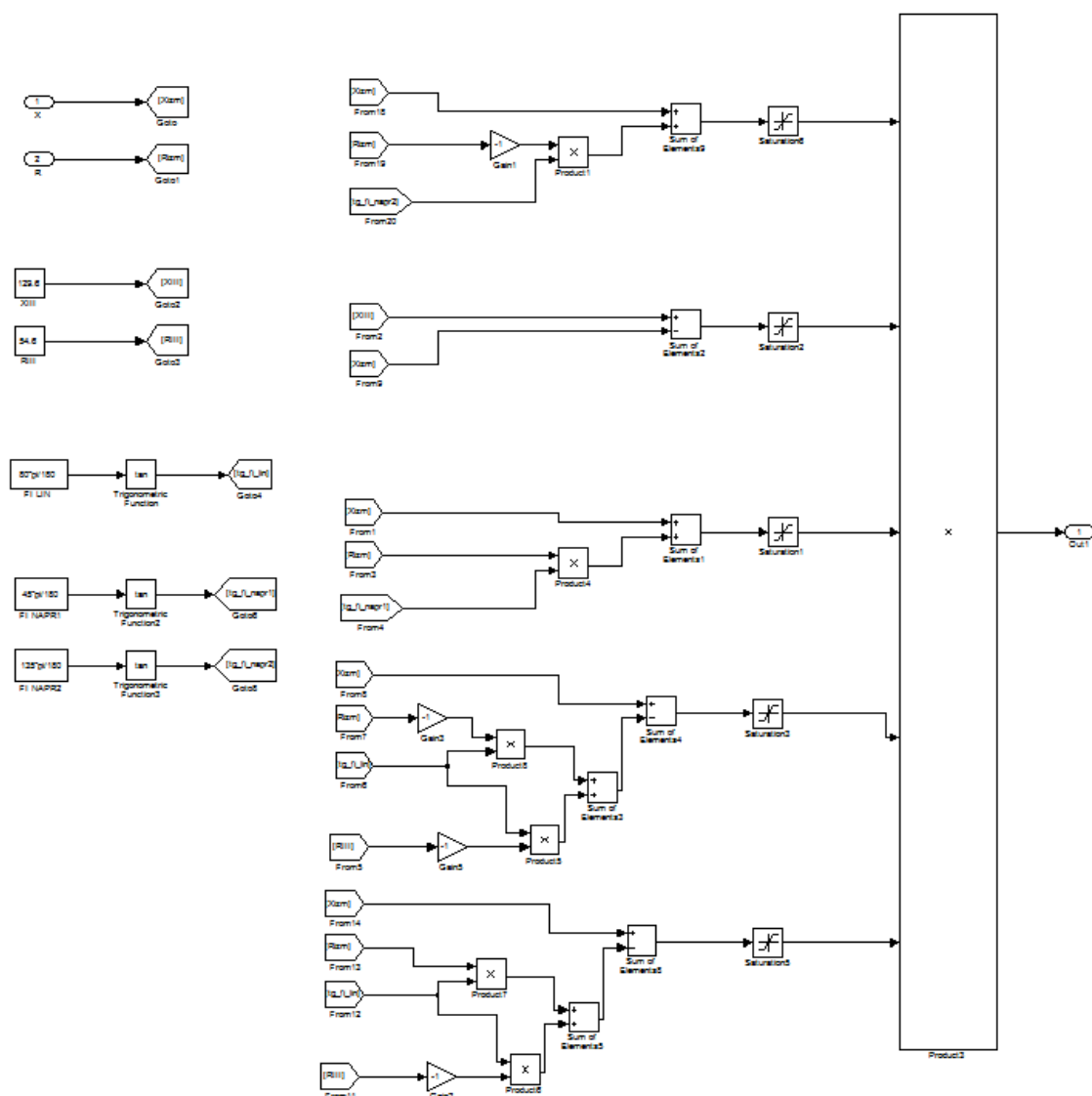


Рисунок 3.11 – Структурно-функциональная схема блока, задающего форму характеристики срабатывания РС в комплексной плоскости Z

3.3.3 Расчетные условия при анализе влияния трансформации "звезда-треугольник" на первичное сопротивление на зажимах реле сопротивления с учетом различия ЭДС по концам ЛЭП с двусторонним питанием на имитационной модели. Исследования влияния на замер ДЗ трансформации "звезда-треугольник" в сочетании с другими влияющими факторами (углом сдвига между ЭДС E_1 и E_2 по концам ЛЭП, различием ЭДС по величине, "подпитки" места КЗ, переходного сопротивления в месте повреждения, нагрузки трансформатора понижительной подстанции) выполнялись на комплексной имитационной модели ЛЭП с двусторонним питанием по рис. 3.7. При исследованиях диапазоны значений основных влияющих факторов были приняты в соответствии данными табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные условия для анализа влияния на замер ДЗ трансформации
"звезда-треугольник" в сочетании с другими факторами

№ п/п	Параметр	Диапазон значений
1	Отношение значений ЭДС E_1/E_2	0,8 ... 1,25
2	Угол сдвига между ЭДС $\delta = \arg(\dot{E}_1 / \dot{E}_2)$	$\pm 30^\circ$
3	Коэффициент токораспределения K_T	1 ... 0,2
4	Переходное сопротивление R_{II}	0 ... 5 Ом
5	Загрузка трансформатора $K_3 = I_{\text{раб.макс}}/I_{\text{ном}}$	0,5 ... 1,4

Анализ влияния указанных факторов проводился для реле сопротивления резервных ступеней ДЗ, выполненных с применением МП терминалов производства фирмы ALSTOM (Areva) типа MiCOM P440 и фирмы Siemens типа 7SD52, применяемых на ЛЭП 132 кВ ЭЭС РЙ. Типовые характеристики срабатывания резервных ступеней ДЗ, выполненных на основе терминалов указанных типов, приведены на рис. 3.12.

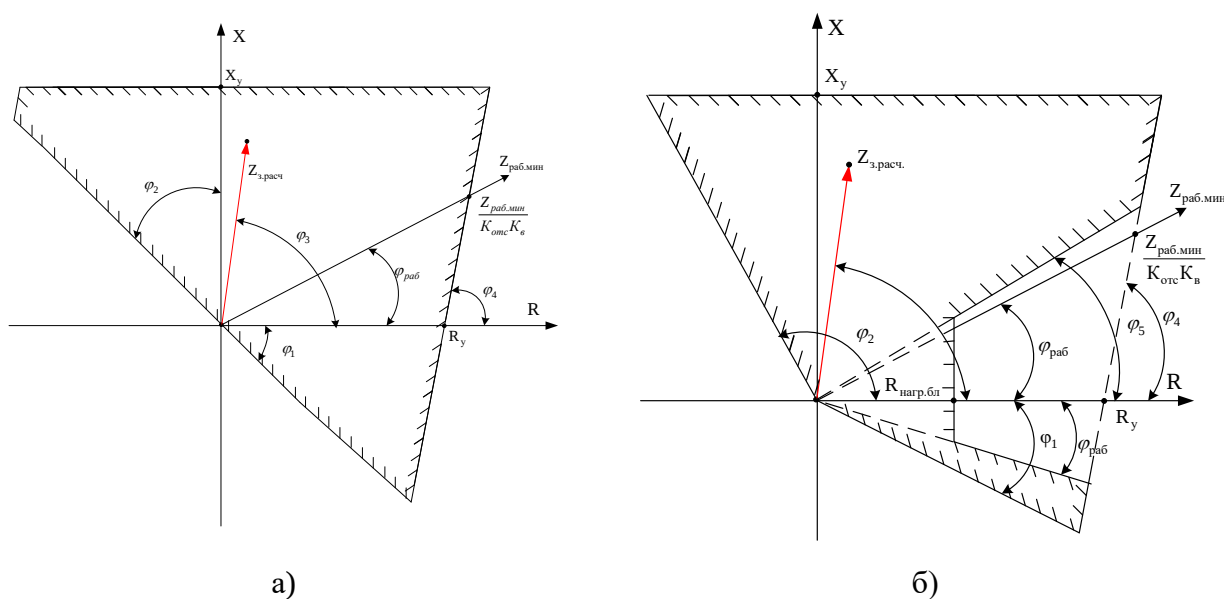


Рисунок 3.12 – Типовые характеристики срабатывания резервных ступеней ДЗ, выполненных на основе терминалов типа MiCOM P440 (ALSTOM) и 7SD52 (Siemens)

На рис. 3.12, а и б $Z_{z.расч}$ – расчетное сопротивление на зажимах защиты при металлическом трехфазном КЗ в расчетном узле (при КЗ за трансформатором ПС). Уставки срабатывания резервных ступеней ДЗ модели по реактивному и ак-

тивному сопротивлению X_y , R_y и углы настройки характеристик срабатывания φ_1 , φ_2 , φ_3 , φ_4 , φ_5 выбраны в соответствии с рекомендациями методик [69, 70, 73–75].

3.3.4 Анализ результатов вычислительных экспериментов, выполненных на имитационной модели. Результаты расчетов, выполненных на имитационной модели, иллюстрируют рис. 3.13 – 3.15.

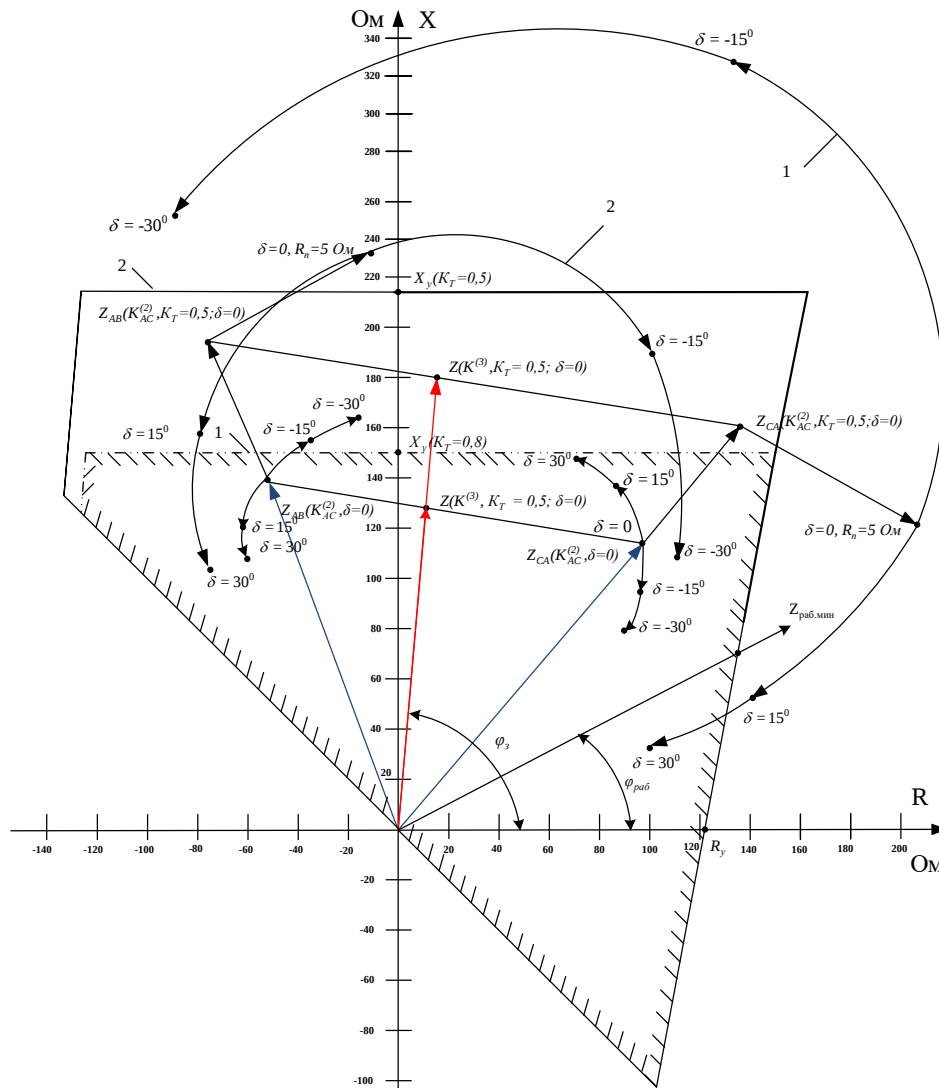


Рисунок 3.13 – Влияние угла δ сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП на замер резервной ступени ДЗ, выполненной с применением РС МП терминала типа MiCOM P443 фирмы ALSTOM, при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором $Y/\Delta-11$ при $R_n = 5$ Ом, $E_1/E_2 = 1$ и значениях $K_T = 0,8$ и $0,5$: 1 – годограф вектора $Z_{CA}^{(2)}$; 2 – годограф вектора $Z_{AB}^{(2)}$

Из анализа годографа вектора первичного сопротивления на зажимах защиты $Z_{CA}^{(2)}$ (кривая 1 на рис. 3.13) можно видеть, что при заданных расчетных условиях (K_T , R_{II}) РС основных фаз СА в рассматриваемом диапазоне изменения угла δ срабатывать не будет (конец вектора сопротивления $Z_{CA}^{(2)}$ находится вне области срабатывания), при этом чувствительность РС будет наименьшей при отрицательных значениях δ ($\dot{E}_1$ отстает по фазе от $\dot{E}_2$). Из рис. 3.13 можно видеть, что обеспечение требуемой чувствительности данного РС как при отрицательных, так и при положительных значениях угла δ возможно только при увеличении уставки как по реактивному X_y , так и по активному R_y сопротивлениям. Однако для РС с рассматриваемой характеристикой срабатывания при сохранении требуемой отстроенности от нагрузочного режима ($Z_{\text{раб.мин}}$) увеличение уставки возможно только по реактивному сопротивлению X_y .

При использовании для резервных ступеней ДЗ характеристик срабатывания с функцией блокирования защиты в нагрузочных режимах (с "вырезом" из характеристики срабатывания области, соответствующей сопротивлению на зажимах защиты в нагрузочных режимах) возможности отдельного регулирования уставок по реактивному X_y и активному R_y сопротивлениям не ограничиваются условиями отстроенности от нагрузочных режимов (например, рис. 3.14). Рис. 3.15 иллюстрирует влияние трансформации "звезда-треугольник" на замер резервной ступени ДЗ при двухфазном КЗ за трансформатором и различии значений ЭДС по концам защищаемой ЛЭП. Из рис. 3.14 и 3.15 можно видеть, что при использовании РС с указанной формой характеристики срабатывания требуемая чувствительность РС основных и неосновных фаз при внутренних КЗ за трансформатором Y/Δ через переходное сопротивление в условиях сдвига фаз между ЭДС питающих систем или различия их значений принципе может быть обеспечена за счет увеличения уставок как по реактивному X_y , так и по активному R_y сопротивлениям. Необходимо, однако, отметить, что возможности увеличения уставки по активному сопротивлению R_y , как правило, ограничены рекомендациями фирм-производителей микропро-

цессорных устройств РЗА при выборе уставок ступеней ДЗ выполнять условие $R_y < X_y$ [например, 68 – 73 и др.].

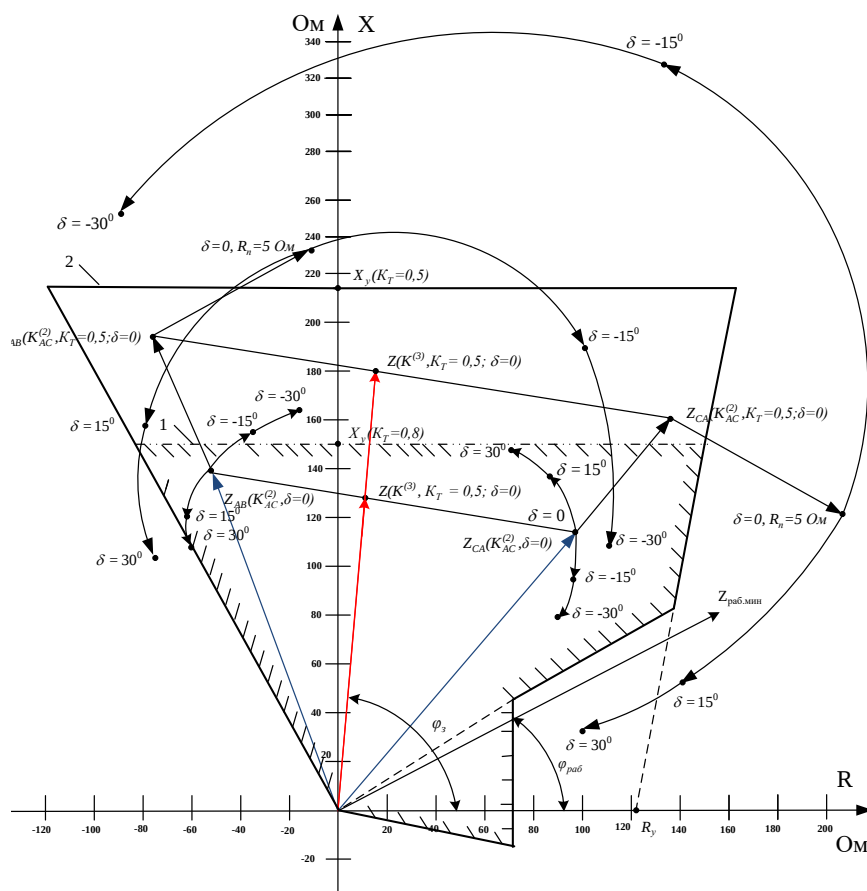


Рисунок 3.14 – Влияние угла δ сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП на замер резервной ступени ДЗ, выполненной с применением РС МП терминала типа 7SD52 фирмы Siemens при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором $Y/\Delta-11$ при $R_n = 0$ и 5 Ом ,

$E_1/E_2 = 1$ и значениях $K_T = 0,5$ и $0,8$: 1 – характеристика срабатывания РС

при $K_T = 0,5$; 2 – характеристика срабатывания РС при $K_T = 0,8$

С учетом указанных ограничений в части регулирования уставки по активному сопротивлению R_y наиболее простым способом повышения дальнего резервирования при двухфазных КЗ за трансформаторами с группой соединения обмоток "звезда-треугольник", на наш взгляд, является увеличение уставки по реактивному сопротивлению до значения, при котором требуемая чувствительность обеспечивается за счет РС неосновных фаз.

В табл. 3.5 – 3.7 приведены результаты расчетов на имитационной модели ЛЭП реактивной и активной составляющих замера сопротивления РС, включен-

ных на "петли КЗ" неосновных и основных фаз АВ и СА при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11 для разных значений $K_T = 0,2 \dots 0,8$, $R_{II} = 0 \dots 10$ Ом и угла сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП $\delta = -30^\circ \dots +30^\circ$.

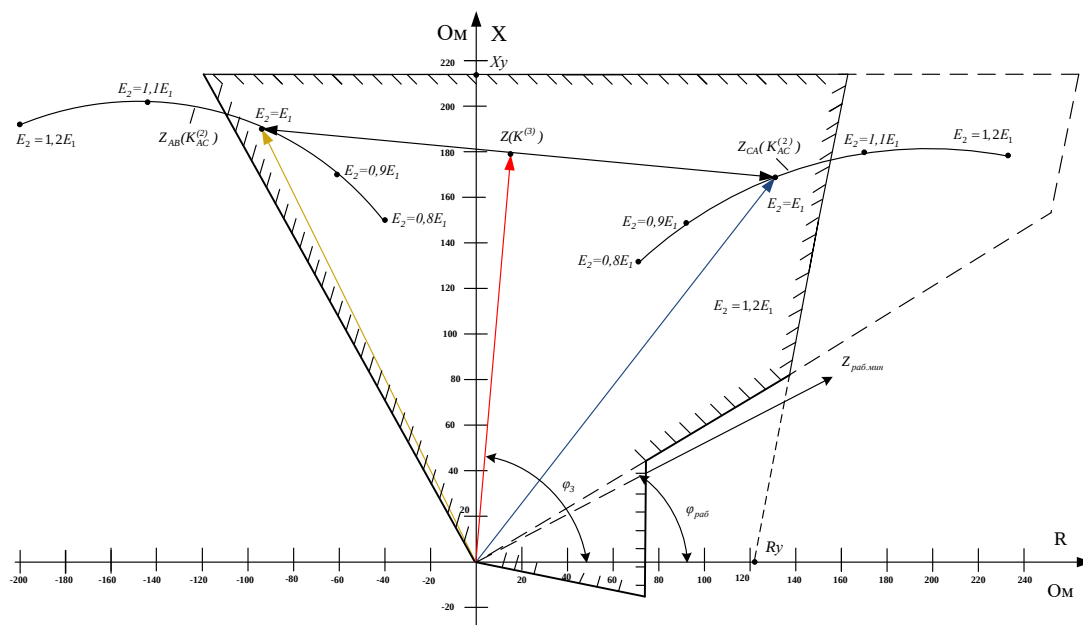


Рисунок 3.15 – Влияние различия значений ЭДС по концам ЛЭП на замер резервной ступени ДЗ, выполненной с применением РС МП терминала типа 7SD52 фирмы Siemens при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11 при $\delta = 0$, $R_n = 0$, $K_T = 0,5$

Таблица 3.5 – Результаты расчетов на имитационной модели реактивной и активной составляющих замера сопротивления РС, включенных на "петли КЗ" АВ и СА, для схемы сети по рис. 3.6 при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11 при $K_T = 0,2$

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
1	-30	0	31,51	125,00	23,99	97,08
2	-30	3	30,64	115,20	18,47	94,24
3	-30	5	27,96	110,90	15,07	93,92
4	-30	10	21,03	106,10	9,14	95,66
5	-25	0	41,84	152,50	28,19	113,40
6	-25	3	39,28	138,20	20,53	109,90
7	-25	5	34,93	132,30	15,92	109,60
8	-25	10	24,72	126,20	7,91	112,00
9	-20	0	63,84	192,90	35,90	135,60

10	-20	3	56,46	170,70	24,64	131,30
11	-20	5	48,63	162,50	18,05	131,10
12	-20	10	32,26	154,70	6,65	134,90
13	-15	0	117,90	253,00	51,24	166,90
14	-15	3	94,75	217,50	33,31	162,10

Продолжение табл. 3.5

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
15	-15	5	78,59	206,50	23,21	162,60
16	-15	10	49,34	198,00	5,76	169,10
17	-10	0	270,50	313,90	85,20	211,90
18	-10	3	191,40	273,90	53,64	209,40
19	-10	5	153,70	266,60	36,59	212,40
20	-10	10	94,69	267,80	6,96	226,00
21	-5	0	546,20	132,10	170,20	269,10
22	-5	3	410,20	234,30	110,00	285,70
23	-5	5	347,90	283,10	77,92	300,20
24	-5	10	244,00	367,10	19,33	339,20
25	0	0	406,70	-201,10	372,90	257,40
26	0	3	473,90	-78,64	300,40	376,80
27	0	5	518,60	3,01	252,10	456,50
28	0	10	631,00	207,20	131,70	655,80
29	5	0	212,10	-216,00	486,50	-31,45
30	5	3	277,10	-201,40	651,30	90,84
31	5	5	326,40	-201,50	839,20	183,00
32	5	10	451,60	-248,60	1939,00	20,93
33	10	0	128,60	-174,10	301,00	-191,00
34	10	3	161,90	-180,10	386,20	-253,20
35	10	5	182,80	-192,10	419,10	-339,40
36	10	10	213,80	-241,00	301,10	-521,10
37	15	0	90,32	-139,60	175,20	-179,80
38	15	3	108,50	-147,00	192,80	-223,90
39	15	5	118,10	-156,50	184,80	-257,80
40	15	10	126,20	-185,20	127,40	-294,00
41	20	0	70,00	-114,60	116,20	-147,90

42	20	3	81,09	-120,80	119,20	-173,20
43	20	5	86,17	-127,50	111,30	-188,30
44	20	10	88,28	-145,20	82,16	-200,90
45	25	0	57,92	-96,33	86,11	-121,60

Продолжение табл. 3.5

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
46	25	3	65,28	-101,20	85,68	-137,10
47	25	5	68,31	-106,10	80,04	-145,30
48	25	10	68,64	-117,80	62,82	-151,30
49	30	0	50,11	-82,47	68,86	-101,70
50	30	3	55,33	-86,28	67,67	-112,00
51	30	5	57,30	-89,93	63,63	-117,10
52	30	10	57,05	-98,23	52,37	-120,50

Таблица 3.6 – Результаты расчетов на имитационной модели реактивной и активной составляющих замера сопротивления РС, включенных на "петли КЗ" АВ и СА, для схемы сети по рис. 3.6 при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ–11 при $K_T = 0,5$

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
1	-30	0	165,80	114,30	58,40	95,79
2	-30	3	126,20	110,40	44,16	98,18
3	-30	5	107,80	112,30	36,53	101,20
4	-30	10	78,45	120,70	23,05	110,30
5	-25	0	201,50	101,20	66,41	104,00
6	-25	3	151,90	109,40	49,28	107,90
7	-25	5	129,70	116,50	40,08	111,90
8	-25	10	94,35	132,60	23,54	123,40
9	-20	0	235,50	69,93	77,33	112,60
10	-20	3	182,00	99,13	56,64	119,20
11	-20	5	157,50	114,70	45,45	124,70
12	-20	10	117,20	144,00	24,89	139,70
13	-15	0	254,40	21,34	92,23	120,80
14	-15	3	211,20	75,03	67,37	131,90
15	-15	5	189,40	102,10	53,74	140,10

16	-15	10	149,60	151,30	27,85	160,80
17	-10	0	248,10	-31,28	112,30	127,30
18	-10	3	230,40	37,00	83,25	145,80
19	-10	5	219,00	74,36	66,80	158,30
20	-10	10	192,70	147,60	33,97	188,60

Продолжение табл. 3.6

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
21	-5	0	221,30	-71,40	138,50	129,00
22	-5	3	231,20	-6,94	106,80	159,60
23	-5	5	235,80	32,80	87,85	179,40
24	-5	10	241,40	122,20	46,75	226,90
25	0	0	187,30	-93,22	169,70	121,50
26	0	3	214,50	-44,60	141,20	169,40
27	0	5	232,60	-12,19	122,20	201,30
28	0	10	278,00	68,87	74,82	281,10
29	5	0	155,90	-100,70	201,10	100,10
30	5	3	188,40	-69,13	187,80	167,00
31	5	5	212,60	-48,33	177,20	215,90
32	5	10	282,20	1,46	141,80	356,60
33	10	0	130,40	-99,86	223,40	64,01
34	10	3	161,40	-81,14	240,10	140,10
35	10	5	185,10	-70,40	254,60	202,90
36	10	10	254,90	-53,62	310,80	428,70
37	15	0	110,90	-95,03	228,00	21,03
38	15	3	137,70	-84,57	277,70	83,58
39	15	5	158,10	-80,42	328,90	136,00
40	15	10	215,00	-84,35	610,40	300,30
41	20	0	96,15	-88,63	215,10	-17,11
42	20	3	118,50	-83,08	280,30	14,94
43	20	5	135,20	-82,59	347,90	30,12
44	20	10	177,50	-95,68	616,20	-82,91
45	25	0	84,98	-81,87	192,30	-43,38
46	25	3	103,40	-79,15	252,20	-38,76
47	25	5	116,80	-80,48	305,80	-54,04

48	25	10	147,60	-96,12	398,10	-217,90
49	30	0	76,42	-75,31	167,60	-57,81
50	30	3	91,69	-74,16	213,50	-68,20
51	30	5	102,40	-76,29	246,40	-93,31
52	30	10	124,90	-91,54	260,20	-209,10

Таблица 3.7 – Результаты расчетов на имитационной модели реактивной и активной составляющих замера сопротивления РС, включенных на "петли КЗ" АВ и СА для схемы сети по рис. 3.6 при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11 при $K_T = 0,8$

№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
1	-30	0	163,00	-31,58	86,38	85,13
2	-30	3	158,50	7,40	69,77	99,67
3	-30	5	155,50	30,08	60,18	109,40
4	-30	10	148,20	77,71	40,53	132,90
5	-25	0	160,50	-39,89	90,68	87,01
6	-25	3	160,30	-0,18	73,19	103,30
7	-25	5	159,80	23,52	62,95	114,10
8	-25	10	156,80	74,70	41,41	140,20
9	-20	0	156,50	-47,46	95,49	88,49
10	-20	3	160,80	-8,07	77,28	106,90
11	-20	5	162,90	16,08	66,41	118,90
12	-20	10	165,40	70,00	42,94	148,10
13	-15	0	151,40	-54,02	100,80	89,43
14	-15	3	159,90	-15,93	82,10	110,30
15	-15	5	164,60	8,06	70,67	123,90
16	-15	10	173,60	63,48	45,32	156,80
17	-10	0	180,70	55,16	48,81	166,20
18	-10	3	157,60	-23,41	87,70	113,30
19	-10	5	164,90	-0,28	75,87	128,70
20	-10	10	180,70	55,16	48,81	166,20
21	-5	0	139,10	-63,41	112,60	89,11
22	-5	3	154,10	-30,20	94,14	115,80
23	-5	5	163,70	-8,35	82,18	133,30
24	-5	10	186,20	45,28	53,75	176,50
25	0	0	132,50	-66,24	118,90	87,56

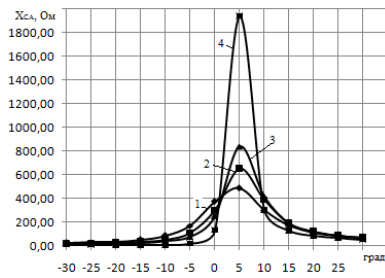
26	0	3	149,70	-36,09	101,40	117,50
27	0	5	161,10	-15,99	89,70	137,50
28	0	10	189,80	34,27	60,58	187,40
29	5	0	126,00	-67,94	125,20	84,91
30	5	3	144,50	-40,04	109,40	118,20
31	5	5	157,30	-22,84	98,49	140,80

Продолжение табл. 3.7

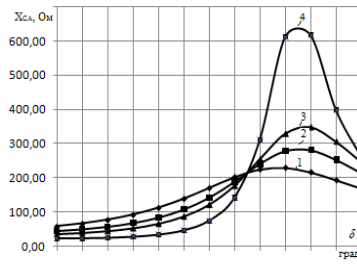
№ п/п	δ , град	R_n , Ом	X_{AB} , Ом	R_{AB} , Ом	X_{CA} , Ом	R_{CA} , Ом
32	5	10	191,00	22,73	69,86	198,80
33	10	0	119,80	-68,67	131,20	81,12
34	10	3	139,00	-44,73	118,00	117,60
35	10	5	152,60	-28,71	108,50	143,00
36	10	10	189,90	11,32	82,24	210,30
37	15	0	113,90	-68,59	136,60	76,19
38	15	3	133,30	-47,48	126,90	115,40
39	15	5	147,30	-33,50	119,70	143,40
40	15	10	186,70	0,64	98,39	220,90
41	20	0	108,60	-67,86	141,30	70,26
42	20	3	127,60	-49,29	135,80	111,50
43	20	5	141,70	-37,20	131,60	141,80
44	20	10	181,80	-8,82	118,90	229,50
45	25	0	103,70	-66,63	144,80	63,52
46	25	3	122,10	-50,27	144,10	105,80
47	25	5	135,90	-39,87	143,70	137,60
48	25	10	175,60	-16,76	143,70	234,00
49	30	0	99,28	-65,02	147,10	56,26
50	30	3	116,90	-50,55	151,30	98,32
51	30	5	130,20	-41,61	155,30	130,70
52	30	10	168,60	-23,11	171,80	232,40

На рис. 3.16 и 3.17 приведены построенные по данным табл. 3.5 – 3.7 зависимости реактивной и активной составляющих замера сопротивления РС, включенных на "петли КЗ" неосновных и основных фаз АВ и СА, при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ–11 для разных значений $K_T = 0,2 \dots 0,8$, $R_{II} = 0 \dots 10$ Ом от угла δ сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП.

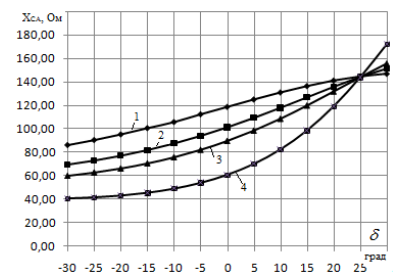
Из сравнения зависимостей реактивных составляющих замера ДЗ при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11 для РС основных фаз $X_{CA} = f(\delta)$ (рис. 3.16, а, б, в) с аналогичными зависимостями для РС неосновных фаз $X_{AB} = f(\delta)$ (рис. 3.16, г, д, е) можно видеть, что при одинаковых значениях коэффициента токораспределения K_T и переходного сопротивления в месте КЗ R_{II} замер РС основных фаз X_{CA} возрастает в значительно большей степени, чем X_{AB} .



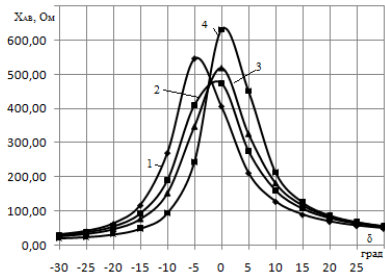
а)



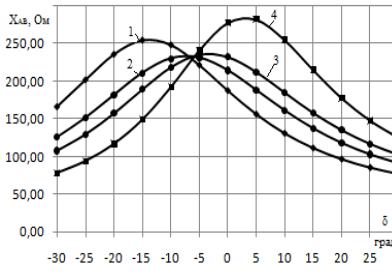
б)



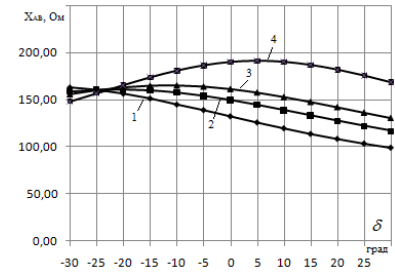
в)



г)



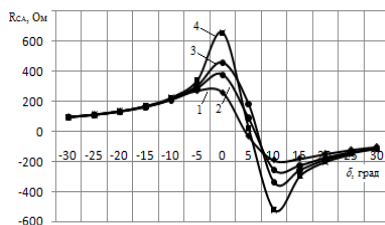
д)



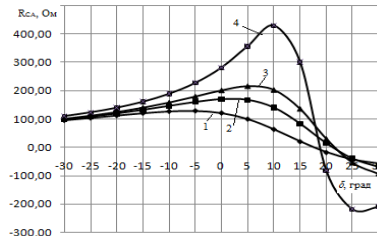
е)

Рисунок 3.16 – Зависимости реактивной составляющей X_{CA} замера РС, включенного на "петлю КЗ" фаз СА (РС основных фаз), и реактивной составляющей X_{AB} замера РС, включенного на "петлю КЗ" фаз АВ (РС неосновных фаз) от угла $\delta = \arg(\dot{E}_1 / \dot{E}_2)$ при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ-11: а, г – $K_T = 0,2$; б, д – $K_T = 0,5$; в, е – $K_T = 0,8$;

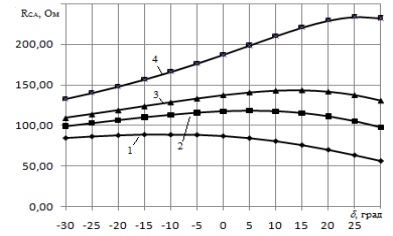
1 – $R_{II} = 0$ Ом; 2 – $R_{II} = 3$ Ом; 3 – $R_{II} = 5$ Ом; 4 – $R_{II} = 10$ Ом



а)



б)



в)

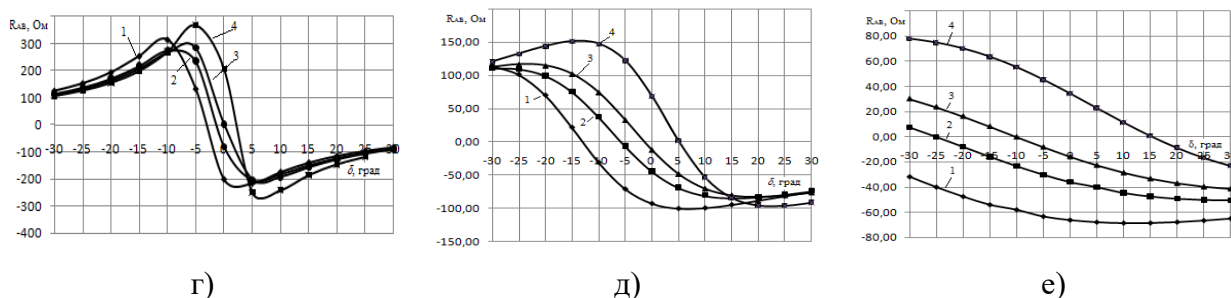


Рисунок 3.17 – Зависимости активной составляющей R_{CA} замера РС, включенного на "петлю КЗ" фаз СА (РС основных фаз), и активной составляющей R_{AB} замера РС, включенного на "петлю КЗ" фаз АВ (РС неосновных фаз) от угла $\delta = \arg(\dot{E}_1 / \dot{E}_2)$ при $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором $Y/\Delta-11$: а, г – $K_T = 0,2$; б, д – $K_T = 0,5$; в, е – $K_T = 0,8$;

1 – $R_L = 0$ Ом; 2 – $R_L = 3$ Ом; 3 – $R_L = 5$ Ом; 4 – $R_L = 10$ Ом

Аналогичный вывод можно сделать и для замеров по активной составляющей R_{CA} и R_{AB} РС основных и неосновных фаз (рис. 3.17, а, б, в и 3.17, г, д, е). Это подтверждает ранее сделанный в п. 3.2 вывод, что при двухфазных КЗ за трансформатором Y/Δ более высокую чувствительность как по реактивной, так и по активной составляющей замера в наиболее тяжелых режимах (при наименьших значениях K_T и наибольших значениях R_L) позволяет обеспечить не РС основных фаз (включенное на "петлю КЗ" поврежденных фаз), а РС неосновных фаз. Поэтому выбор уставок срабатывания резервных ступеней РС с учетом влияния трансформации "звезда-треугольник" при двухфазных КЗ за трансформатором Y/Δ следует осуществлять исходя из условия обеспечения требуемой чувствительности РС неосновных фаз.

3.3.5 Вывод по результатам анализа. Полученные в п. 3.2 аналитические решения и результаты приведенных выше исследований на имитационной модели позволяют сделать вывод, что существующая методика выбора уставок резервных ступеней ДЗ может привести к существенным погрешностям в части оценки эффективности дальнего резервирования указанных ступеней ДЗ при двухфазных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций с группой соединения "звезда-треугольник" и нуждается в уточнении.

3.4 Методика выбора уставок резервных ступеней дистанционной

защиты ЛЭП с учетом влияния трансформации "звезда-треугольник" и ее применение для повышения эффективности дальнего резервирования в электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен

3.4.1 Методика выбора уставок резервных ступеней ДЗ ЛЭП с учетом влияния трансформации "звезда-треугольник". Из анализа зависимостей, приведенных на рис. 3.15 и 3.16, можно видеть, что замер РС при двухфазных КЗ за трансформатором с группой соединения обмоток Y/Δ является сложной функцией множества влияющих факторов: собственно трансформации "звезда-треугольник", угла сдвига δ между ЭДС $\dot{E}_1$ и $\dot{E}_2$ по концам ЛЭП, различия ЭДС по величине, сопротивления питающей системы, значения коэффициента токораспределения K_T , переходного сопротивления R_{II} в месте КЗ и др. Поэтому достаточно точное аналитическое определение требуемой по условиям чувствительности к двухфазным КЗ за трансформаторами понизительных подстанций с группой соединения обмоток Y/Δ уставки по реактивной и активной составляющей сопротивления срабатывания резервной ступени ДЗ с учетом всех влияющих факторов в общем случае невозможно.

Практические расчеты уставок резервных ступеней ДЗ ЛЭП с двусторонним питанием, показывают, что для КЗ за трансформаторами понизительных и ответвительных подстанций характерны относительно небольшие значения коэффициентов токораспределения K_T . Так анализ расчетных условий для выбора уставок резервных ступеней ДЗ ЛЭП сети 132 кВ ЭЭС РЙ показал, что для КЗ за трансформаторами понизительных и ответвительных подстанций данной сети максимальные значения коэффициентов токораспределения K_T , как правило, находятся в пределах 0,1–0,3. Из зависимостей рис. 3.16, а и е и рис. 3.17, а и е можно видеть, что при значениях K_T порядка 0,2 и менее замер РС как основных, так и неосновных фаз по реактивной и активной составляющим при $K^{(2)}$ за трансформатором Y/Δ достигает наибольших значений при углах сдвига δ между ЭДС $\dot{E}_1$ и

$\dot{E}_2$ по концам ЛЭП, лежащих примерно в диапазоне $\pm 5^\circ$, т.е. близких к нулю. При углах сдвига $\delta \rightarrow 0$ требуемая чувствительность к КЗ за трансформатором Y/Δ через переходное сопротивление может быть обеспечена за счет увеличения уставки РС неосновных фаз по реактивной составляющей (например, рис. 3.7, 3.13, 3.14). Для этого уставка по реактивной составляющей $X_{c.3}^{(pez)}$ должна выбираться из условия охвата зоной срабатывания только металлических КЗ:

$$X_{c.3}^{(pez)} \geq K_{ч.х} \left(X_L + \frac{X_T}{K_T} \right), \quad (3.49)$$

а в соответствии с уравнением (3.42)

$$\begin{aligned} X_{c.3}^{(pez)} &\geq K_{ч.х} \left(X_L + \frac{X_T}{K_T} + \frac{\sqrt{3}}{3} (R_C + R_L + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R_{II}'}{K_T}) \right) = \\ &\approx K_{ч.х} \left(X_L + \frac{X_T}{K_T} \right) + K_{ч.х} 0,577 (R_C + R_L + \frac{R_T}{K_T} + \frac{1}{2} \frac{R_{II}'}{K_T}), \end{aligned} \quad (3.50)$$

где $K_{ч.х} = 1,2$ [80] – минимально допустимое значение коэффициента чувствительности резервной ступени ДЗ при КЗ в зоне дальнего резервирования.

При значениях $K_T > 0,2-0,3$ расчет требуемой для обеспечения чувствительности к КЗ за трансформатором Y/Δ уставки по реактивной составляющей сопротивления срабатывания по выражению (3.50) приводит к погрешностям. В таких случаях для уточнения уставок РС целесообразно использовать возможности имитационного моделирования на ЭВМ. Следует отметить, что в последние годы в связи с широким применением для решения различных задач в электроэнергетике современных систем моделирования, таких как Simulink, PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/ElectroMagnetic Transients including DC), RTDS (Real Time Digital Simulator) и др. [76, 77, 81–87 и др.], такой подход к уточнению уставок РЗА в сложных условиях функционирования находит все более широкое применение.

3.4.2 Применение разработанной методики выбора уставок резервных ступеней ДЗ для повышения эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ в сети 132 кВ ЭЭС РЙ. Эффективность рассмотренного выше

способа повышения чувствительности резервных ступеней ДЗ при КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ исследована на ЛЭП электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ (рис. 1.3).

Для проверки предложенного способа повышения эффективности дальнего резервирования при КЗ за трансформаторами понизительных и ответвительных подстанций в среде системы моделирования Simulink разработана имитационная модель участка сети 132 кВ, включающего несколько ЛЭП различной протяженности: Ras Katenib – Bajil, Bajil – Dhammar и Bajil – Jarahi, Jarahi – Mukha (рис. 3.18).

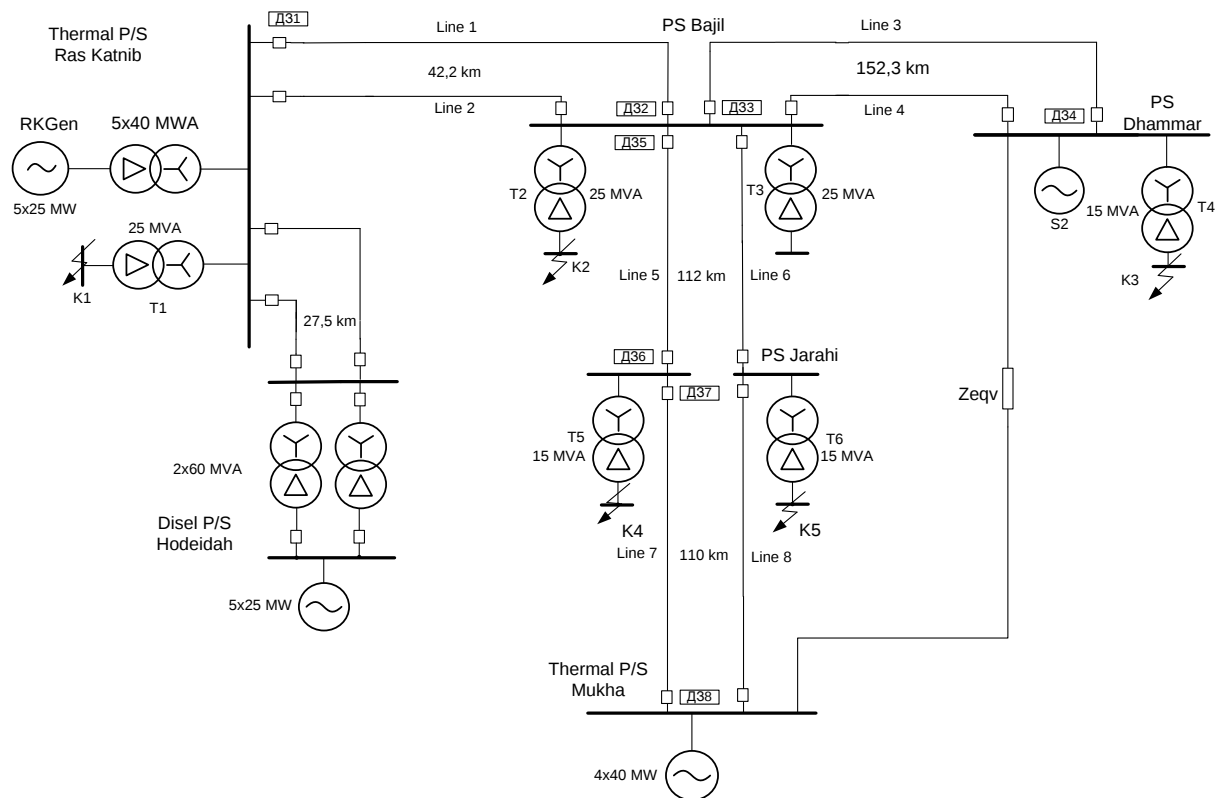


Рисунок 3.18 – Схема участка электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ для исследования эффективности дальнего резервирования ДЗ при междуфазных КЗ за трансформаторами с соединением обмоток Y/Δ

Параметры настройки генерирующих источников и нагрузки разработанных моделей выбирались с учетом результатов выполненного в 1-й главе анализа уровней напряжения в узлах и потокораспределения в ЛЭП сети 132 кВ в различ-

ных режимах ее работы. Расчеты уставок резервных ступеней ДЗ ЛЭП 132 кВ выполнены по применяемым в настоящее время методикам [например, 68–72].

Анализ работы ДЗ, установленных на ЛЭП приведенного на рис. 3.18 участка сети 132 кВ, выполненный с использованием разработанной имитационной модели, подтвердил возможность повышения чувствительности резервных ступеней дистанционных защит при КЗ за трансформаторами понизительных подстанций при выборе их уставок в соответствии с рассмотренной выше методикой. На рис. 3.19 в качестве примера приведены результаты анализа работы резервной ступени ДЗ1, установленной со стороны электростанции Ras Katenib при КЗ за трансформатором понизительной подстанции Bajil (т. К₁, рис. 3.18).

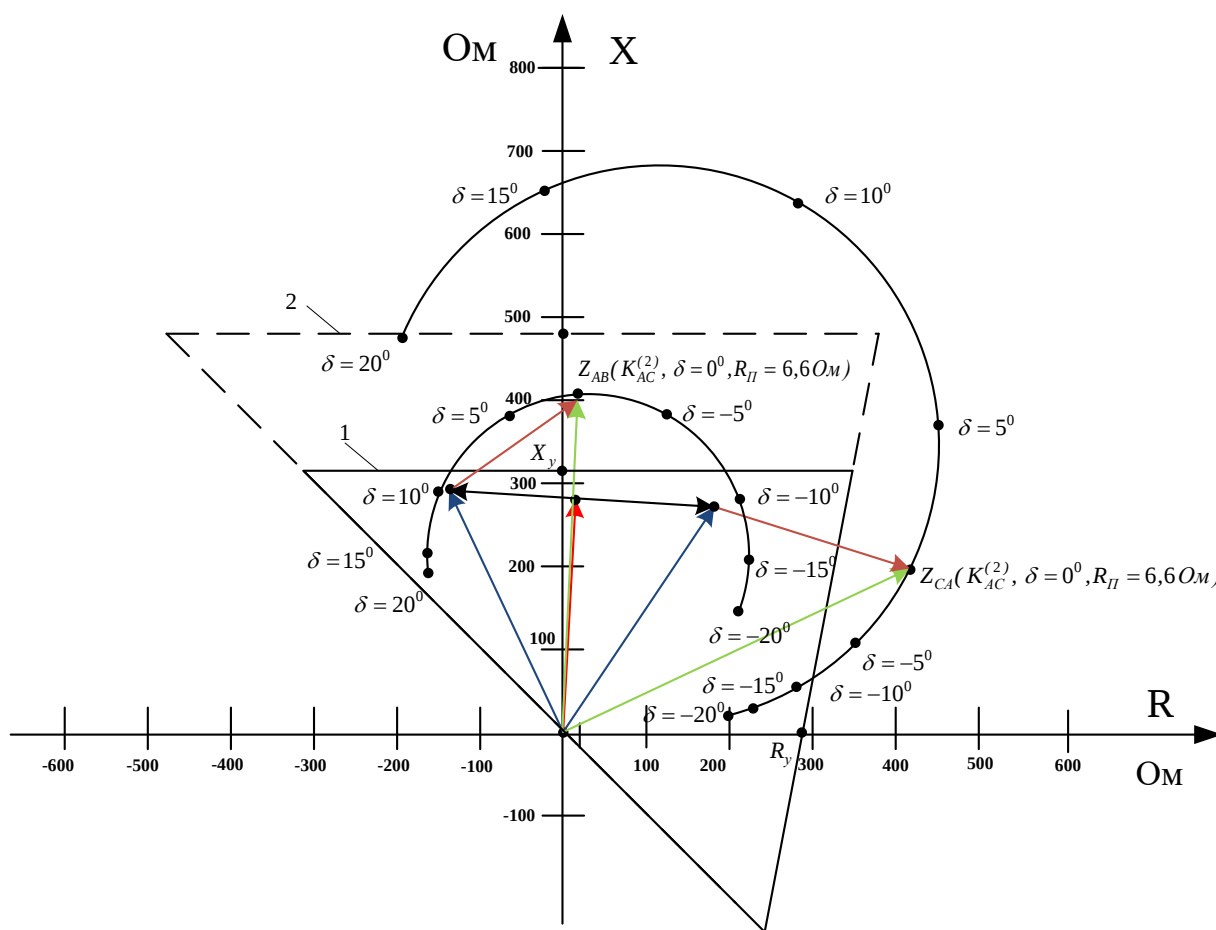


Рисунок 3.19 –Годографы вектора сопротивления на зажимах РС резервной ступени ДЗ1, установленной на ЛЭП Ras Katenib, при двухфазном КЗ $K_{AC}^{(2)}$ за трансформатором Т1 (т. К₁, рис. 3.18) при расчетных значениях $R_{II\max} = 6,6$ Ом, $K_{T\min} = 0,265$ и различных углах сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП $\delta = -20^\circ \dots +20^\circ$; $Z_{CA}^{(2)}$ – сопротивление на зажимах РС основных фаз; $Z_{AB}^{(2)}$ – сопротивление на зажимах РС неосновных фаз;

- 1 – характеристика срабатывания РС при уставках, выбранных по существующим методикам;
 2 – характеристика срабатывания РС при уставках, выбранных по предложенной методике

Из рис. 3.19 можно видеть, что при уставках резервной ступени ДЗ, выбранных по существующим методикам, не учитывающим влияние трансформации "звезда–треугольник" (характеристика 1) РС основных фаз (замер $Z_{CA}^{(2)}$) при расчетном значении переходного сопротивления дуги в месте повреждения $R_{\delta. макс} = 6,6$ Ом не обеспечивает чувствительность практически во всем возможном диапазоне углов сдвига фаз между ЭДС по концам ЛЭП $\delta = -20^\circ \dots +20^\circ$, а реле неосновных фаз (замер $Z_{AB}^{(2)}$) неработоспособно при малых значениях угла δ . Выбор уставок по условию чувствительности к КЗ за трансформатором по предложенной методике, учитывающей влияние трансформации "звезда - треугольник" (характеристика 2, рис. 3.19) позволяет обеспечить требуемую чувствительность РС неосновных фаз в диапазоне $\delta = -20^\circ \dots +20^\circ$.

3.5 Выводы по главе 3

3.5.1 Применяемые в настоящее время методики выбора уставок срабатывания резервных ступеней дистанционных защит ЛЭП высокого напряжения из условия обеспечения требуемой чувствительности к КЗ за трансформаторами понизительных подстанций не учитывают влияние трансформации "звезда–треугольник", что может быть причиной отказов срабатывания и снижения эффективности дальнего резервирования.

3.5.2 Полученное аналитическое решение в фазных составляющих для определения реактивной и активной составляющих сопротивления на зажимах защиты при двухфазных КЗ за трансформаторами с соединением обмоток "звезда–треугольник" позволяет уточнить методику выбора уставок резервных ступеней

дистанционной защиты на ЛЭП с односторонним питанием и на ЛЭП с двусторонним питанием при отсутствии сдвига по фазе между ЭДС по концам ЛЭП.

3.5.3 На основе исследований на аналитических и имитационных моделях ЛЭП с двусторонним питанием, учитывающих все основные влияющие факторы, показано, что при двухфазных КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ более высокую чувствительность как по реактивной, так и по активной составляющей замера в наиболее тяжелых режимах (при наименьших значениях коэффициента токораспределения и наибольших значениях переходного сопротивления в месте повреждения) позволяет обеспечить не РС основных фаз (включенное на "петлю КЗ" поврежденных фаз), а РС неосновных фаз.

3.5.4 На основе исследований на имитационной модели ЛЭП с двусторонним питанием показано, что при небольших значениях коэффициента токораспределения при КЗ за трансформаторами понизительных подстанций, не превышающих значений порядка 0,2–0,3, требуемую по условиям обеспечения чувствительности к двухфазным КЗ за трансформатором Y/Δ уставку резервной ступени дистанционной защиты можно определить аналитически на основе решения по п. 3.5.2.

3.5.5 При расчетных условиях, отличающихся от указанных в п. 3.5.4, аналитическое решение может быть использовано только для приближенного расчета уставок резервных ступеней дистанционной защиты, а для их уточнения целесообразно использовать расчеты на имитационных моделях ЛЭП, учитывающих все основные влияющие факторы.

Основные результаты исследований данной главы отражены в публикациях [11–14, 16].

Глава 4 **ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НУЛЕВОЙ
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ
В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 11 кВ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН**

4.1 Постановка задачи. Выбор методов исследования

4.1.1 Постановка задачи. Распределительные кабельные сети напряжением 11 кВ, широко используемые в системах городского и промышленного электроснабжения РЙ, как правило, работают, с изолированной нейтралью, т.е. относятся к т.н. сетям с малыми токами ОЗЗ. При малых значениях тока ОЗЗ защита от данного вида повреждений выполняется, как правило, с действием на сигнал, а не на отключение в целях повышения надежности электроснабжения потребителей за счет исключения фактора внезапности отключения потребителя и уменьшения числа кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ).

В то же время опыт эксплуатации систем городского и промышленного электроснабжения РЙ показал, что для распределительных кабельных сетей напряжением 11 кВ характерны достаточно большие показатели аварийности, снижающие надежность электроснабжения. Большая часть аварий, часто сопровождающихся значительным экономическим ущербом, связана с наиболее опасной разновидностью замыканий на землю – дуговыми перемежающимися ОЗЗ (ДПОЗЗ). ДПОЗЗ сопровождаются опасными перенапряжениями на неповрежденных фазах по всей электрически связанной сети и значительным увеличением эффективного значения тока в месте повреждения

Автор выражает благодарность к.т.н., доценту кафедры «Автоматическое управление электроэнергетических систем» ИГЭУ Добрягиной О.А. за консультации по вопросам имитационного моделирования динамических режимов функционирования токовых защит от ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения

[31 – 37, 89 – 91 и др.], являющиеся причиной переходов ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания на землю или КЗ в месте повреждения, отключаемые штатным действием релейной защиты от КЗ.

В распределительных кабельных сетях напряжением 11 кВ РЙ в качестве защиты от ОЗЗ, действующей на сигнал и, при необходимости, на отключение, используются различные исполнения токовой защиты нулевой последовательности, как на электромеханической, так и микропроцессорной базе. Опыт эксплуатации применяемых в кабельных сетях 11 кВ РЙ исполнений ТЗНП показывал не всегда достаточную устойчивость их функционирования, прежде всего, в переходных режимах при ДПОЗЗ (т.н. называемую динамическую устойчивость функционирования [88]). Принципы обеспечения динамической устойчивости функционирования при ДПОЗЗ достаточно хорошо исследованы для исполнений ТЗНП на электромеханической базе [например, 92 – 97 и др.]. Однако в известных источниках, посвященных расчетам уставок срабатывания микропроцессорных исполнений ТЗНП [например, 98 – 100 и др.], конкретные рекомендации по способам обеспечения динамической устойчивости их функционирования при ДПОЗЗ отсутствуют, а для уточнения предлагаемых методик расчета уставок ТЗНП рекомендуется обращаться к фирмам-производителям микропроцессорной аппаратуры РЗА.

Учитывая изложенное, исследование условий обеспечения динамической устойчивости функционирования цифровых исполнений ТЗНП при ДПОЗЗ является актуальной задачей, от решения которой зависят повышение эффективности работы распределительных кабельных сетей среднего напряжения с изолированной нейтралью и надежность электроснабжения их потребителей.

4.1.2 Выбор метода исследований. В качестве воздействующей величины измерительных органов тока (ИОТ) цифровых исполнений ТЗНП в большинстве случаев используется среднеквадратичное значение входного тока нулевой последовательности $3I_0$ или его составляющей рабочей частоты I_{50} , в некоторых исполнениях используется также средневыпрямленное значение указанных величин [17, 94, 101]. Аналитическое определение среднеквадратичного и средневыпрямленного значений тока при ДПОЗЗ в поврежденном и неповрежденных присоеди-

нениях даже в кабельных сетях достаточно простой конфигурации практически невозможно. Поэтому исследования переходных токов нулевой последовательности при ДПОЗЗ и условий обеспечения динамической устойчивости функционирования цифровых алгоритмов ИОТ ТЗНП выполнены с использованием имитационных моделей кабельных сетей 6 – 10 кВ, выполненных в среде пакетов Simulink и SimPowerSystems системы моделирования Matlab.

4.2 Принципы обеспечения функционирования токовых защит нулевой последовательности в кабельных сетях с изолированной нейтралью и условия их применимости

4.2.1 Условия селективности ТЗНП при ДПОЗЗ. Селективность несрабатываний ТЗНП обеспечивается выбором уставки $I_{0\text{с.з}}$ из условия отстройки от тока $3I_0$, обусловленного собственными емкостями фаз на землю защищаемого i -го присоединения, при внешних ДПОЗЗ [102–104 и др.]:

$$I_{0\text{с.з}i} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} I_{C\text{собс}} = K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} 3\omega C_{0i} U_{\text{ф.ном}}, \quad (4.1)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2-1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности ИОТ, ошибки расчета $I_{C\text{собс}}$ и запас; $I_{C\text{собс}}$ – собственный емкостный ток ОЗЗ защищаемого присоединения; $K_{\text{бр.макс}}$ – максимальное значение коэффициента, учитывающего увеличение значения воздействующей величины ИОТ ТЗНП (среднеквадратичного или средневывпрямленного значения тока) в неповрежденном присоединении за счет свободных составляющих переходного процесса при ДПОЗЗ (называемый часто коэффициентом броска емкостного тока при ОЗЗ); C_{0i} – собственная емкость фазы на землю защищаемого присоединения; $U_{\text{ф.ном}}$ – номинальное фазное напряжение сети.

Максимальное значение коэффициента броска собственного емкостного тока для микропроцессорных исполнений ТЗНП в ряде источников рекомендуется принимать примерно таким же, как и для микроэлектронных исполнений ТЗНП –

$K_{бр.макс} = 2,0\text{--}2,5$ [например, 98–100], но при этом рекомендуется его уточнить у фирм-производителей микропроцессорных устройств РЗА. Однако в технических описаниях всех фирм-производителей микропроцессорных терминалов РЗА для линий 6–35 кВ какие-либо рекомендации по выбору $K_{бр}$ для ТЗНП, применяемых в электрических сетях среднего напряжения, отсутствуют.

4.2.2 Условия применимости ТЗНП на присоединениях защищаемого объекта. Эффективность срабатываний ТЗНП в электрических сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью при внутренних повреждениях в соответствии с требованиями нормативных документов, например, ПУЭ [80], оценивается коэффициентом чувствительности только при устойчивых металлических повреждениях:

$$K_{ч.уст} = \frac{I_{C\Sigma мин} - I_{Cсобс}}{I_{0с.з}} \geq K_{ч.мин}, \quad (4.2)$$

где $I_{C\Sigma мин}$ – суммарный емкостных ток сети в расчетном минимальном режиме; $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_{ч.мин}$ – минимально допустимое значению коэффициента чувствительности (1,2 для защиты с действием на сигнал и 1,5 для защиты с действием на отключение [80]).

Следует отметить, что такой способ эффективности срабатываний ТЗНП при внутренних повреждениях не гарантирует устойчивых срабатываний при наиболее опасных для сети и поврежденного элемента ДПОЗЗ.

В то же время известно [например, 110, 111], что в кабельных сетях среднего напряжения большая часть ОЗЗ в кабелях и электрических машинах начинается с дугового прерывистого замыкания, которое может длиться от нескольких минут до нескольких часов и более. По данным [111, 112] "бездействие" ТЗНП на этой стадии из-за недостаточной чувствительности в 50 и более процентов случаев ОЗЗ является причиной их переходов в двойные и многоместные замыкания на землю или КЗ в месте повреждения.

Известно [например, 31–37, 89–91], что дуговые прерывистые ОЗЗ сопровождаются опасными для сети перенапряжениями (т.е. являются дуговыми перемежающимися – ДПОЗЗ) только при определенных интервалах времени Δt между повторными зажиганиями и гашениями заземляющей дуги, при этом кратность

перенапряжений $K_{пер} = U_{макс}/U_{ф.т}$ увеличивается при уменьшении величины Δt . Так как амплитуды переходного тока при пробоях изоляции фазы сети на землю и максимальные кратности перенапряжений $K_{пер}$ взаимосвязаны, то значение $K_{бр.макс}$ соответствует максимальным значениям $K_{пер}$ и минимальным значениям $\Delta t_{мин}$ между повторными зажиганиями заземляющей дуги. Минимальные значения $\Delta t_{мин}$, которые сопровождаются опасными перенапряжениями, имеют место при ДПОЗЗ, протекающих в соответствии с классической теорией W. Petersen [34], и равны половине периода рабочей частоты $T_{50}/2 = 10$ мс. С увеличением Δt кратность перенапряжений уменьшается, уменьшаются и значения $K_{бр}$, т.е. максимальным значениям $\Delta t_{макс}$, при которых дуговое прерывистое ОЗЗ имеет характер опасного ДПОЗЗ, соответствуют значения $K_{бр.мин}$.

Используя понятие $K_{бр.мин}$, можно оценить чувствительность ТЗНП при ДПОЗЗ:

$$K_{ч.перем} = \frac{K_{бр.мин}(I_{C\Sigma мин} - I_{Cсобс})}{I_{0с.з}} \geq K_{ч.мин}. \quad (4.3)$$

Из (4.1), (4.2) и (4.3) можно получить условия применимости ТЗНП (условие одновременного обеспечения минимально допустимой устойчивости несрабатываний при внешних ОЗЗ и минимально допустимой чувствительности при внутренних устойчивых ОЗЗ и ДПОЗЗ):

– по чувствительности при внутренних устойчивых ОЗЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{C\Sigma мин} - I_{Cсобс}}{I_{0с.з}} = \frac{I_{C\Sigma} - I_{Cсобс}}{K_{отс} K_{бр.макс} I_{Cсобс}} \geq K_{ч.мин}; \quad (4.4)$$

$$I_{Cсобс*} = \frac{I_{Cсобс}}{I_{C\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + K_{отс} K_{бр.макс} K_{ч.мин}}; \quad (4.5)$$

– по чувствительности при внутренних ДПОЗЗ:

$$K_{ч} = \frac{K_{бр.мин}(I_{C\Sigma мин} - I_{Cсобс})}{I_{0с.з}} = \frac{K_{бр.мин}(I_{C\Sigma} - I_{Cсобс})}{K_{отс} K_{бр.макс} I_{Cсобс}} \geq K_{ч.мин}, \quad (4.6)$$

$$I_{Cсобс*} = \frac{I_{Cсобс}}{I_{C\Sigma}} \leq \frac{K_{бр.мин}}{K_{бр.мин} + K_{отс} K_{бр.макс} K_{ч.мин}}. \quad (4.7)$$

Из сравнения (4.5) и (4.7) можно видеть, что при $K_{бр.мин} < 1$ более жестким является условие обеспечения минимально допустимой чувствительности при внутренних ДПОЗЗ.

Из (4.5) и (4.7) можно видеть также, что условия применимости ТЗНП определяются не только относительным значением $I_{C\text{собс}^*}$, но и в значительной мере величиной коэффициентов броска переходного тока $K_{бр.макс}$ и $K_{бр.мин}$. Для оценки возможностей обеспечения минимально допустимой чувствительности цифровых исполнений ТЗНП не только при устойчивых ОЗЗ, но и, что более важно в аспекте снижения аварийности в кабельных сетях с изолированной нейтралью и повышения надежности электроснабжения потребителей, также и при наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ, необходимо определить характерные для указанных сетей значения $K_{бр.макс}$ и $K_{бр.мин}$.

4.3 Токи нулевой последовательности при дуговых перемежающихся замыканиях на землю в кабельных сетях с изолированной нейтралью

4.3.1 Имитационные модели кабельной сети 11 кВ для исследования ДПОЗЗ. При использовании для исследования переходных процессов при ДПОЗЗ сложных имитационных моделей, достаточно полно и точно отражающих особенности конфигурации и параметры элементов кабельных сетей 11 кВ систем промышленного и городского электроснабжения РЙ, время проведения только одного вычислительного эксперимента даже при применении достаточно быстродействующих ПЭВМ может достигать, как показали расчеты, 10 и более минут. В [105] показано, что при оценках интегральных значений переходных токов (среднеквадратичных, средневыпрямленных) при дуговых прерывистых ОЗЗ, включая ДПОЗЗ, для уменьшения затрат времени на проведение вычислительных экспериментов может быть использовано эквивалентирование отдельных частей исследуемой электрической сети, обеспечивающее сохранение приемлемой точности расчетов. Учитывая, что токи ОЗЗ даже в переходных режимах сохраняют преимущественно емкостный характер [106], в качестве такого упрощенного эквивалента участка

электрической сети можно принять схемы замещения по рис 4.1 [105]. Значения емкостных и активных проводимостей фаз на землю $C_{0Э}$ и $G_{0Э}$ в эквивалентной схеме замещения выбирается таким образом, чтобы не изменились суммарный емкостный ток сети $I_{c\Sigma}$ и его активная составляющая $I_{a\Sigma}$, а значения междупазных емкостей и проводимостей принимаются такими, чтобы соотношения $C_{0Э}/C_{0М}$ и $G_{0Э}/G_{МЭ}$ были равны соответствующим соотношениям в полной схеме сети.

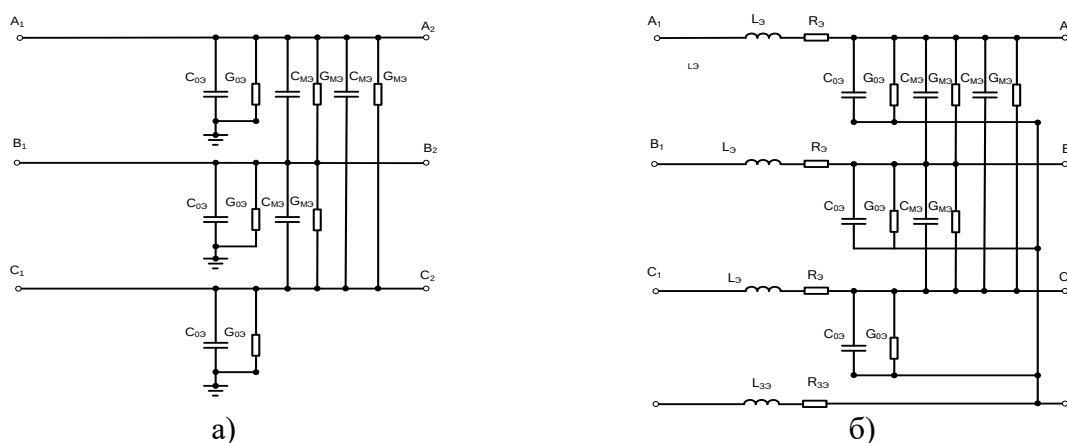


Рисунок 4.1 – Схемы замещения упрощенных эквивалентов отдельных частей кабельной сети 11 кВ при исследовании переходных процессов при ДПОЗЗ:

а – эквивалентная схема замещения, учитывающая только емкостные и активные проводимости; б – эквивалентная схема замещения, учитывающая емкостные и активные проводимости и продольные активно-индуктивные сопротивления

Рисунки 4.2 и 4.3 иллюстрируют применение способа эквивалентирования, предложенного в [105], для упрощения расчетов переходных процессов при дуговых перемежающихся ОЗЗ в кабельных сетях 11 кВ с изолированной нейтралью.

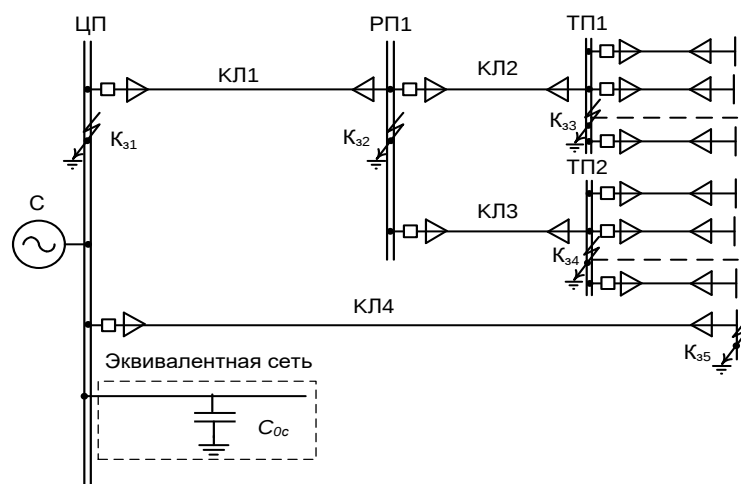


Рисунок 4.2 – Эквивалентирование имитационной модели кабельной сети 11 кВ, содержащей разветвленные присоединения древовидной структуры

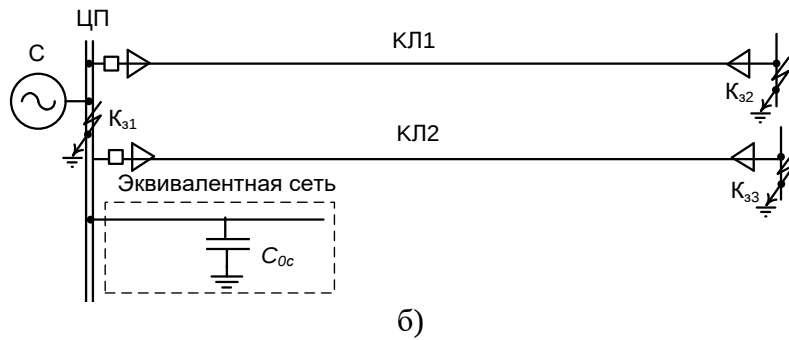


Рисунок 4.3 – Эквивалентирование имитационной модели кабельной сети 11 кВ при небольших значениях суммарного емкостного тока

4.3.2 Среднеквадратичные значения токов нулевой последовательности при ДПОЗЗ в кабельных сетях 11 кВ с изолированной нейтралью. Известно [например, 31–37], что амплитуды переходных токов и сопровождающих их перенапряжений в нейтрали сети и на неповрежденных фазах возникают при ДПОЗЗ, развивающихся и протекающих в соответствии с теорией W. Petersen [34]. Поэтому и среднеквадратичные значения переходного тока нулевой последовательности в поврежденном и неповрежденных присоединениях также достигают наибольших значений при ДПОЗЗ по теории W. Petersen.

При оценке среднеквадратичных значений тока $3i_0$ при ДПОЗЗ на имитационных моделях кабельных сетей напряжением 11 кВ по рис. 4.2 и 4.3 значения суммарного емкостного тока принимались равными $I_{c\Sigma} = 5 \dots 20$ А. Параметры кабелей напряжением 11 кВ (погонные значения емкостей фаз на землю, междуфазных емкостей, индуктивностей и активных сопротивлений, активных проводимостей) приближенно приняты равными соответствующим параметрам для кабелей напряжением 10 кВ [107].

В [108, 109] показано, что максимальные перенапряжения и максимальные по амплитуде броски переходного тока возникают, как правило, при ОЗЗ вблизи шин центра питания. С учетом этого для определения максимальных среднеквадратичных значений переходного тока $3i_0$ при ДПОЗЗ и соответствующих им максимальных значений коэффициента $K_{бр.макс}$ имитировались дуговые перемежающиеся ОЗЗ на шинах ЦП (т. К_{з1}, рис. 4.2, 4.3) по теории W. Petersen (с гашениями заземляющей дуги при первом переходе через нулевое значение зарядной составляющей переходного тока ОЗЗ и повторными зажиганиями дуги через 10 миллисекунд на максимуме восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе, например, рис. 4.4, 4.5).

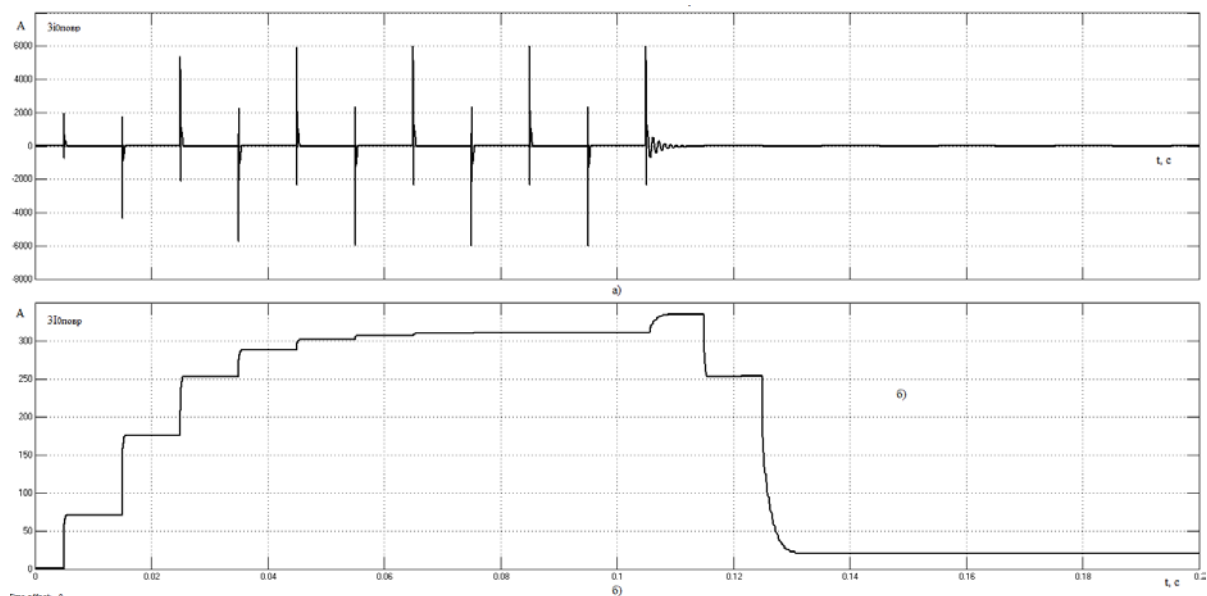


Рисунок 4.4 – Характерные осциллограммы тока $3i_{0\text{повр}}$ в поврежденном присоединении при переходе ДПОЗЗ по теории W. Petersen в устойчивое замыкание (модель сети по рис. 4.2,

$$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}, I_{C\Sigma} = 20 \text{ А, ОЗЗ на шинах в т. } K_{31}):$$

а – ток $3i_{0\text{повр}}$; б – среднеквадратичное значение тока $3I_{0\text{повр}}$

Результаты указанных выше измерений и расчетов, полученные на имитационных моделях кабельных сетей с $U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$ с различными значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$, приведены в табл. 4.1.

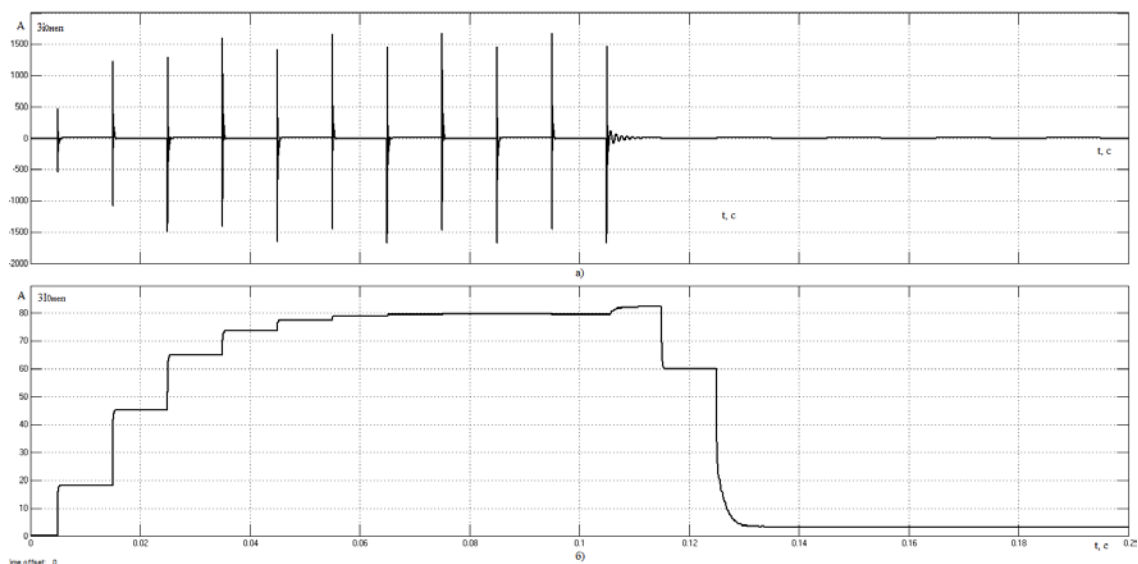


Рисунок 4.5 – Характерные осциллограммы тока $3i_{0\text{неп}}$ в неповрежденном присоединении при переходе ДПОЗЗ по теории W. Petersen в устойчивое замыкание (модель сети

по рис. 4.2, $U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$, $I_{C\Sigma} = 20 \text{ А}$, $I_{C\text{собс}} = 3,5 \text{ А}$, ОЗЗ на шинах в т. K_{31}):

а – ток $3i_{0\text{неп}}$; б – среднеквадратичное значение тока $3I_{0\text{неп}}$

Таблица 4.1 – Среднеквадратичное значение переходного тока $3i_0$ в месте повреждения и в неповрежденном присоединении при ДПОЗЗ по теории W. Petersen в кабельных сетях с $U_{ном} = 11$ кВ с различными значениями $I_{C\Sigma}$

$I_{C\Sigma}, \text{ А}$	5	10	15	20
$3I_{0 \text{ пов}}, \text{ А}$	159,2	190,6	258,8	292,0
$K_{бр.макс} = 3I_{0 \text{ пов}}/I_{C\Sigma}, \text{ о.е.}$	31,8	19,1	17,3	14,6
$I_{C \text{ собс}} = 0,25I_{C\Sigma}, \text{ А}$	1,25	2,5	3,75	5
$3I_{0 \text{ неп}}, \text{ А}$	48,3	78,5	95,0	92,9
$K_{бр.макс} = 3I_{0 \text{ неп}}/I_{C \text{ собс}}, \text{ о.е.}$	38,7	31,4	25,3	18,6

Измерения среднеквадратичных значений $3I_{0 \text{ пов}}$ и $3I_{0 \text{ неп}}$ производились на временном участке, соответствующем квазистационарной части переходного процесса, когда амплитуды бросков переходного тока достигли максимального значения и при каждом последующем повторном пробое не изменялись. При каждом вычислительном эксперименте оценивались среднеквадратичное значение $3I_{0 \text{ пов}}$ переходного тока $3i_{0 \text{ пов}}$ в месте повреждения, среднеквадратичное значение $3I_{0 \text{ неп}}$ переходного тока $3i_{0 \text{ неп}}$ в неповрежденном присоединении и отношения $3I_{0 \text{ пов}}/I_{C\Sigma}$ и $3I_{0 \text{ неп}}/I_{C \text{ собс}}$, определяющие значения $K_{бр.макс}$ при выборе уставки срабатывания ТЗНП по (4.1).

Из данных табл. 4.1 можно видеть, что при ДПОЗЗ по теории W. Petersen отношение $3I_{0 \text{ неп}}/I_{C \text{ собс}}$, характеризующее степень влияния переходных процессов на значение воздействующей величины (эффективное значение первичного входного тока $3i_0$) в неповрежденном присоединении, может достигать значений ~ 18 и более, возрастая при уменьшении суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$ и собственного емкостного тока защищаемого присоединения. При таких значениях отношения $3I_{0 \text{ неп}}/I_{C \text{ собс}}$ обеспечить отстроенность ТЗНП от внешних ДПОЗЗ по току срабатывания при сохранении приемлемой чувствительности при внутренних повреждениях практически невозможно.

При увеличении интервалов времени между повторными зажиганиями и гашениями заземляющей дуги, например, при ДПОЗЗ, протекающих по теории J. Peters и J. Slepian (гашения заземляющей дуги после полного затухания разряд-

ной и зарядной составляющих переходного тока при переходе через нулевой значение составляющей рабочей частоты и повторные зажигания на первом максимуме восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе [35]), среднеквадратичное значение тока $3i_0$, и соответственно, влияние переходных процессов на устойчивость функционирования ТЗНП уменьшается (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Среднеквадратичное значение переходного тока $3i_0$ в месте повреждения и в неповрежденном присоединении при ДПОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian в кабельных сетях с $U_{ном} = 11$ кВ с различными значениями $I_{C\Sigma}$

$I_{C\Sigma}$, А	5	10	15	20
$3I_{0\text{ повр}}$, А	74,9	105,0	128,4	147,4
$K_{бр.макс} = 3I_{0\text{ повр}}/I_{C\Sigma}$, о.е.	15,0	10,5	8,6	7,4
$I_{C\text{ собс}} = 0,25I_{C\Sigma}$, А	1,25	2,5	3,75	5
$3I_{0\text{ неп}}$, А	21,4	39,0	43,3	44,4
$K_{бр.макс} = 3I_{0\text{ неп}}/I_{C\text{ собс}}$, о.е.	17,1	15,6	11,5	8,98

Для уменьшения влияния переходных процессов на устойчивость функционирования ИОТ ТЗНП, воздействующей величиной для которых является среднеквадратичное значение входного тока, должны применяться частотные фильтры, подавляющие разрядные и зарядные составляющие переходного тока при ОЗЗ и обеспечивающие за счет этого уменьшение значения коэффициента $K_{бр.макс}$ в (4.1).

4.3.3 Расчетная оценка максимальных значений коэффициента броска переходного тока $K_{бр.макс}$ при ДПОЗЗ в кабельных сетях с изолированной нейтралью для цифровых исполнений ТЗНП. Анализ спектра производился для определения требований к фильтрам, используемым для частотной фильтрации свободных составляющих переходных токов нулевой последовательности при ДПОЗЗ. При анализе спектра использовался временной участок, соответствующий квазистационарной стадии переходного процесса при ДПОЗЗ, на которой броски переходных токов достигают максимального значения и при каждом последующем повторном пробое не изменяются (рис. 4.6, 4.7).

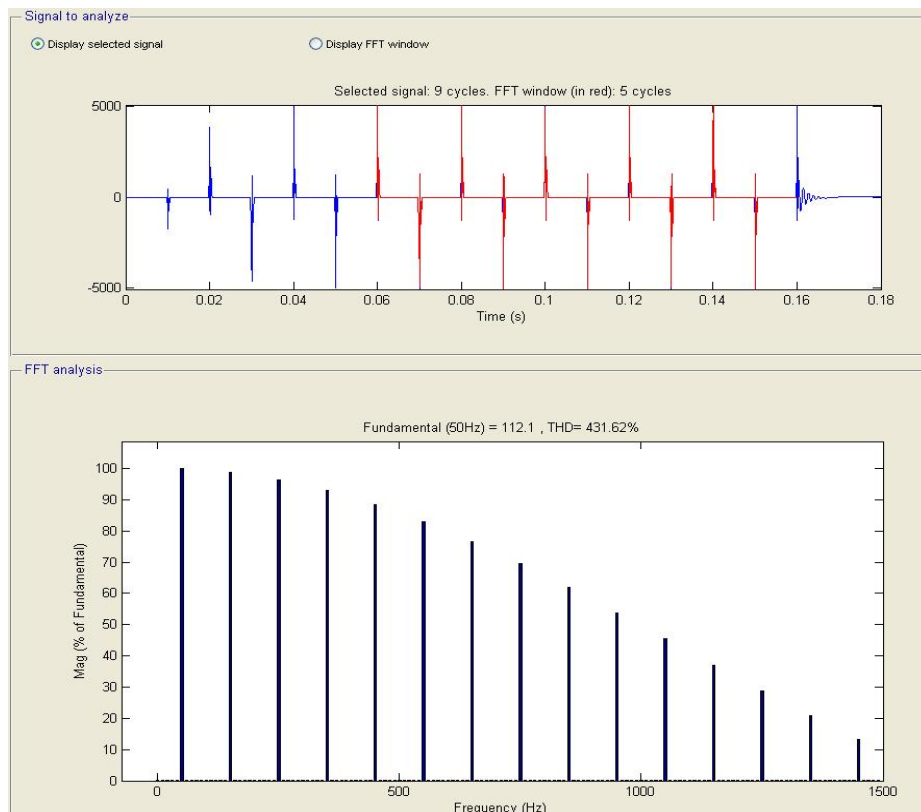


Рисунок 4.6 – Спектрограмма тока в месте ОЗЗ при ДПОЗЗ по теории W. Petersen на шинах ЦП кабельной сети 11 кВ с $I_{CS} = 20$ А

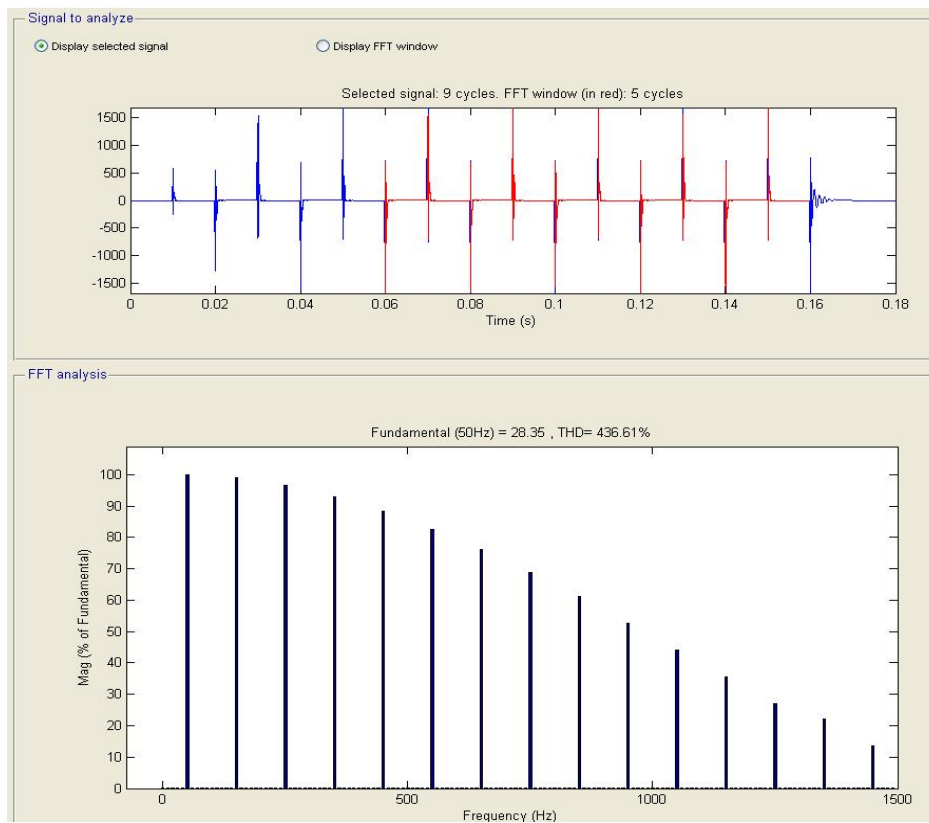


Рисунок 4.7 – Спектрограмма тока i_0 в неповрежденном присоединении при ДПОЗЗ по теории W. Petersen на шинах ЦП кабельной сети 11 кВ с $I_{CS} = 20$ А

При каждом вычислительном эксперименте на основе анализа спектра оценивались среднеквадратичное значение полного тока $3I_0$, коэффициент несинусоидальности тока THD, среднеквадратичное значение составляющей 50 Гц I_{50} , среднеквадратичное значение высших гармонических (ВГ) составляющих тока $I_{ВГ}$, отношение $3I_0/I_{C\Sigma}$ (для неповрежденного присоединения отношение $3I_0/I_{C\text{собс}}$), отношение $I_{50}/I_{C\Sigma}$ (для неповрежденного присоединения $I_{50}/I_{C\text{собс}}$). Результаты обработки вычислительных экспериментов приведены в табл. 4.3, 4.4.

Таблица 4.3 – Результаты анализа спектра тока в месте ОЗЗ при ДПОЗЗ по теории W. Petersen в кабельных сетях 11 кВ с различными значениями $I_{C\Sigma}$

$I_{C\Sigma}$, А	5	10	15	20
$3I_{0\text{повр}}$, А	159,2	190,6	258,8	292,0
THD _{повр} , %	972,5	762,8	596,7	510,2
$I_{ВГ\text{повр}}$, А	158,4	189,0	255,3	286,5
$I_{50\text{повр}}$, А	16,3	24,8	42,8	56,2
$I_{50\text{повр}}/I_{C\Sigma}$, о.е.	3,3	2,5	2,8	2,8
$I_{C\text{собс}} = 0,25I_{C\Sigma}$, А	1,25	2,5	3,75	5
$3I_{0\text{неп}}$, А	48,3	78,5	95,0	92,9
THD _{неп} , %	1183,5	1262,2	885,8	654,3
$I_{ВГ\text{неп}}$, А	48,2	78,2	94,4	91,9
$I_{50\text{неп}}$, А	4,1	6,2	10,7	14,0
$I_{50\text{неп}}/I_{C\text{собс}}$, о.е.	3,3	2,5	2,8	2,8

Из сравнения эффективных значений полного тока переходного процесса $3I_0$ и эффективного значения его ВГ составляющих $I_{ВГ}$ (табл. 4.3) можно видеть, что среднеквадратичное значение переходного тока $3i_0$ при ДПОЗЗ как в неповрежденном, так и в поврежденном присоединениях определяются практически только ВГ составляющими. Поэтому для отстройки от влияния на отстроенность ТЗНП от внешних ДПОЗЗ во входных цепях тока должны предусматриваться фильтры, обеспечивающие эффективное подавление ВГ составляющих.

В большинстве исполнений цифровых ТЗНП в схеме формирования воздействующей величины применяются полосовые фильтры с узкой полосой пропус-

кания $50 \pm \Delta f$ Гц. Отношение эффективного значения составляющей 50 Гц в переходном и установившемся режимах ОЗЗ (строки $I_{50}/I_{C\Sigma}$ и $I_{50}/I_{C\text{собс}}$ в табл. 4.3) характеризует предельные возможности частотной фильтрации входных токов нулевой последовательности, когда все гармонические составляющие, кроме основной частоты 50 Гц, подавляются фильтрами (идеальная фильтрация). Из данных табл. 4.3 можно видеть, что даже при идеальной фильтрации минимальное значение отношений $I_{50}/I_{C\Sigma}$ и $I_{50}/I_{C\text{собс}}$ находятся в пределах $\sim 2,8 \dots 3,3$. Следует обратить внимание, что значения отношений токов $I_{50\text{повр}}/I_{C\Sigma}$ в месте повреждения (т.е. практически в поврежденном присоединении) и токов в неповрежденном присоединении $I_{50\text{нен}}/I_{C\text{собс}}$ практически одинаковы и несущественно зависят от суммарного емкостного тока сети (табл. 4.3).

Математические модели, как правило, не могут учесть все факторы, влияющие на затухание свободных составляющих переходных токов в реальных кабельных сетях среднего напряжения, например, влияние трансформаторов напряжения контроля изоляции, работающих с заземлением нейтрали первичной обмотки, увеличение активных сопротивлений элементов контура нулевой последовательности за счет поверхностного эффекта и др. [31]. Поэтому постоянные времени затухания свободных составляющих, прежде всего высокочастотной разрядной, в реальных кабельных сетях, как правило, меньше, чем получаемые на математических моделях примерно, что обуславливает погрешности в оценке максимальных амплитуд разрядной и зарядной составляющих на $\sim 10\%$ и более [31, 37]. С учетом этого, можно принять, что реальные значения коэффициента броска переходного тока при ДПОЗЗ $K_{бр.макс}$ будут меньше расчетных значений, полученных на имитационных моделях примерно на 10%. С учетом этого при расчетах уставок по току срабатывания цифровых ТЗНП для кабельных сетей среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, можно принять

$$K_{бр.макс} \approx 0,9 K_{бр.макс.расч} = 0,9 \cdot 3,3 \approx 3,$$

что больше, чем рекомендуемые в настоящее время существующими методиками расчета уставок цифровых ТЗНП значения $K_{бр.макс} = 2,0 - 2,5$ [например, 98 – 100].

4.3.4 Расчетные оценки минимальных значений коэффициента броска переходного тока $K_{бр.мин}$ при ДПОЗЗ в кабельных сетях с изолированной нейтралью для цифровых исполнений ТЗНП. При увеличении интервалов времени Δt между повторными зажиганиями заземляющей дуги амплитуды свободных составляющих переходных токов при повторных зажиганиях заземляющей дуги уменьшаются, поэтому их влияние на среднеквадратичное значение тока ОЗЗ также уменьшается. В соответствии с существующими теориями принято считать [например, 31, 32, 37], что дуговые прерывистые ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью развиваются в большинстве случаев в соответствии с теорией W. Petersen [34], либо теорией J. Peters и J. Slepian [35], при этом в начальной стадии развития повреждения изоляции кабелей и электрических машин более вероятно ДПОЗЗ по теории W. Petersen, а по мере развития повреждения изоляции и расширения дугового канала – по теории J. Peters и J. Slepian.

В табл. 4.4 приведены полученные на имитационных моделях кабельных сетей 11 кВ оценки значений коэффициента $K_{бр}$ при ДПОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian (при повторных пробоях изоляции через период промышленной частоты $T_{50} = 20$ мс).

Таблица 4.3 – Результаты анализа спектра тока в месте ОЗЗ при ДПОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian в кабельных сетях 11 кВ с различными значениями $I_{C\Sigma}$

$I_{C\Sigma}$, А	5	10	15	20
$3I_{0\text{ повр}}$, А	74,9	105,0	128,4	147,4
THD _{повр} , %	1878,6	1325,8	1070,2	921,6
$I_{ВГ\text{ повр}}$, А	74,8	104,7	127,8	146,6
$I_{50\text{ повр}}$, А	4,0	7,9	11,9	15,9
$I_{50\text{ повр}}/I_{C\Sigma}$, о.е	0,80	0,79	0,80	0,80
$I_{C\text{ собс}} = 0,25I_{C\Sigma}$, А	1,25	2,5	3,75	5
$3I_{0\text{ неп}}$, А	21,4	39,0	43,3	44,4
THD _{неп} , %	2138,1	2005,7	1462,2	1130,4
$I_{ВГ\text{ неп}}$, А	21,3	39,0	43,2	44,2
$I_{50\text{ неп}}$, А	1,0	1,9	3,0	3,9
$I_{50\text{ неп}}/I_{C\text{ собс}}$, о.е	0,80	0,78	0,79	0,78

Из данных, приведенных в табл. 4.4, можно видеть, что при ДПОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian отношение $I_{50\text{ повр}}/I_{C\Sigma} \approx 0,8$ и практически не зависит от величины суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$. Таким образом, если к цифровым исполнениям ТЗНП предъявить требование устойчивых срабатываний не только при устойчивых ОЗЗ, но и при ДПОЗЗ, развивающихся в соответствии с теориями либо W. Petersen, либо J. Peters и J. Slepian, значение $K_{бр.мин}$ при оценке чувствительности защиты при дуговых перемежающихся ОЗЗ по выражению (4.3) может быть принято равным $\sim 0,8$.

Однако в реальных кабельных сетях на длительность горения и условия гашения заземляющей дуги существенное влияние оказывает множество факторов: переходное сопротивление в месте горения дуги, вид диэлектрика, непосредственно контактирующего с дуговым каналом, интенсивность охлаждения, давление в зоне горения дуги и др. [90]. Указанные факторы, а также большое количество локальных мест ОЗЗ в элементах кабельных сетей обуславливают возможность возникновения и дуговых прерывистых ОЗЗ, характеризующихся большими значениями интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции. По данным [91] в кабельных сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, при ДПОЗЗ интервалы времени между повторными пробоями изоляции могут достигать значений до 40–50 мс. На рис. 4.8 приведена зависимость кратности перенапряжений $K_{п} = U_{п.макс}/U_{ф.т} = U_{п.макс}/\sqrt{2}U_{ном}/\sqrt{3}$ на неповрежденных фазах в зависимости от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции, полученная с использованием рассмотренных выше имитационных моделей кабельных сетей с $U_{ном}$ до 11 кВ, работающих с изолированной нейтралью, с различными значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$.

Известно, что применяемые для защиты кабельных сетей от дуговых перенапряжений ОПН с учетом их технических возможностей и методики выбора их параметров обеспечивают величину остающегося напряжения $U_{ост} \approx (2,7 \dots 3)U_{ф.т}$ [91]. С учетом этого перенапряжения, характеризующиеся кратностью $K_{п} \leq 3$, можно рассматривать как относительно безопасные для контролируемой сети.

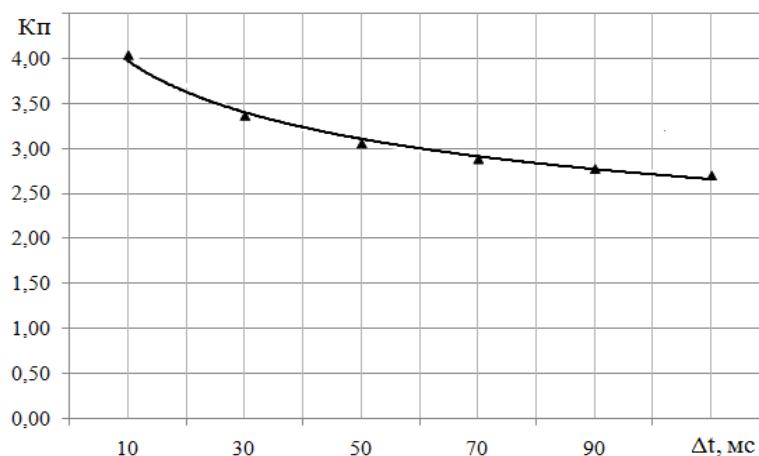


Рисунок 4.8 – Зависимость кратности максимальных перенапряжений при дуговых ОЗЗ в кабельных сетях среднего напряжения (до 11 кВ) с изолированной нейтралью с $I_{C\Sigma} = 5 \dots 20$ А от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции

Отметим также, что наиболее слабыми по запасам изоляционной прочности элементами кабельных сетей напряжением до 11 кВ являются электрические машины (электродвигатели и генераторы), изоляция которых при высоковольтных испытаниях в соответствии с существующими нормами [80] должна проверяться напряжением $U_{исп} \approx 2,9U_{ф.т.}$. Поэтому для электрических машин дуговые перенапряжения, превышающие указанный уровень, должны рассматриваться как опасные.

Из рис. 4.8 можно видеть, что опасные для сети, прежде всего, для электрических машин, перенапряжения возникают при $\Delta t \leq \sim 60$ мс. Поэтому такие дуговые ОЗЗ следует рассматривать как опасные ДПОЗЗ, при которых ТЗНП должна срабатывать. Отметим, что значение $\Delta t \leq \sim 60$ достаточно хорошо коррелируется с приведенными выше экспериментальными данными, полученным в реальных кабельных сетях среднего напряжения [91].

Так как значения коэффициента $K_{\bar{o}p}$ также зависят от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции при дуговых ОЗЗ, можно построить зависимость $K_{\bar{o}p} = f(\Delta t)$ для кабельных сетей среднего напряжения и на ее основе определить область значений $K_{\bar{o}p}$, соответствующих области опасных для сети перенапряжений. В табл. 4.5 приведены полученные на имитационных моделях кабельных сетей 11 кВ с $I_{C\Sigma} = 5 \dots 20$ А оценки значений коэффициента $K_{\bar{o}p}$ для цифровых исполнений ТЗНП, выполненных с фильтрацией высокочастотных составляющих переходных токов, при различных интервалах Δt между повторными пробоями.

Таблица 4.5 – Результаты расчета на имитационных моделях ОЗЗ кабельных сетей 11 кВ с $I_{C\Sigma} = 5 \dots 20$ А значений $K_{\text{бр}}$ для поврежденного присоединения при различных интервалах времени Δt между повторными пробоями изоляции

Δt , мс	Разновидность ДПОЗЗ	$K_{\text{бр}}$, о.е.	$K_{\text{бр. ср.}}$, о.е.
10	W. Petersen	2,48 ... 3,25	2,865
20	J. Peters и J. Slepian	0,79 ... 0,8	0,795
30	W. Petersen	0,68 ... 0,74	0,71
40	J. Peters и J. Slepian	0,37	0,37
50	W. Petersen	0,33 ... 0,36	0,345
60	J. Peters и J. Slepian	0,25 ... 0,26	0,255
70	W. Petersen	0,21 ... 0,22	0,215
80	J. Peters и J. Slepian	0,16 ... 0,17	0,165
90	W. Petersen	0,14 ... 0,15	0,145

На рис. 4.9 приведена построенная по данным табл. 4.5 зависимость средних значений коэффициента $K_{\text{бр}} = f(\Delta t)$.

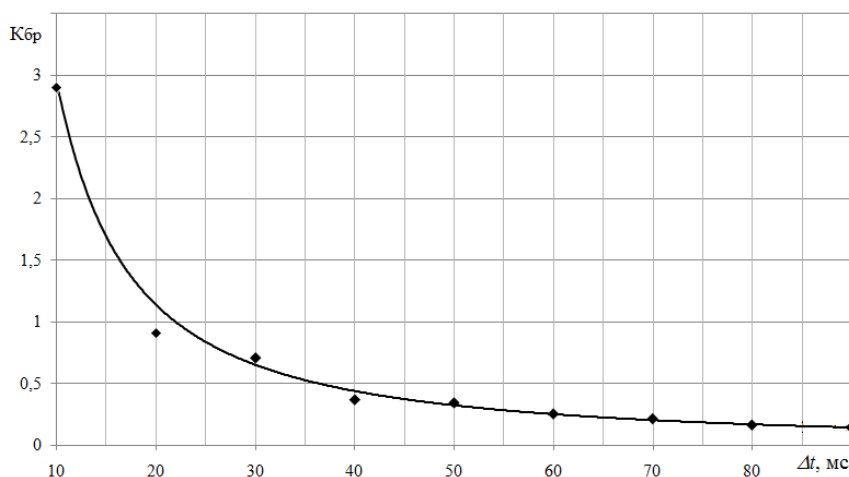


Рисунок 4.9 – Зависимость коэффициента $K_{\text{бр}}$ от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции при дуговых прерывистых ОЗЗ в кабельных сетях напряжением 11 кВ

Полученная зависимость $K_{\text{бр}} = f(\Delta t)$ позволяет определить минимальные значения $K_{\text{бр. мин}}$, при которых ТЗНП должна обеспечивать требуемую чувствительность для фиксации не только устойчивых, но и дуговых перемежающихся ОЗЗ, сопровождающихся опасными для сети перенапряжениями. Принимая, что опасные для сети перенапряжения могут возникать при значениях $\Delta t_{\text{мин}} = 50\text{--}60$ мс, из данных табл. 4.5 и зависимости рис. 4.9, можно получить $K_{\text{бр. мин}} \approx 0,25\text{--}0,35$.

Полученные значения $K_{бр.макс}$ и $K_{бр.мин}$ позволяют более точно оценить реальную эффективность функционирования и область возможного применения цифровых исполнений ТЗНП на объектах распределительных кабельных сетей среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью.

4.4 Область применения токовых защит нулевой последовательности в кабельных сетях среднего напряжения по условиям обеспечения требуемой чувствительности при устойчивых и дуговых замыканиях на землю

4.4.1 Область применения микропроцессорных ТЗНП при условии обеспечения требуемой чувствительности только при устойчивых ОЗЗ. Условия применимости ТЗНП, обеспечивающей требуемую чувствительность только при устойчивых ОЗЗ, определяются условием (4.5). Принимая $K_{отс} = 1,3$, $K_{бр.макс} = 3$ и $K_{ч.мин} = 1,2$ (для защиты с действием на сигнал), из (4.5) получим:

$$I_{C\text{собс}^*} = \frac{I_{C\text{собс}}}{I_{C\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + K_{отс} K_{бр.макс} K_{ч.мин}} = \frac{1}{1 + 1,3 \cdot 3 \cdot 1,2} \approx 0,18,$$

т.е. применение ТЗНП возможно только на присоединениях, собственный емкостный ток которых не превышает 18% от значения $I_{C\Sigma}$.

По данным [94], полученным на основе статистического анализа параметров кабельных сетей среднего напряжения систем электроснабжения промышленных предприятий и городов России, доля таких присоединений в общем числе подключенных к шинам защищаемого объекта примерно составляет:

- для центров питания (сборных шин низшего напряжения главных понижающих подстанций и ГРУ ТЭЦ) до ~70%;
- для распределительных подстанций (РП) – до 90–95%;
- для трансформаторных подстанций (ТП) систем промышленного электроснабжения – ~100%.

Аналогичные данные по распределительным кабельным сетям напряжением 11 кВ РЙ отсутствуют, но в первом приближении можно принять, что распределение присоединений по относительным значениям собственного емкостного тока $I_{C\text{собс}^*} = I_{C\text{собс}}/I_{C\Sigma}$ на различных объектах кабельных сетей 11 кВ РЙ (ЦП, РП, ТП) в первом приближении соответствует последнему для кабельных сетей 6–10 кВ России.

На присоединениях, где нельзя применить ТЗНП, должны использоваться токовые направленные защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) [5, 102–104]. В частности, для ЦП доля таких присоединений может составлять до ~30%, объектах типа РП – до ~5–10%. Следует отметить, что на объектах типа ТП не всегда предусматривается установка трансформаторов напряжения нулевой последовательности (ТННП), поэтому на таких объектах применение ТНЗНП невозможно и проблема селективной защиты от ОЗЗ должна решаться только применением ТЗНП.

4.4.2 Область применения микропроцессорных ТЗНП при условии обеспечения требуемой чувствительности при устойчивых ОЗЗ и опасных ДПОЗЗ. Условия применимости ТЗНП, обеспечивающей требуемую чувствительность как при устойчивых ОЗЗ, так и при опасных для сети ДПОЗЗ, определяются условием (4.7). Принимая $K_{отс} = 1,3$, $K_{бр.макс} = 3$, $K_{бр.мин} \approx 0,3$ и $K_{ч.мин} = 1,2$, из (4.7) получим:

$$I_{C\text{собс}^*} = \frac{I_{C\text{собс}}}{I_{C\Sigma}} \leq \frac{K_{бр.мин}}{K_{бр.мин} + K_{отс} K_{бр.макс} K_{ч.мин}} = \frac{0,3}{0,3 + 1,3 \cdot 3 \cdot 1,2} \approx 0,06.$$

Доля присоединений с $I_{C\text{собс}^*} \leq 0,06$ для различных объектов распределительных кабельных сетей среднего напряжения примерно составляет [94]:

- для ЦП не более 30%;
- для РП – до 85–90%;
- для ТП систем промышленного электроснабжения – ~100%.

Таким образом, требование обеспечить чувствительность ТЗНП не только при устойчивых, но и при опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ значительно снижает область возможного применения защиты данного типа на ЦП, в меньшей степени – на объектах типа РП. Однако такие объекты, как правило, оснащены ТННП, что позволяет решать проблему селективной защиты от ОЗЗ с

использованием ТЗНП. Для объектов типа ТП, на которых из-за отсутствия ТННП нельзя применить токовые направленные защиты нулевой последовательности, проблема селективной защиты практически на всех присоединениях решается с использованием ТЗНП, позволяющих обеспечить требуемую чувствительность не только при устойчивых, но и при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

4.5 Выводы по 4-й главе

4.5.1 Предложена методика оценки чувствительности токовых защит нулевой последовательности не только при устойчивых, но и при наиболее опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ.

4.5.2 На основе исследований на имитационных моделях распределительных кабельных сетей напряжением 11 кВ РИ показано, что рекомендуемые существующими методиками значения коэффициента, учитывающего влияние переходных процессов на функционирование микропроцессорных исполнений ТЗНП, $K_{бр.макс} = 2-2,5$ не всегда обеспечивает устойчивость их несрабатывания при внешних ДПОЗЗ и должно быть увеличено как минимум до 3.

4.5.3 На основе исследований на имитационных моделях показано, что для защиты сети от опасных перенапряжений при дуговых ОЗЗ ТЗНП должна обеспечивать устойчивость функционирования при интервалах времени между повторными пробоями изоляции $\Delta t_{мин} \leq 50-60$ мс, которым соответствуют значения коэффициента $K_{бр.мин} = 0,25-0,35$.

4.5.4 Полученные на основе исследований переходных процессов при ОЗЗ значения коэффициентов $K_{бр.макс}$ и $K_{бр.мин}$ позволяют оценить чувствительность ТЗНП не только при устойчивых, но и при дуговых перемежающихся замыканиях на землю.

4.5.5 Показано, что обеспечить не только отстроенность при внешних, но и требуемую чувствительность ТЗНП при внутренних дуговых перемежающихся ОЗЗ

практически возможно только на присоединениях, собственный емкостный ток которых не превышает ~6% от суммарного емкостного тока электрически связанной сети, что характерно только для таких объектов кабельных сетей, как ТП и РП. На центрах питания кабельных сетей достаточно широкую область применения позволяют обеспечить только направленные защиты от ОЗЗ.

Основные результаты исследований данной главы отражены в публикациях [9, 15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 На основе анализа современного состояния и перспектив развития ЭЭС Республики Йемен показано, что на данном этапе развития электроэнергетики страны наиболее актуальными являются следующие задачи:

- исследование установившихся режимов работы системообразующей электрической сети 132 кВ в целях разработки методов повышения статической устойчивости и качества электроэнергии у потребителей;

- исследование причин недостаточной эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ дистанционными защитами ЛЭП 132 кВ в целях разработки способов ее повышения;

- исследование причин низкой эффективности функционирования токовых защит нулевой последовательности от замыканий на землю распределительных кабельных сетей 11 кВ в целях разработки способов повышения технического совершенства данной защиты и уменьшения аварийности в сетях данного класса напряжения.

2 Разработана математическая имитационная модель для расчета установившихся режимов работы системообразующей электрической сети напряжением 132 кВ, достоверность и точность которой подтверждена сопоставлением результатов расчетов на модели с параметрами реальных режимов ЭЭС Республики Йемен ЭЭС РЙ за 2010-2012 гг.

3 С применением модели по п. 2 выполнены расчеты и анализ установившихся режимов электрической сети 132 кВ, позволяющие обосновать мероприятия по повышению статической устойчивости ЭЭС Республики Йемен и качества электроэнергии у потребителей в ближайшей и среднесрочной перспективе.

4 Разработана методика выбора мест размещения и мощности компенсирующих устройств, основанная на использовании приближенного решения задачи по уравнениям, связывающим приращения напряжения в рассматриваемом узле к изменению мощности компенсирующего устройства в узле включения послед-

него и последующем уточнении решения с использованием имитационной модели сети по п. 2.

5 Разработаны математическая аналитическая и имитационные модели для исследования эффективности функционирования дальнего резервирования дистанционными защитами ЛЭП 132 кВ ЭЭС РЙ при коротких замыканиях за трансформаторами понизительных подстанций с группой соединения обмоток "звезда-треугольник" с учетом всех основных влияющих факторов.

6 Разработаны рекомендации по уточнению методики выбора уставок резервных ступеней дистанционных защит ЛЭП по условиям требуемой чувствительности к коротким замыканиям за трансформатором с соединением обмоток "звезда-треугольник", основанные на приближенном аналитическом решении задачи и возможности его уточнения с использованием имитационной модели.

7 Предложен способ и разработана методика оценки чувствительности цифровых исполнений токовых защит нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю не только при устойчивых, но и при наиболее опасных для контролируемой сети дуговых перемежающихся замыканий, основанная на использовании расчетных значений коэффициентов, рассчитанных на имитационных моделях кабельных сетей с изолированной нейтралью.

8 Результаты диссертационных исследований планирует использовать национальная энергетическая компания (Office National de L'Electric ale) Республики Йемен.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Энергия. – 1969. – 372 с.
- 2 Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.
- 3 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 4 Мельников, Н.А. Электрические сети и системы / Н.А. Мельников. – М.: Энергия, 1969. – 456 с.
- 5 Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Защита электрических сетей / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат. – 1984. – 520 с.
- 6 Аль-Хомиди, М.С. Исследование режимов работы электроэнергетической системы Республики Йемен / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА: Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов ФГБОУВПО. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. Т. 3. – 2011. – С. 101–108.
- 7 Аль-Хомиди, М.С. Математическая модель для исследования режимной надежности электроэнергетической системы Республики Йемен / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин, А.И. Кулешов // Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» («XVII Бенардосовские чтения»). Т. 1. – Иваново: ПресСТО. – 2011. – С. 161–163.
- 8 Аль-Хомиди, М.С. Анализ пропускной способности ЛЭП сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен по условиям устойчивости / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА: Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов ФГБОУВПО. – Иваново: Ивановский

государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. Т. 3. – 2013. – С. 117–124.

9 Аль-Хомиди, М.С. Анализ режимов работы электроэнергетической системы Республики Йемен / М.С. Аль-Хомиди // Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» («XVII Бенардосовские чтения»). Т. 1. – Иваново: ПресСТО. – 2013. – С. 190–193.

10 Аль-Хомиди, М.С. Анализ пропускной способности ЛЭП сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен по условиям устойчивости / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // Вестник российского национального комитета СИГРЭ. Энергия–2013, международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, 23–25 апреля 2013 г.: материалы конференции. Т. 1. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет. – 2013. – № 1. – С. 317–324.

11 Аль-Хомиди, М.С. Моделирование дистанционных защит линий сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен для анализа эффективности дальнего резервирования / М.С. Аль-Хомиди, Е.А. Воробьева, В.А. Шуин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА: Девятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2014»: материалы конференции. Т.3. Ч. 1. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. – 2014. – С. 238–246.

12 Аль-Хомиди, М.С. Моделирование дистанционных защит линий сети 132кВ ЭЭС Республики Йемен для анализа эффективности дальнего резервирования / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин, Е.А. Воробьева // Вестник российского национального комитета СИГРЭ. Энергия-2014, 9-я международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, 15-17 апреля 2014 г.: материалы конференции. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет. Т.1. – 2014. – № 4. – С. 314–323.

13 Аль-Хомиди, М.С. Исследование адекватности математической модели электроэнергетической системы Республики Йемен // М.С. Аль-Хомиди, А.И. Кулешов, В.А. Шуин // Вестник ИГЭУ. Вып. 6. – 2014. – С. 39–43.

14 Аль-Хомиди, М.С. Исследование влияния трансформации «звезда-треугольник» на эффективность дальнего резервирования дистанционных защит линий/ М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // Десятая международная молодежная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015»: Тез. докладов конференции. В 7 т. Т. 3. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. – 2015. – С. 115–117.

15 Винокурова, Т.Ю. Выбор воздействующей величины токовых защит от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях среднего напряжения / Т.Ю. Винокурова, М.С. Аль-Хомиди, О.А. Добрыгина, В.А. Шуин // Вестник ИГЭУ. Вып. 2. – 2015. – С. 21–29.

16 Аль-Хомиди, М.С. Особенности оценки чувствительности резервных ступеней дистанционных защит при двухфазных коротких замыканиях за трансформатором Y/Δ-11 / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // Материалы Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» («XVIII Бенардосовские чтения»). Т. 3. – Иваново: – 2015. – С. 479–483.

17 Аль-Хомиди, М.С. Моделирование установившихся режимов работы энергосистемы Республики Йемен / М.С. Аль-Хомиди, В.А. Шуин // РАДИОЭЛЕКТРОНИКА, ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИКА: Девятнадцатая Междунар. научн.-техн. конфер. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 4 т. Т. 4. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2013. – С. 239.

18 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 177 с.

19 Надежность электроэнергетических систем. Справочник. Т. 2 / Под ред. М.И. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.

20 Аюев, Б.И. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин; под ред. П.И. Бартоломея. – М.: Флинта: Наука, 2008. – 256 с.

- 21 Reability standards for the bulk electric systems of North America. NERC, 2007. – Режим доступа: <http://www.nerc.com>.
- 22 Operation handbook. – UCTE, 2006. – Режим доступа: <http://www.ucte.org>.
- 23 Balu, N. On line power system securiti analisis / N. Balu, T. Bertran, A. Bose et. al // Proceedings of the IEEE, Vol. 80, № 2, Feb., 1992. – p.p. 262–280.
- 24 Полуботко, Д.В. Методические подходы к анализу статической режимной надежности региональной ЭЭС с использованием средств параллельных вычислений / Д.В. Полуботко, Ю.Я. Чукреев // Электро, 2. – 2010. – С. 9–13.
- 25 Вильгейм, Р. Заземление нейтрали в высоковольтных системах / Р. Вильгейм, Р. Уотерс. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 415 с.
- 26 Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
- 27 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 10. Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит линий 110–220 кВ. – М.: Энергия, 1975. – 76 с.
- 28 Руководство по применению терминала дистанционной защиты MiCOM P443 / P443/RU AP/A22. – Areva, 2006. – 76 с.
- 29 Дистанционная защита линии MiCOM P443. Принцип работы. P443/RU OP/A11, 8 сентября 2006. – 142 с.
- 30 Руководство по применению терминала дистанционной защиты MiCOM P444 / P12x/RU AP/A63. – Areva, 2006.
- 31 Лихачев, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
- 32 Обердорфер, Г. Замыкания на землю и борьба с ними / Г. Обердорфер. – М: Энергоиздат, 1932. – 202 с.
- 33 Сирота, И.М. Режимы нейтрали электрических сетей / И.М. Сирота, С.Н. Кисленко, А.М. Михайлов. – Киев: Наукова Думка, 1985. – 264 с.
- 34 Petersen, W. Der aussetzende (intermittierende) Erdschluss / W. Petersen. – ETZ, 1917. – Н. 47, 48.

35 Peters, J.F. Voltage Induced by Areign Grounds / J.F. Peters, J. Slepian // Tr. AIEE. – 1928. Apr. – P. 478.

36 Беляков, Н.Н. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью / Н.Н. Беляков // Электричество. – 1957. – № 5. – С. 31–36.

37 Сиротинский, Л.И. Техника высоких напряжений. Волновые процессы и внутренние перенапряжения в электрических системах / Л.И. Сиротинский. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 368 с.

38 Арзамасцев, Д.А. Расчет и анализ установившихся режимов больших электрических систем. Часть 1 / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.В. Липес / Изв. вузов – Энегетика. –1974. – № 10; Часть 2 // Изв. вузов –Энергетика. – 1975. – № 1.

39 Аюев, Б.И. Расчеты установившихся режимов в задачах оперативного и автоматического управления ЭЭС: учеб. пособие / Б.И. Аюев, П.И. Бартоломей. – Екатеринбург: УГТУ, 1999. – 228 с.

40 Идельчик, В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

41 Аюев, Б.И. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин; под ред. П.И. Бартоломея. – М.: Флинта; Наука, 2008. – 256 с.

42 Бартоломей, П.И. Итерационное решение системы линейных уравнений в электроэнергетических задачах / П.И. Бартоломей, С.К. Окуловский // Изв. АН СССР. – Энергетика и транспорт. – 1982. – № 4.

43 Бартоломей, П.И. Повышение эффективности метода Ньютона при расчетах установившихся режимов больших электрических систем / П.И. Бартоломей, С.К. Окуловский, А.В. Авраменок, А.А. Ярославцев // Электричество. – 1982. – № 8.

44 Кулешов, А.И. Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах: учеб. пособие / А.И. Кулешов, Б.Я. Прахин. – Ивановск. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 171 с.

45 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – 16 с.

46 ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – 52 с.

47 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 285 с.

48 EN 50160-2010. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks. – 16 с.

49 СО 153-34.20.576-2003. Методические указания по устойчивости энергосистем.

50 Пospelов, Г.Е. Электрические системы и цепи / Г.Е. Пospelов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Мн.: УП "Технопринт", 2004. – 8 с.

51 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 2014. – 17 с.

52 ГОСТ Р 53333-2008. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Национальный стандарт Российской Федерации. – М.: Стандартиформ, 2009. – 27 с.

53 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во "НЦ ЭНАС", 2012. – 376 с.

54 Назарова, Е.С. Разработка методики выбора мест установки устройств поперечной компенсации реактивной мощности в сетях 330–500 кВ: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Назарова Екатерина Сергеевна. – Иваново, ИГЭУ, 2011. – 170 с.

55 Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

56 Берковский, А.М. Мощные конденсаторные батареи / А.М. Берковский, Ю.И. Лысков. – М.: Энергия, 1978. – 211 с.

57 Ильяшов, В.П. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок / В.П. Ильяшов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 152 с.

58 Тихончук, Д.А. Коммутация батареи статических конденсаторов высокого напряжения выключателем с одним приводом: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Тихончук Дмитрий Александрович. – Уфа, Уфимский гос. техн. уни-т, 2014. – 232 с.

58 Ситников, В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS): дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02 / Ситников Владимир Федорович. – Иваново, ИГЭУ, 2009. – 301 с.

59 Нагай, И.В. Дальнее резервирование в сетях 6–110 кВ. Проблемы и решения / И.В. Нагай // Новости ЭлектроТехники. – 2010. – 6(66). – С. 28-30.

60 Нагай, В.И. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей / В.И. Нагай, И.Ф. Маруда, В.В. Нагай. – Ростов-на-Дону: Известия вузов. Северо-Кавказский регион, 2009. – 316 с.

61 Александров, М.А. Дальнее резервирование в электрических сетях с помощью реле БРЭ-2801: Учебное пособие / М.А. Александров, С.С. Сарычев. – СПб.: Издание ПЭИПК, 2002. – 40 с.

62 Нагай, И.В. Проблемы и решения дальнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций / И.В. Нагай, В.И. Нагай // Релейщик. – 2009. – № 4. – С. 30–35.

63 Нагай, И.В. Многопараметрическая микропроцессорная резервная защита распределительных электрических сетей 6–110 кВ с ответвительными подстанциями: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Нагай Иван Владимирович. – Новочеркасск, ЮРГТУ (НПИ), 2012. – 223 с.

64 Атабеков, Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 344 с.

65 Шнеерсон, Э.М. Дистанционные защиты / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 448 с.

66 Циглер, Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. Перевод с англ. под ред. А.Ф. Дьякова / Г. Циглер. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 322 с.

67 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.

68 Рекомендации по расчету уставок резервных защит ЛЭП ВН на базе шкафов НПП "ЭКРА". Версия 12. – Чебоксары, ООО НПП "ЭКРА", 2014.

69 Бринкис, К. Методика выбора уставок дистанционных защит и защит нулевой последовательности фирмы Siemens в электросети 110–220 кВ / К. Бринкис.

70 Рекомендации по выбору уставок дистанционных защит от всех видов КЗ и токовых защит устройства 7SA522. V4.1. – Киев, 2004. – 168 с.

71 Рекомендации по применению и выбору уставок защиты линии устройства REL670. Методическое пособие АББЧ.650031.005. Редакция от 31.01.2008.

72 Рекомендации по выбору уставок. Серия реле GE Multilin UR. – 2006.

73 Микропроцессорный многофункциональный терминал MiCOM P435. Рекомендации по расчету и заданию уставок параметров настройки для применения на воздушных линиях 110–220 кВ. Москва, 2006. – 168 с.

74 MiCOM P43х. Пример расчета уставок и ввода в работу. P437-302-402-602 / AFSV.12.06680 RU. Русская версия.

75 Описание уставок MiCOM P443. P443/RU ST/A22, 8 сентября 2006. – 67 с.

76 Дьяконов, В.П. Matlab и Simulink в электроэнергетике. Справочник / В.П. Дьяконов, А.А. Пеньков. – М.: Горячая линия - Телеком, 2009. – 816 с.

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

78 Лосев, С.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических сетей / С.Б. Лосев, А.Б. Чернин. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 528 с.

79 Бургсдорф, В.В. Открытые электрические дуги большой мощности / В.В. Бургсдорф // Электричество, 1948, № 10. – С. 15–23.

80 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 мая 2012 г. – М.: КНОРУС, 2012. – 488 с.

81 Jalili-Marandi, V. Real-time Electromagnetic and Transient Stability Simulations for Active Distribution Networks [Электронный ресурс] / V. Jalili-Marandi, F.J. Ayres, C. Dufour, J. Belanger; [Pares of International Conference on Power Systems Transients (IPST2013)]. – Vancouver, Canada, 2013. – Режим доступа: http://ipstconf.org/papers/Proc_IPST2013/13IPST097.pdf.

82 Real-time Simulation Solutions for Power Grids and Power Electronics [Электронный ресурс]. – Канада, 2015. – 12 с. – Режим доступа: http://www.opal-rt.com/sites/default/files/OPAL_Brochure_ePOWERgrid_28_mai_2015_Web.pdf.

83 OPAL-RT System Description Document. – Montreal, Quebec, Canada: OPAL-RT Technologies Inc., 2012. – 24 p.

84 Линт, М.Г. Современные методы моделирования режимов энергосистем с применением программно-аппаратного комплекса RTDS / М.Г. Линт, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Энергетик. – 2010. – № 8. – С. 23–26.

85 Нудельман, Г.С. Моделирование режимов электроэнергетических систем в задачах релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс] / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 3-я Международная научно-техническая конференция. Аннотации докладов. – СПб, 2011. – Режим доступа: \Session 3\ PS1-S3-11 Нудельман Г С_Моделирование режимов электроэнергетических систем RU.pdf.

86 Балашов, С.В. Применение современных методов моделирования для решения задач электроэнергетики / С.В. Балашов, А.В. Булычев, А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Автоматизация & ИТ в энергетике. – 2012. – № 4. – С. 5–9.

87 Куликов, А.Л. Использование имитационного моделирования для обеспечения селективности токовых защит [Электронный ресурс] / А.Л. Куликов, А.Н. Клюкин // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2012. XXI конференция. Сборник докладов. – М., 2012. – С. 127–137. – Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b5_rus/materials/e-library/RZA-2012.pdf.

88 Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

89 Дударев, Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. 1971. № 8. – С. 64–66.

90 Халилов, Ф.Х. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / Ф.Х. Халилов, Г.А. Евдокунин, В.С. Поляков и др.; Под ред. Ф.Х. Халилова, Г.А. Евдокунина, А.И. Таджибаева. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд-ние, 2002. – 549 с.

91 Шуцкий, В.И. Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

92 Сирота, И.М. Защита от замыканий на землю в электрических сетях / И.М. Сирота. – Киев: АН УССР, 1955. – 208 с.

93 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

94 Добрягина, О.А. Исследование и разработка методов и средств повышения динамической устойчивости функционирования токовых защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Добрягина Ольга Александровна – Иваново: Ивановск. гос. энерг. ун-т, 2012. – 176 с.

95 Шуин, В.А. Токовые защиты от замыканий на землю. Исследование динамических режимов функционирования / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Новости ЭлектроТехники. Информационно-справочное издание. – 2010. – №2(62). – С. 36–40.

96 Шуин, В.А. Влияние электромагнитных переходных процессов на функционирование токовых защит от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Вестник ИГЭУ. Вып. 4. – Ива-

ново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. – 2009. – С. 84–91.

97 Шуин, В.А. Исследование динамических режимов функционирования токовых защит от замыканий на землю электрических сетей среднего напряжения / В.А. Шуин, А.С. Лифшиц, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Сборник докладов Международной научно-технической конференции СИГРЕ «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем» – Москва. – 2009. – С. 623–631.

98 Шабад, М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SPACOM и REL500: методические указания с примерами / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2000. – 53 с.

99 Соловьев, А.Л. Методические указания по выбору характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов серии SEPAM производства фирмы Schneider Electric / А.Л. Соловьев. – СПб.: ПЭИПК, 2005 – 48 с.

100 Александров, А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ: методические указания с примерами / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 2004.

101 Колодяжный, В.В. Усовершенствование токовой защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью на основе исследований перемежающихся дуговых замыканий: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Колодяжный Виталий Владимирович. – ТПИ, Томск. – 1984. – 212 с.

102 Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001. – 104 с.

103 Шабад, М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6–35 кВ / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2005. – 51 с.

104 Шалин, А.И. Защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ. Пример расчета уставок / А.И. Шалин // Новости электротехники. – 2005. – № 4 (34). – 11 с.

105 Воробьева, Е.А. Эквивалентирование схем замещения кабельных сетей 6–10 кВ для расчета переходных процессов при замыканиях на землю / Е.А. Воробьева, В.А. Шуин // Десятая международная молодежная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015»: материалы конференции. В 7 т. Т.3. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. – 2015. – С. 112–114.

106 Шуин, В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 3–10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1991. – № 10. – С. 58-61.

107 Электротехнический справочник. В 4-х томах. Том 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы / Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 440 с.

108 Шуин, В.А. Расчет перенапряжений при дуговых прерывистых замыканиях на землю. Зависимость от режима заземления нейтрали / В.А. Шуин // Новости ЭлектроТехники. – № 4 (58). – 2009.

109 Шуин, В.А. Об эффективности ограничения перенапряжения при дуговых замыканиях на землю различных режимов заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ / В.А. Шуин, С.Б. Солодов // Вестник ИГЭУ. – 2006. – № 2.

110 Дударев, Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971, № 8. – С. 64 – 66.

111 Шалыт, Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. – М.: Госэнергоиздат. - 1959. - С. 77 - 97.

112 Шуин, В.А. Теория и практическая реализация защит от однофазных замыканий на землю, основанных на использовании переходных процессов, в электрических сетях 3-35 кВ / Дисс. ... докт. техн. наук. – М.: ВНИИЭ, 1994. – 508 с.