НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

На правах рукописи

УДК 681.5

Такырбашев Бейшеналы Касымалиевич

Развитие математических моделей и методов повышения эффективности современных АСКУЭ

05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
член-корреспондент НАН КР,
Заслуженный деятель науки КР
Оморов Т.Т.

Бишкек – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…… …….4

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ…….....…. 9

1.1. Общая характеристика распределительной электрической сети (РЭС) 0,4кВ. …….....……9

1.2. Текущее состояние автоматизации распредсетей 0,4кВ в КР…… …….....….23

1.3. Проблемы совершенствования АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний ……...……34

1.4. Проблемы диагностики и идентификации состоянии РЭС..…….....….44

1.5. Проблемы снижения потерь электроэнергии ……..……..……..51

Выводы.....…….....……57

ГЛАВА 2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ РАСПРЕДСЕТИ ПО ДАННЫМ АСКУЭ ……..…….....……58

2.1. Постановка задачи идентификации …….....…59

2.2. Метод решения задачи идентификации модели распредсети 60

Выводы.....…….....…78

ГЛАВА 3. СИНТЕЗ ЦИФРОВОГО РЕГУЛЯТОРА ДЛЯ СИММЕТРИРОВАНИЯ ТРЕХФАЗНОЙ РАСПРЕДСЕТИ …….....……79

3.1. Постановка задачи синтеза цифрового регулятора..... 80

3.2. Синтез цифрового регулятора …….....83

3.3. Принцип работы и структура коммутатора фазных токов ….....88

Выводы ……....……...……..93

ГЛАВА 4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ МЕСТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ОТБОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДСЕТИ ПО ДАННЫМ АСКУЭ..... 94

4.1. Постановка задачи …….....……....……95
4.2. Метод локализации несанкционированного отбора электроэнергии в распредсети …….....95
Выводы…….....103
ГЛАВА 5. ДИАГНОСТИКА МЕСТ ОБРЫВОВ ПРОВОДОВ ТРЕХФАЗНОЙ СЕТИ…….105
5.1. Постановка задачи …….....105
5.2. Локализация мест обрывов проводов магистральной линии…….....106
Выводы…….113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…….. 114
ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ……. 115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ…….. 117
ПРИЛОЖЕНИЕ…….. 127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Реформирования электроэнергетической отрасли Кыргызстана в настоящее время сопровождается организационно-техническими сложностями, социально-экономическими противоречиями, обусловленными социально-экономическими процессами в республике и особенностями процесса электроснабжения. Система учета электроэнергии, оптимизация и диагностики состояния электросети высокого напряжения налажена, изучено достаточно хорошо, а для сетей напряжением 0,4кВ в больших масштабах пока не поддается достоверному учету и контролю. Отсутствует техническая средства и методики оптимизации, диагностики состояния и автоматического управления для сети напряжением 0,4кВ. Известно, что в распределительных электрических сетях (РЭС) напряжением 0,4кВ весьма актуальна проблема снижения коммерческих и технических потерь электроэнергии, обусловленных в основном хищением, утечкой и несимметрией токов, напряжений в фазах, а также проблема, связанная со слабым контактным соединением, износом и обрывом проводов линий электропередач. Внедряемые в Кыргызстане АСКУЭ в РЭС 0,4кВ, в основном, решает задачи коммерческого учета электроэнергии сведения баланса между счетчиками абонентов и головными счетчиками, установленными в трансформаторных подстанциях. Исследованием причин возникновения, анализом структуры КПЭ, нормированием и разработкой мероприятий по их снижению активно занимаются научно-исследовательские коллективы, возглавляемые д.т.н. В.Э. Воротницким, д.т.н. Ю.С. Железко, член-корр. НАН КР Т.Т Оморовым и другими учеными. Следует также отметить большую практическую работу в этой области, проводимую инженерными коллективами ОАО «Мосэнерго», ОАО «Пятигорские электрические сети», ОАО «Ростовэнерго», ГУП «Донэнерго» России и ОАО «Северэлектро» Кыргызской республики. Разработанные ими рекомендации и организационно-технические мероприятия по снижению КПЭ активно внедряются, принося весомый

экономический эффект. Как показывает мировой опыт, при повышении доли доходов от бытовых потребителей электроэнергии (ПЭ) свыше 20 % в общей сумме доходов энергокомпании необходимо принятие дополнительных мер по обеспечению «собираемости» платежей. В числе данных мер предусматривается внедрение более эффективных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Как известно, существующие АСКУЭ относятся к классу информационно – измерительных систем. Поэтому они, в основном, выполняют функции измерения данных об энергопотреблении с группы абонентских счетчиков электроэнергии и коммерческий учет электроэнергии. Анализ функциональной структуры АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний Республики показывает, что в составе этих систем не решаются такие важные задачи, как диагностика функциональных элементов и оптимизация режимов работы распределительных сетей, что значительно снижает их эффективность. В связи с этим возникает необходимость разработки новых функциональных подсистем, предназначенных для решения указанных задач. Диссертационная работа посвящена проблемам разработки математических моделей, методов и технологий, направленных на совершенствование существующих АСКУЭ с целью повышения их технико-экономических показателей и распредкомпаний Республики. Эти обстоятельства обуславливают актуальность проблем, рассматриваемых в диссертации.

Диссертационная работа выполнена в рамках проектов фундаментальных исследований Национальной академии наук Кыргызской Республики.

Целью диссертационной работы является снижение потерь электроэнергии в РЭС 0,4 кВ за счет разработки моделей и методов, направленных на создание диагностических и оптимизационных подсистем в составе современных АСКУЭ.

Поставленная цель потребовала решения следующих научных **задач:**

1. Анализа структуры коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ, мероприятий по их снижению и методов автоматизации коммерческого учета электроэнергии, формулирования требований к АСКУЭ и критериев эффективности ее функционирования.

2. Анализа функциональной структуры существующих АСКУЭ и формирование дополнительного состава функциональных задач АСКУЭ, отвечающей критериям эффективности ее функционирования, решение которых в составе АСКУЭ позволяет значительно повысить их эффективность и технико-экономические показатели распредкомпаний Республики.

3. Разработку математической модели трехфазной распредсети в условиях несимметрии токов и напряжений для диагностики состояний магистральной линии.

4. Разработка метода идентификации и локализации мест несанкционированного отбора электроэнергии в распредсети.

5. Разработка метода синтеза и структуры цифровой системы автоматического управления (САУ) процессом симметрирования РЭС 0,4 КВ.

Научная новизна результатов диссертационной работы состоит в развитии научных основ и методов, направленных на совершенствование современных АСКУЭ.

Практическая ценность результатов работы состоит в том, что разработанные в диссертации модели, методы и алгоритмы ориентированы для создания алгоритмического и специального программного обеспечения подсистемы диагностики электрического состояния и оптимизации режимов работы распределительных сетей в составе АСКУЭ, использование которых позволяет повысить технико-экономические показатели внедряемых в настоящее время автоматизированных систем, а также распределительных компаний республики.

Результаты исследований использованы в ОАО «Северэлектро» и учебном процессе Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова.

На защиту выносятся следующие основные результаты:

1. Предложен метод синтеза цифрового регулятора в составе системы автоматического управления (САУ) процессом симметрирования распределительной сети.

2. Разработан метод идентификации и локализации мест несанкционированного отбора (хищения) электроэнергии в трехфазной распредсети.

3. Разработан метод обнаружения и локализации мест обрыва провода в линии электропередач.

4. Разработаны принцип построения и структура переключательного элемента в составе цифровой САУ процессом симметрирования распределительной сети.

Личный вклад соискателя. Все основные результаты, изложенные в диссертации, получены автором под руководством научного руководителя

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на следующих семинарах и научно-технических конференциях:

- Международная научно-практическая конференция «Информационные технологии и математическое моделирования в науке, технике и образования», г.Бишкек, октябрь 2016г;
- Международная научно-практическая конференция « Интеграционные процессы в научно-техническом и образовательном пространстве », г. Бишкек, сентябрь 2016г.;
- Международная научно-практическая конференция «Современные состояние исследований в области физико-технических проблем и материаловедение в Кыргызской республике» г. Бишкек, сентябрь, 2016г.;
- Международный семинар «Создание импортозамещающих производств для нужд республиканской энергетики». г. Бишкек, март, 2016г.;
- XXVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы в современной науке и пути их решения», г.Москва, июнь, 2016г;

- Международный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». г.Бишкек, сентябрь, 2017.;
- Международная конференция «Информационные технологии и математическое моделирование в науке, технике и образовании», г.Бишкек, октябрь, 2016;
- Научные семинары лаборатории «Адаптивные и интеллектуальные системы» ИФТПиМ НАН КР.

Публикации. По результатам выполненных в диссертации исследований опубликовано 26 научных работ, в том числе в международных журналах, включенных в международные базы цитирования (РИНЦ, Web of Science, Scopus, и др.) и получено 5 патентов КР.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав с выводами, заключения, списка литературы, включающего 91 наименований. Основной текст изложен на 116 странице машинописного текста и иллюстрирован 33 рисунками и 14 таблицами.

ГЛАВА 1
ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

1.1. Общая характеристика распределительной электрической сети 0,4кВ

Распределительные электрические сети (РЭС) предназначены для приема, преобразования, распределения электроэнергии до конечного потребителя. Распределительная сеть 0,4кВ состоит из распределительного трансформатора 10/0,4 кВ, трехфазной линии 0,4кВ. Распределительный трансформатор (РТ) принимает электроэнергию (ЭЭ) от электроэнергетической системы (ЭЭС) и преобразует напряжение 10кВ на напряжение 0,4кВ, при этом передаваемая мощность остается без изменения. РТ (распределительное устройство (далее РУ)) 10кВ и РУ 0,4кВ вместе образуют комплектную трансформаторную подстанцию (КТП). В РУ-10кВ установлены: три калиброванные предохранители 10кВ на каждую фазу, соответствующих номинальному току РТ, ограничители перенапряжения (ОПН) 10кВ, соединенные с обмоткой высокого напряжения (ВН), и ОПН 0,4кВ соединенный с обмоткой низкого напряжения (НН) 0,4кВ трансформатора. ОПН защищает обмотки трансформатора от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

В РУ-0,4кВ установлены: головной счетчик, рубильник 0,4кВ, вводной и фидерный автомат 0,4кВ, трансформаторы тока (ТТ), концентратор данных (КД) для автоматической системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), предназначенный для обработки данных поступающих от электросчетчиков и выдачи необходимой информации в верхний уровень АСКУЭ.

Головной счетчик предназначен, для измерения мощности на выходе РТ, величина которой равна суммарной мощности абонентов, с учетом технических потерь на проводах магистральной линии. Вводной автомат 0,4кВ отключает сети 0,4кВ, при выводе фидера в ремонт и автоматически отключается при коротком замыкании на линии, при перегрузке РТ и при обрыве нулевого и фазного провода. Фидерные автоматические выключатели также служат для защиты от тока короткого замыкания (ТКЗ) и разрывают цепь при ремонте линии для безопасности. ТТ предназначен для подключения измерительной токовой цепи к головному счетчику. В процессе распределения ЭЭ участвует так же кабельные и воздушные линии 0,4кВ, которые доставляют ЭЭ электроприемникам потребителей. Воздушные и кабельные линии разделаются на магистральные и отпаечные. Магистральная линия проходить вдоль трассы абонентов четырьмя проводами, т.е. три фазные и один нулевой провод. Особенности нулевого провода заключается в том что, непосредственно он подключается к нейтралу трансформатора, сечение провода нейтрали тоньше, чем фазные провода. Обмотка НН 0,4кВ РТ соединен, по схеме звезда с выведенным нейтралом. Нейтрал РТ через заземляющее устройство подключается к контуру заземления КТП. Сопротивление контура заземления нормируется и должен составлять не более 4 Ом [1]. Четырех проводная линия электропередач выполняется голым алюминиевым проводом или проводом СИП (самонесущий изолированный провод). Особенности СИП по отношению к голому алюминиевому проводу заключается в том что, монтаж можно выполнять без применения опор, т.е. можно использовать фасады зданий и домов для закрепления СИП, при этом один из проводов служит в качестве троса. Место подключения потребителей к магистральной линии выполняется способом «контактное соединение». Один конец провода, идущего к абоненту, подключается к магистральному поводу с помощью хомута и болта, а другой конец непосредственно подключается к счетчику абонента.

Провод СИП не боится ветра, дождя и касания веток зеленных насаждений. Современные интеллектуальные счетчики, установленные у абонентов через телекоммуникационный модуль (ТКМ) типа PLC, по силовым линиям 0,4кВ передают необходимые данные в КД АСКУЭ. В совокупности РТ, магистральные линии, линии присоединений и счетчики образуют РЭС 0,4кВ. В качестве описания состояние РЭС 0,4кВ, для примера взят РЭС ОАО «Северэлектро», который территориально разделен на три зоны - Чуйская область, г. Бишкек и Таласская область. Характеристика РЭС 0,4кВ ОАО «Северэлектро» описывается в настоящее время таким образом. В эксплуатации находятся трансформаторы 6-10/0,4кВ в количестве 8881 шт. суммарной установленной мощностью 2197,213 тыс. кВА. Более 60% электрооборудований работают выше нормативного срока, большая потеря из-за холостого хода т.к. в летний период трансформаторы загружены на 20%, а зимой загружены на 80-100% и выше. Работают трансформаторы в основном в несимметричном режиме, в результате этого трансформаторы выходят из строя, при этом происходит большая потеря электроэнергии. Из-за большого изменения климата (значительная разница температур в зимний и летний период) в зависимости от сезона наблюдается изменение сопротивления линии, в результате этого увеличивается потери в линии. Протяженность кабельной линии 0,4-35кВ составляет 2061,02 км, из них длина кабельных линии 0,4кВ составляет 897,52 км, в основном они проложены в городе Бишкек. Изоляция кабеля полимерная в пластмассовой оболочке. Протяженность воздушных линий 0,4кВ составляет 11159,26 км, линии выполнены проводами А-16, А-35, А-50. Последние годы резко возросло потребление электроэнергии населением, а существующие линии 0,4кВ 30 лет назад были спроектированы только для целей освещения. В настоящие время каждый абонент потребляет в среднем 10кВт вместо проектного 3 кВт, существующие линии на эту нагрузку не рассчитаны и работают с большими перегрузами и потерями

ЭЭ. Воздушные линии 0,4кв были спроектированы по старым нормативным данным. Протяженность воздушной линии в магистрали иногда доходит до 8 км, а по новым нормативам и требованиям [2] должны быть не более 1км. Линии 0,4кВ проходят через густонаселённые местности, вдоль дорог и зеленных насаждений. Из-за близости к автодорогам, автомобили часто разбивают опоры линии электропередач. Ветки зеленных насаждений касаются голых проводов и часть электроэнергии уходит через стволы деревьев в землю, тем самым теряется часть электроэнергии. Из-за ветра происходит хлёст проводов, в результате которого случается короткое замыкание на линии. Существующие автоматические выключатели не чувствительны к дальним токам короткого замыкания (ТКЗ). Установленные автоматические выключатели в сети 0,4кВ считаются несовершенными, так как они не чувствительны к дуговым коротким замыканиям. Выбор автомата осуществляется по условию металлического ТКЗ в сети, и не учитывает дуговое короткое замыкание. Сети 0,4 кВ работают постоянно в режиме несимметричной нагрузки. Характер нагрузки сети 0,4кВ следующий: несимметричные, двигательные, несинусоидальные, импульсные, резистивные. Выше перечисленные недостатки часто приводят к повреждению проводов линии и потери электроэнергии.

Одним из путей повышения надежности сетей 0,4кВ и уменьшения потерь, является замена голых проводов на самонесущие изолированные алюминиевые провода (СИП). Это даст уменьшение аварийных отключений на 20% в городе Бишкек по сравнению с предыдущими годами. Потребление электроэнергии в Кыргызстане с каждым годом увеличивается на 5-10%, а пропускная способность сети остается на прежнем уровне, что и 40 лет тому назад. Сети не модернизуются из-за сложного финансового состояния энергоотрасли. Технические, коммерческие потери остаются выше нормативного. Поэтому требуется автоматизировать сеть 0,4кВ.

В последнее время в ОАО «Северэлектро» Кыргызской Республике (КР) внедряется система АСКУЭ для уменьшения коммерческих и технических потерь. Через РЭС ОАО «Северэлектро» реализуется более 52% объема вырабатываемой электроэнергии КР, 65% производимой энергии потребляет бытовой сектор. Состояния РЭС 0,4кВ зависит в основном от режима работ и от характера нагрузки потребителей. Теперь рассмотрим различные режимы работ сети, влияющие на потери электроэнергии.

1.1.1. Несимметричные режимы работы трехфазных цепей

Одним из сложных режимов сети является несимметричные режимы. В РЭС существует кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы. К кратковременным несимметричным режимам относятся короткие замыкания, обрыв проводов в воздушных линиях замыканиям на землю и.т.д. Длительные несимметричные режимы проявляются тогда, когда элементы электрической сети подключены по фазам неравномерно. Несимметрие напряжений и токов, подключенные к сети несимметричной нагрузки, называют продольной. Несимметрия токов и напряжений вызванных подключением к сети многофазных и однофазных несимметричных нагрузок называют поперечной. Поперечные несимметрии проявляется при неравенстве активных и реактивных сопротивлений отдельных фаз приемников электроэнергии. В работающих сетях 0,4кВ распределение однофазных электроприемников по фазам производятся крайне неравномерно. В силу этого создается перегрузка одних и недогрузка других фаз. В результате чего получается перекос фаз или несимметрия тока.

Многолетние наблюдения в РЭС 0,4кВ [3,4,5] показали, что как правила от симметричного подключения однофазных потребителей нарушаются в 90% случаев.

Таким образом, несимметричный режим работы электрической сети 0,4 кВ. является объективно существующей. Даже при равномерном подключении

нагрузок возникает вероятность несимметрии токов. При вероятностной несимметрии нагрузки каждой фазы изменяется во времени. Несимметричные режимы в электрических сетях возникают по следующим причинам:

1) неодинаковые нагрузки в различных фазах,

2) неполнофазная работа линий или других элементов в сети,

3) различные параметры линий в разных фазах

Из-за несимметрии в сети могут быть следующие возмущения: в асинхронных и синхронных машинах возникают дополнительные потери нагрев в статоре и вибрации ротора; сокращается срок службы изоляции трансформаторов; синхронные двигатели и батареи конденсаторов уменьшают выработку реактивной мощности. Суммарный ущерб, обусловленный несимметрией в бытовых сетях, включает стоимость технических потерь электроэнергии. Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентом обратной последовательности напряжений и коэффициентом нулевой последовательности напряжений, нормальное и максимальное допустимые значения которых составляют 2 и 4 % [6]. Балансировка нагрузок по фазам значительно улучшает основные показатели качества ЭЭ

Аварийные (кратковременные) несимметричные режимы работы трехфазных цепей.

Для соединения трехфазной цепи в звезду возможны следующие аварийные режимы работы [7]:

- обрыв фаз (рис. 1.1.1);
- обрыв нулевого провода (рис. 1.1.2);
- короткое замыкание фазы при обрыве нуля (рис. 1.1.3);
- обрыв фазы и нуля (рис. 1.1.3).

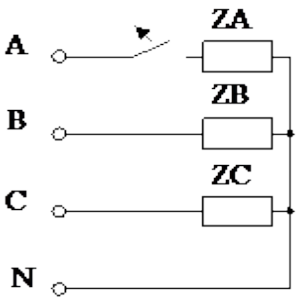

Рис. 1.1.1

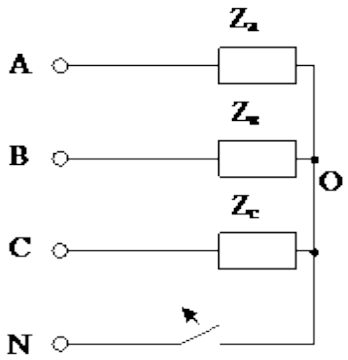

Рис. 1.1.2

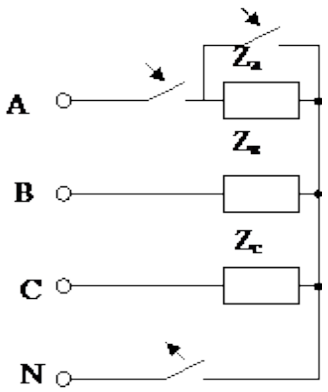

Рис. 1.1.3.

Для соединения трехфазной цепи в треугольник возможны следующие аварийные режимы:

- обрыв фазы;
- обрыв линейного провода.

Аварийные несимметричные режимы в нагрузках соединенных звездой. Рассмотрим следующие случаи:

1. При обрыве фазы «А» $\boldsymbol{I_A = 0}$, работа нагрузкой $\boldsymbol{z_a}$не совершается, а остальные нагрузки ($\boldsymbol{z_b}$, $\boldsymbol{z_c}$) свои режимы работы не изменят (рис.1.1.4): **.**

Если нагрузки связаны и являются одним целым, то этот режим будет аварийным.

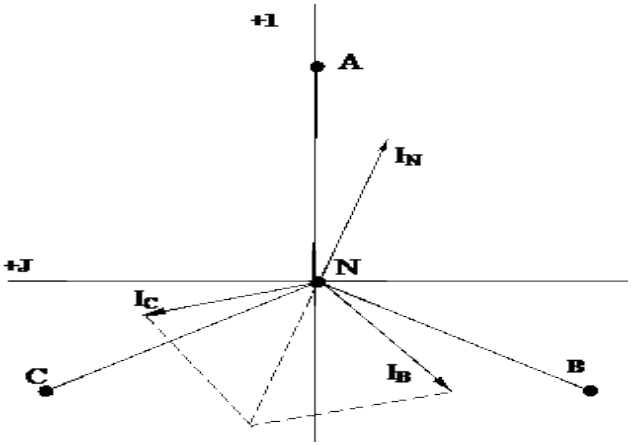

Рис.1.1.4. Векторная диаграмма при обрыве фазы А

$$\dot{I}_B = \frac{\dot{U}_{bn}}{z_b}, \quad \dot{I}_C = \frac{\dot{U}_{cn}}{z_c}$$

Так, если эта нагрузка – асинхронный двигатель, то он будет в аварийном режиме и нулевой провод будет нагружен дополнительно (Рис.1.1.4):

$$\dot{I}_N = \dot{I}_B + \dot{I}_C$$

2. Обрыв нулевого провода не всегда вызывает аварию в трехфазных цепях, если нагрузка симметрична, то обрыв нулевого провода не изменит тока нагрузок.

Для несимметричных нагрузок $\dot{I}_N \neq 0$, и такой режим может вызвать аварию.

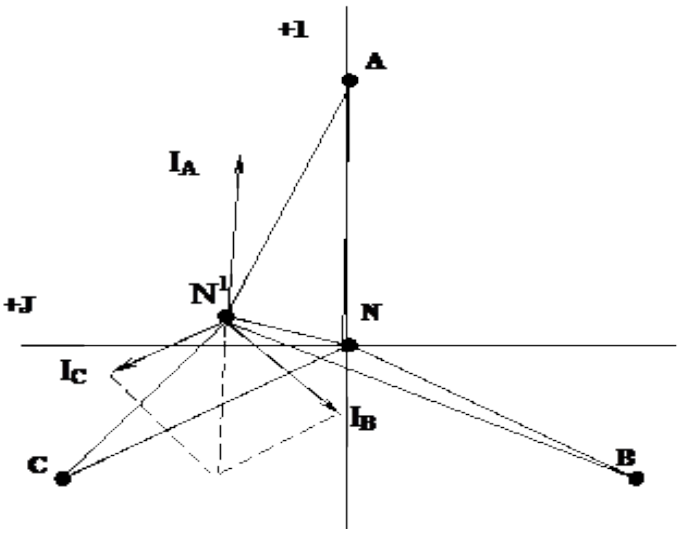

Рис. 1.1.5. Векторная диаграмма при обрыва нулевого провода

Для того чтобы показать это, используем метод двух узлов:

$$\dot{U}_{NN} = \frac{\frac{\dot{E}_a}{z_a} + \frac{\dot{E}_b}{z_b} + \frac{\dot{E}_c}{z_c}}{\frac{1}{z_a} + \frac{1}{z_b} + \frac{1}{z_c}}, \qquad \dot{I}_A = \frac{\dot{E}_A - \dot{U}_{NN}}{z_b}, \quad \dot{I}_B = \frac{\dot{E}_B - \dot{U}_{NN}}{z_b}, \quad \dot{I}_C = \frac{\dot{E}_C - \dot{U}_{NN}}{z_c}$$

Напряжение $\dot{U}_{NN'}$ (рис. 1.1.5) не равна нулю, если нагрузка несимметрична. Фазные токи также будут неодинаковыми.

3. При коротком замыкании фазы «А» и обрыве нуля напряжение этой фазы равно нулю: $\dot{U}_a = 0$, (Рис. 1.1.6).

Нагрузка фазы «В» увеличится в $\sqrt{3}$ раз:

$$\dot{I}_b = \frac{\dot{U}_{ab}}{z_b} \left(\frac{\dot{U}_{bn}}{z_b}\right)$$

Аналогично и в фазе «С»:

$$\dot{I}_c = \frac{\dot{U}_{ca}}{z_c} \left(\frac{\dot{U}_{cn}}{z_c}\right)$$

;

$$\dot{\mathbf{I}}_A = \dot{\mathbf{I}}_{ab} - \dot{\mathbf{I}}_{ca} = \dot{\mathbf{I}}_b - \dot{\mathbf{I}}_c,$$

$\dot{\mathbf{I}}_A$ будет увеличен по отношению исходному в $\sqrt{3}$ раз.

4. Обрыв фазы и нулевого провода дает:

$$I_A = 0,\ I_N = 0,\ I_b = I_c = \frac{\dot{U}_{bc}}{z_b + z_c}$$

.

В оставшихся фазах токи будут одинаковыми, а напряжения определяются сопротивлениями нагрузок (рис. 1.1.7).

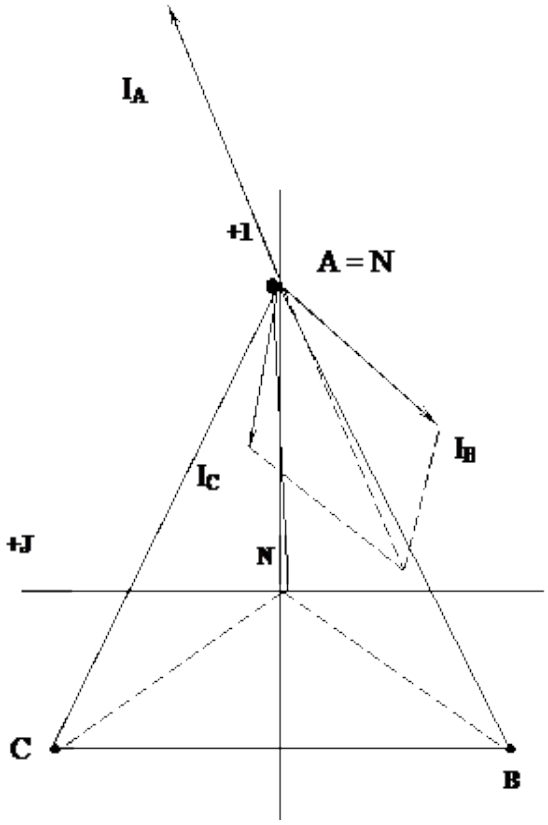

Рис.1.1.6. Векторная диаграмма при обрыве нуля и короткое замыкания фазы А.

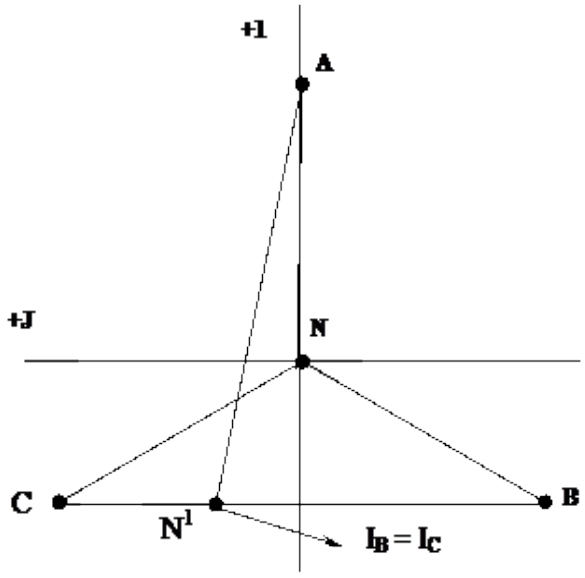

Рис.1.1.7. Векторная диаграмма обрыва фаз и нуля.

Аварийные несимметричные режимы в нагрузках соединенных треугольником. Рассмотрим следующие случаи:

1. *Обрыв фазы*. Ключ К1 замкнут, ключ К2 разомкнут (Рис. 1.1.8). В этом режиме ток в фазе I_{ab} отсутствует, а остальные нагрузки работают как обычно. В таком аварийном режиме линейные токи фаз «А» и «В» соответствуют фазным токам, а линейный ток фазы «С» остается таким, каким был прежде.

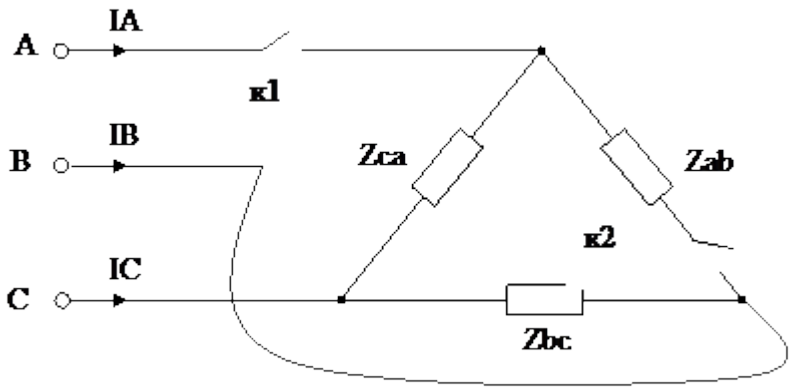

Рис.1.1.8.

2. *Обрыв линейного провода*. Ключ К1 разомкнут и ключ К2 замкнут (Рис. 1.1..8). Фаза нагрузки с z_{bc} своего режима не изменит, а фазы $z_{ab} = z_{ca}$ становятся последовательно соединенными и параллельно подключенными к линейному напряжению фаз «В и С» (см рис. 1.1.8), то есть цепь становится однофазной.

1.1.2. Характеристика нагрузок потребителей

РЭС 10/0,4кВ по характеру электроснабжения делятся на систему электроснабжения города и систему электроснабжения сельского хозяйства [8]. Задачами проектирования городских электросетей является создания экономически выгодных систем, обеспечивающих необходимое качество электроэнергии всех потребителей. Проекты распред. сетей выполняются на

основе государственных норм. Проектирование РЭС города должно осуществляется согласно генеральным планам развития города на перспективу (15-25 лет) с учетом всех факторов электроснабжения.

Общая характеристика потребителей ЭЭ города и основные группы потребителей ЭЭ следующее:

1. Коммунально-бытовые потребители.
2. Промышленные предприятия.
3. Электрифицированный городской транспорт.
4. В отдельных случаях поселки и сельскохозяйственные производства пригородных зон.

Электрические сети 0,4кВ работают с эффективным заземлением нейтрали, что при однофазном замыкании на землю многократно увеличивается ток короткого замыкания и обеспечивается надежное отключение повреждения защитными аппаратами.

1.1.3. Конфигурация РЭС 0,4кВ.

Принцип построения схем сетей выполняется в зависимости от категории приемников. Рассмотрим кратко следующие варианты выполнения схем [8]: радиально магистральные РЭС 0,4 кВ без резервирования линий;

- петлевая неавтоматизированная РЭС 0,4кв;
- радиально магистральная автоматизированная сеть 0,4кв с резервированием линии.

Первый вариант выполнения схем сетей (рис.1.1.3.1) характеризуется дешевизной, при выполнении ремонтных работ и повреждений любой линии или трансформатора. Данная схема используется для электоприемников III категории.

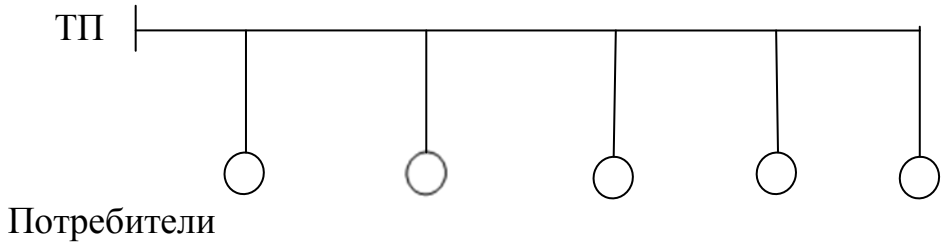

Рис.1.1.3.1.Односторонняя радиальная однолинейная воздушная линия

По условиям надежности электроснабжения петлевые линии соединяются к разным источником питания (рис.1.1.3.2).

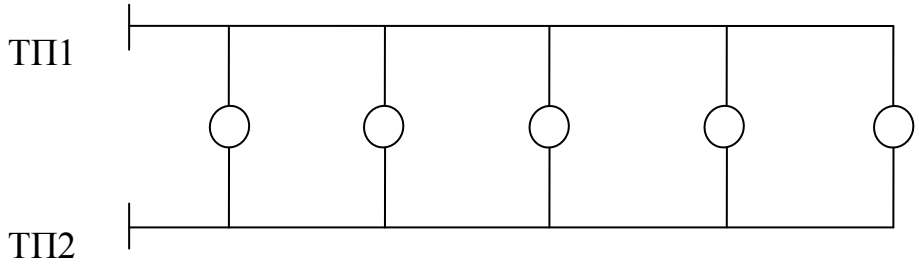

Рис.1.1.3.2. Двух сторонняя двух линейная воздушная линия

Для кабельных линий 0,4 кВ экономически целесообразна работа при замкнутых петлевых схемах с включением разделительного плавкого предохранителя на участке с наименьшим потоком мощности. При повреждении или ремонте перерыв снабжения будет только на время замены трансформатора или для переключения питания на смежных ТП. Предназначены для категории потребителей II, III группы.

Электроснабжение не прекращается при повреждении одной из линии, в схеме сети используется АВР. При повреждении сети 0,4 кВ. электроснабжение прекращается, только на время ручного переключения соответствующих секций ВРУ.

Особенностями сложно замкнутых распределительных сетей 0,4 кВ (рис.1.1.3.3) является следующие:

- включение в цепь трансформатора со стороны 0,4 кВ комплекта автомата обратной мощности (АОМ);
- оборудование в соединительных пунктах сети 0,4кВ узлов с плавкими предохранителями в цепях всех примыкающих линий.

Другой принцип выбора схемы РЭС 0,4кв зависит от выбора линии электропередач

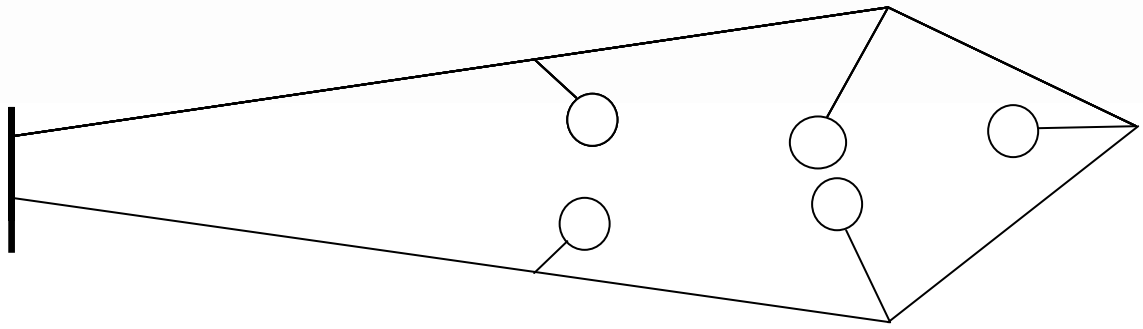

Рис.1.1.3.3. Замкнутая от одного центра питания (ЦП) с одним ВЛ

1.1.4. Линии электропередачи 0,4кВ потребителей электроэнергии

Преобразование высоковольтной энергии в сеть 0,4 кВ осуществляется в трансформаторах с выходным напряжением 380/220 вольт. От них электроэнергия поступает по кабельным или воздушным линиям к потребителям. Причем кабель чаще всего используется там, где нельзя установить инженерные сооружения, опоры.

Кабельные линии при эксплуатации создают в сети реактивную нагрузку емкостного характера, которая на протяженных маршрутах сильно влияет на качество электроэнергии, изменяя cosφ сети. На коротких расстояниях кабель может работать как компенсация потерь электроэнергии от индуктивных нагрузок, создаваемых мощными электродвигателями. Кабельная линия считается более дорогой по сравнения с воздушной линией, но более надежной, т.к. не боится климатического явления.

Воздушные линии применяется для электроснабжения удаленных потребителей. Провода фаз воздушных линий разнесены между собой на значительное расстояние. Они практически не создают реактивного сопротивления.

На фото ниже показана опора линии 0,4кВ с обычными проводами в сельской местности. Это уже устаревшая, но довольно надежная конструкция.

Сейчас в республике идет массовая замена голых проводов на самонесущие изолированные устройства, которые обладают большей безопасностью, уменьшают предпосылки воровства электричества. При реконструкции старых линий часто проводят замену отработавших свой ресурс опор.

На фотографии показана воздушная ЛЭП с самонесущими проводами в жилом секторе.

1.1.5. Схема подключения потребителя к сети 0,4 кВ

Безопасность эксплуатации электрического оборудования во многом зависит от способа его подключения к контуру заземления [9]. Во время прошлого столетия в стране использовалась схема питания потребителей, которую принято обозначать индексами TN-C. Это самая дешевая и опасная система заземления. От нее сейчас избавляются, но это дорогостоящий и

длительный процесс. ГОСТом РФ 50571.2-94 определены системы заземления, которые классифицируют: IT, TT, TN-S, TN-C, TN-S.

Система TN-C-S более безопасна. У нее задействован контур заземления здания, в котором работают электрические приборы. Во время повреждения их изоляции создаются токи утечки на контур земли через PE-проводники. Неисправность схемы отключается УЗО либо дифференциальными автоматами.

Система TN-S предусматривает подключение корпусов электроприборов к заземляющему контуру трансформаторной подстанции по отдельной фазе ЛЭП. Это самое дорогое решение, но наиболее безопасное. Техническое состояние трансформаторной подстанции с линиями электропередач, включая электрическое сопротивление контура заземления, периодически замеряется специалистами и всегда поддерживается в исправном состоянии. Подводя итоги по характеристике РЭС напряжением 0,4кВ можно констатировать, что состояние элементов и параметров сети 0,4кВ не контролируется. Для решения выше перечисленных проблем необходимо автоматизировать процессы в РЭС.

1.2.Текущее состояние автоматизации распредсетей 0,4кВ в КР

В настоящее время отыскания место повреждения РЭС 0,4кВ, производится персоналом сетевых предприятий. Без сообщения потребителей, диспетчера сетевых предприятий не могут знать фактическое состояние РЭС, т.к. в диспетчерском пункте на щите не отражено состояние элементов РЭС. Уровень автоматизации РЭС 0,4кВ почти можно сказать нулевым, исходя из современного требования режима работы сети**.** Поэтому возникает необходимости комплексной автоматизации сети 0,4кВ выполняющий следующие функции: управление потерей ЭЭ, для этого необходимо поддержать уровень напряжения в пределах норматива, не допускать не

симметрии в магистральной линии; ввести постоянный автоматический контроль за несанкционированный отбор мощности, за состоянием автоматических выключателей и за перегрузом линии электропередач; следить за состоянием нулевого провода трехфазной сети. В последнее время, с использованием компьютерной техники, повсеместно в РЭС 0,4кВ возникла проблема не синусоидальности тока, который влияет на качество и потери ЭЭ. В данный момент в РЭС 0,4кВ автоматизировано только процесс коммерческого учета электроэнергии. По аналогии автоматизации высоковольтных сетей функционально можно было бы подразделять РЭС 0,4кВ на следующее подсистемы:

- автоматический контроль состояний РЭС;
- автоматические управления автоматами 0,4кв и подключением, отключением нагрузки потребителя;
- автоматическое регулирование уровнем напряжения и не симметрией;
- автоматизация процесса коммерческого учета ЭЭ;
- релейная защита РЭС 0,4кВ;

Автоматический контроль состояния РЭС 0.4кВ, как правило, должен осуществляться с помощью измерительных приборов, различных датчиков. В нормальном режиме контролируются напряжение, ток, мощность и состояние коммутационных аппаратов (выключателя, рубильника). Отклонение от нормального состояния РЭС, выше предельно допустимого, должно немедленно обнаруживаться, передаваться на диспетчерский пункт для принятия соответствующих мер диспетчером сетевого предприятия.

Автоматическое управление. Процесс дистанционного отключения и подключения нагрузки потребителей в случае нарушения условия договора на электроснабжения со стороны абонента, при отклонении напряжения от

номинального на 10%, при повышении или понижении напряжения - все эти функции в настоящее время выполняет АСКУЭ и электросчетчики.

Автоматическое включение резерва источника ЭЭ в случае исчезновения питания со стороны основного источника ЭЭ, а при появлении питании от основного источника отключения питания резервного источника и включение снова к основному источнику выполняется устройствами АВР. В случае отключения выключателя от тока короткого замыкания автоматически повторно включается выключатель, этот процесс называется автоматическое повторное включения (АПВ). АПВ предназначена для повторной подачи ЭЭ потребителям, в случае исчезновения короткого замыкания после отключения выключателя, для бесперебойной подачи ЭЭ потребителю.

Автоматическое регулирования уровня напряжения в допустимых пределах согласно требовании стандарта в РЭС 0,4кВ, невозможно поддерживать на уровень напряжения на вводе электроприемника потребителя, из-за несимметрии нагрузок трехфазной четырехпроводной сети. В настоящее время уровень напряжения поддерживается путем регулирования емкости статических конденсаторов, подключенного к магистральной линии РЭС 0,4кв. Несимметрии трех фазной сети устраняет различными симметрирующими устройствами. Практика показала, что эти устройства не дают существенный эффект, а наоборот увеличивают потери и уменьшают качество ЭЭ. Исходя из выше перечисленных проблем, возникает проблема балансировки нагрузок по фазам сети. Одним из эффективных путей устранения не симметрии в сети считается переключения фаз более загруженной нагрузки потребителей, на мало загруженную фазу. Методы автоматического переключения фаз в режиме он-лайн, без перерыва питания потребителей остается не решенным.

Релейная защита предназначена для защиты РЭС от металлического короткого замыкания и от дугового короткого замыкания. Существующие автоматические выключатели защищают сеть только от металлических токов короткого замыкания (ТКЗ), а токовые реле вместе с реле времени защищают от дугового замыкания, а в случае обрыва линии с замыканием на земли, в

виду большого сопротивления, защита может не чувствовать. Поэтому требуется идентификация точных мест и локация обрыва и отключения сети. Определить точное место обрыва фазного, нулевого провода и замыкания этих проводов на землю в сети 0,4кВ стало наиболее актуальными. Функции АПВ, АВР, РЗ, автоматическое регулирование контроля РЭС 0,4кВ в настоящее время такая автоматическая система не предусмотрена, существует только АСКУЭ.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

АСКУЭ предназначена для сведения баланса между переданной ЭЭ и потребленной энергией с учетом потерь на транспортировки. Первые попытки автоматизации учета потребляемой электроэнергии в нашей стране можно отнести к 1974 г, когда в Белорусском филиале ЭНИН им. Г.М. Кржижановского (в настоящее время - РУП «БелТЭИ») были разработаны автоматизированные информационно-измерительные системы учета и контроля энергии (ИИСЭ), ориентированные на промышленное использование. В системах ИИСЭ-1-48 были предусмотрены 48 каналов учета, позволяющих дистанционно подключить электросчетчики, оснащенные датчиками импульсов. ИИСЭ-1-48 1978-1988 годы использованы на Каскаде Токтогульских ГЭС. Переход на рыночные отношения поставил перед распределительными компаниями новые задачи по созданию АСКУЭ, ориентированных на учет электроэнергии, в частности, в сетях с напряжением 0,4 кв. Самым простым решением стала «адаптация» существующих промышленных АСКУЭ для использования в бытовом секторе. Такие системы в дальнейшем получили название «классических» или автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии [10–14]. Отличительной особенностью последних версий АСКУЭ явилась их ориентация на сбор информации о потреблении электроэнергии каждым из абонентов в режиме реального времени. Для этих целей, как правило, организуется автоматизированная сеть сбора информации от каждого из потребителей в общую базу данных предприятия энергосбыта [12,15 – 18]. На основании этих

данных распределительная компания осуществляет выставление (рассылку) ежемесячных счетов на оплату в соответствии с тарифным планом абонента. Причем, располагая достоверной информацией о количестве электроэнергии, потребленной каждым абонентом в каждый момент времени, предприятие энергосбыта имеет возможность использовать для расчетов многостаночные тарифы (в зависимости от времени суток, выходных или будних дней и так далее), а также осуществлять оперативное, кратковременное и долгосрочное планирование энергопотребления в системе [19]. Кроме того, на базе классических АСКУЭ легко реализуется механизм выявления неплательщиков и обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии (на основании анализа информации об электропотреблении каждого из абонентов и данных из центра питания, к которому они подключены). Однако функции выявления места несанкционированного отбора электроэнергии (НОЭ) и оперативного воздействия на процесс электроснабжения каждого абонента в данных системах, как правило, отсутствует, в связи с этим, такие классические АСКУЭ назвали пассивными. Воздействие на неплательщиков здесь сводится к выезду бригады электромонтеров для принудительного отключения неплательщиков от линий электроснабжения. Видя такую технологическую пассивность АСКУЭ (с точки зрения оперативного дистанционного воздействия на неплательщика), некоторые разработчики классических АСКУЭ в последней версии своих разработок стали предусматривать возможность выполнения активной функциональной надстройки в виде оперативного дистанционного управления нагрузкой потребителей неплательщиков с диспетчерского пункта. Производителями данного класса АСКУЭ в России следующие фирмы: ОАО «Московский завод электроизмерительных приборов», г. Москва – АСКУЭ «ЭМОС-МЗЭП»; ОАО «Концерн «Энергомера» г. Ставрополь; и др. По своему функциональному составу АСКУЭ выше перечисленных производителей аналогичны и состоят из следующих основных элементов:

- счетчики электрической энергии с цифровым или импульсным (телеметрическим) выходом;
- программно-аппаратные средства для организации канала связи от счетчика электроэнергии до концентратора данных (КД). Это модемы для передачи данных по питающим линиям электрических сетей 0,4 кв. (PLC-модемы); радиомодули или GSM-модемы; проводные интерфейсные модули для организации передачи данных. Дальность действия организуемого канала связи, как правило, не велика: от счетчика электроэнергии до трансформаторной подстанции (до нескольких сотен метров) или от счетчика электроэнергии до этажного распределительного щитка или щитовой здания (до нескольких десятков метров). В случае использования беспроводной технологии передачи данных (кроме GSM) дальность связи составляет десятки метров или устройство чтения данных должно находиться практически в непосредственной близость от счетчика электроэнергии (при использовании оптопорта). КД имеют в своем составе модуль памяти, а также различные интерфейсные модули для связи или сопряжения с внешними устройствами. В зависимости от типа организуемого канала связи могут применяться GSM- и радиомодемы, телефонные модемы; биллинга и др. В качестве иллюстрации на рис. 1.2.1 приведена обобщенная структура классической АСКУЭ.

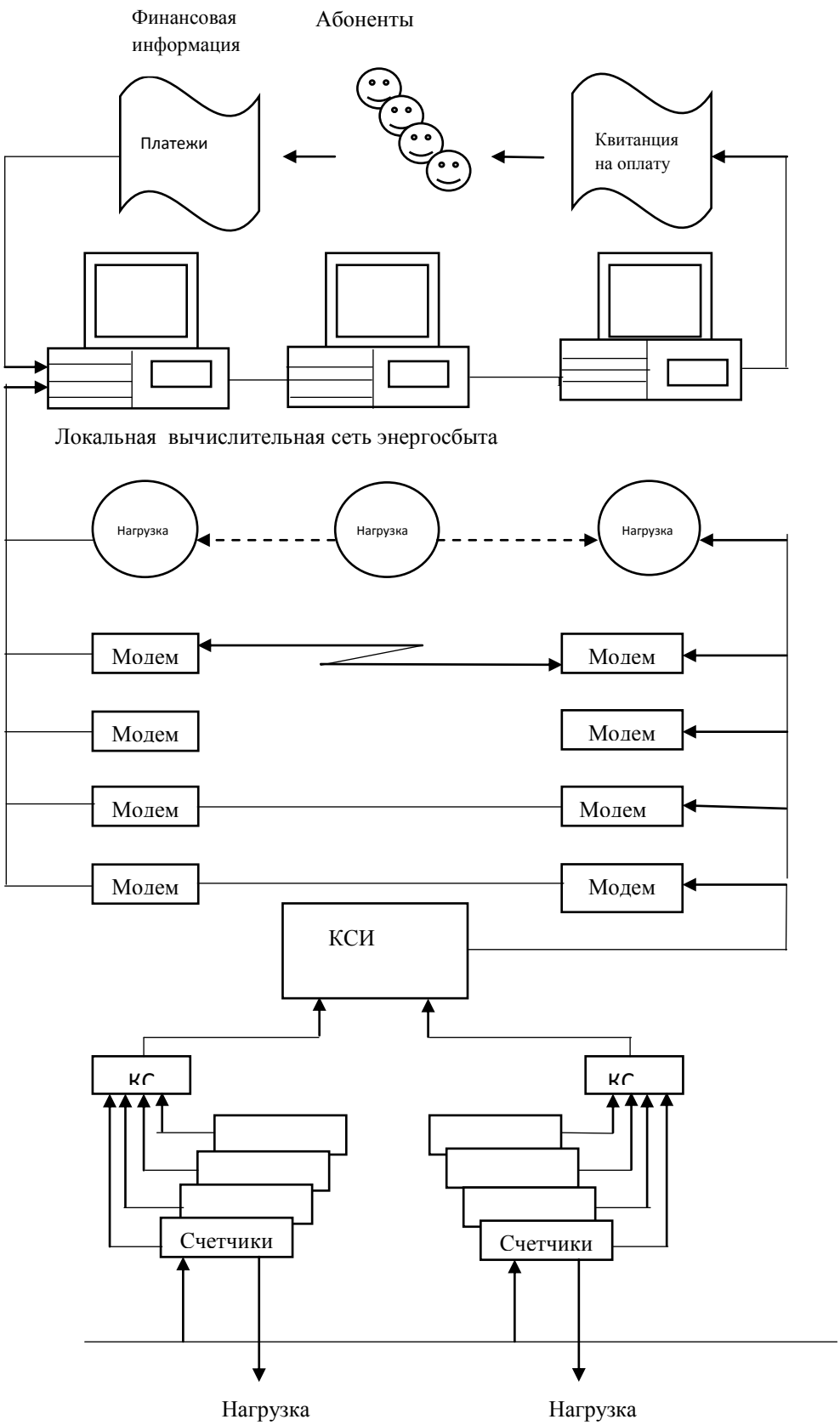

Рис. 1.2.1. Обобщенная структура классической АСКУЭ

На рис. 1.2.1 приняты следующие обозначения: КС – контроллер счетчиков; КСН - концентратор - сетевой накопитель информации; СНИ - сменный

носитель информации. Несомненным достоинством аналогичных систем является высокая информативность: предприятие энергосбыта имеет возможность иметь индивидуальные, групповые и общие данные по энергопотреблению абонентов системы поток поступающих платежей. При классическом подходе абонент АСКУЭ формально становится системой в «ждущий режим»: оплата должна производиться им только после получения платежной квитанции, но в оговоренный в договоре на энергоснабжение расчетный период (обычно с 1-го по 10-е число каждого календарного месяца). Все это также отражается на стоимости системы в целом. Следует также отметить, что наиболее уязвимым и затратным звеном создания классической АСКУЭ является организация сети связи (сбора информации). Существующий практически у всех производителей подход к организации сети сбора информации достаточно прост: используются практически все доступные технологические решения. При этом, как правило, нет надлежащей комплексной оценки показателей надежности, информационной и технологической безопасности, вероятности возникновения различного рода коллизий, непредвиденных организационных и финансовых затрат в дальней перспективе и т.п. в масштабах электрических сетей и энергосистем, а не в отдельно взятых многоэтажных домах и коттеджах. В качестве примера в табл.1 приведены некоторые возможные риски применения различных технологических решений для организации каналов связи в АСКУЭ.

Таблица 1 – Тип используемого канала связи

Типы используемого канала связи	**Возможный риск применения**
Информационная шина CAN, RS-485 или аналогичные проводные линии связи	Отсутствие технологической возможности прокладки проводной линии связи, необходимости обеспечения механической защиты линии связи от повреждений. При передаче телеметрической информации от счетчиков электроэнергии в УСПД повреждение линии связи приводит к безвозвратной потере данных
Радиомодем с частотой 433,92 МГц	Частотный диапазон является «открытым» и позволяет свободно использовать другие радиопередающее средства, могущее создавать помехи в работе радиомодема. Дальность связи мала (десятки метров). Для сбора данных требуется выход контролера к каждому потребителю
Модули Bluetooth, ZigBee, WiFi и.т.д.	Необходимости построения собственной инфраструктуры, связи с выделением частотного ресурса, либо технологическое согласование и информационная защита при использовании готовых модулей, работающих в существующих сетях в протоколах связи. Малая дальность связи.
GSM- Модем	Требуется технологическая «привязка» к сети связи стороннего юридического лица – оператора связи. Неконтролируемая зависимость от тарифов, надежности и ресурсного обеспечения технологического процесса оператора связи. Отсутствие масштабной долгосрочной перспективы эксплуатации модема, соизмеримой со сроком эксплуатации электросчетчика. Частые «зависания» и сбои в процессе связи.
Оптический канал связи	Малая дальность связи. Для сбора данных требуется, чтобы контролер находился в непосредственной близости от электросчетчика. Необходимо длительное поддержания оптических свойств (отсутствие пыли, грязи и царапин) оптопорта электросчетчика.
Передача данных по сети 0,4кВ (PLC- модем)	Передача данных осуществляется в пределах одной трансформаторной подстанции. Высокий уровень помех в канале связи. Требуется использование помехоустойчивых методов приема-передачи данных. Малая дальности связи до 200м.

Среди активных АСКУЭ можно выделить два принципиально различных класса систем:

- с распределенным управлением (автономные системы);
- с централизованным управлением.

Системы первого класса характеризуются отсутствием единого центра оперативного управления процессом электроснабжения потребителей [20, 21]. Коммутацию нагрузки абонентов в таких системах выполняют микропроцессорные электросчетчики (МПУ ЭС), устанавливаемые у каждого из потребителей. В своей работе МПУ ЭС руководствуются внутренними алгоритмами, заложенными в них на этапе программирования, и ведут локальный учет потребления электроэнергии. При уменьшении лимита ниже определенного уровня МПУ ЭС выдает предупреждение абоненту о необходимости внесения оплаты. В случае, если абонент не пополнил лимит, его значение приближается к очередному порогу и устройство вводит режим ограничения мощности до момента пополнения лимита. Информация о внесенных платежах в виде команд увеличения лимита поступает в МПУ ЭС из сервера. На основании полученных данных предприятие энергосбыта получает информацию, которая может быть использована для долгосрочного прогнозирования электропотребления абонентов [19]. Обобщенная структурно-функциональная схема АСКУЭ с распределенным (автономным) управлением показана на рис. 1.2.2. Достоинством существующих АСКУЭ, можно отметить отсутствие дорогостоящих и ненадежных телекоммуникационных модулей, а так же передача телеметрической информации от электросчетчика абонента к серверу энергосбыта. Дополнительным преимуществом таких систем является возможность реализации на их основе автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) электроснабжения. Для связи с МПУ ЭС в системах с централизованным управлением могут использоваться однонаправленные (симплексные) [22] и двунаправленные (полудуплексные, дуплексные) [23] каналы связи. Использование оперативной обратной связи с МПУ ЭС можно также выделить в качестве отдельного

признака для классификации, так как оно в значительной степени сказывается на функциональных возможностях АСКУЭ и стоимости ее внедрения. На основании выше изложенного, предложена классификация АСКУЭ для электрических сетей напряжением 0,4 кв. (АСКУЭ 0,4 кв.), представленная на рис. 1.2.3.

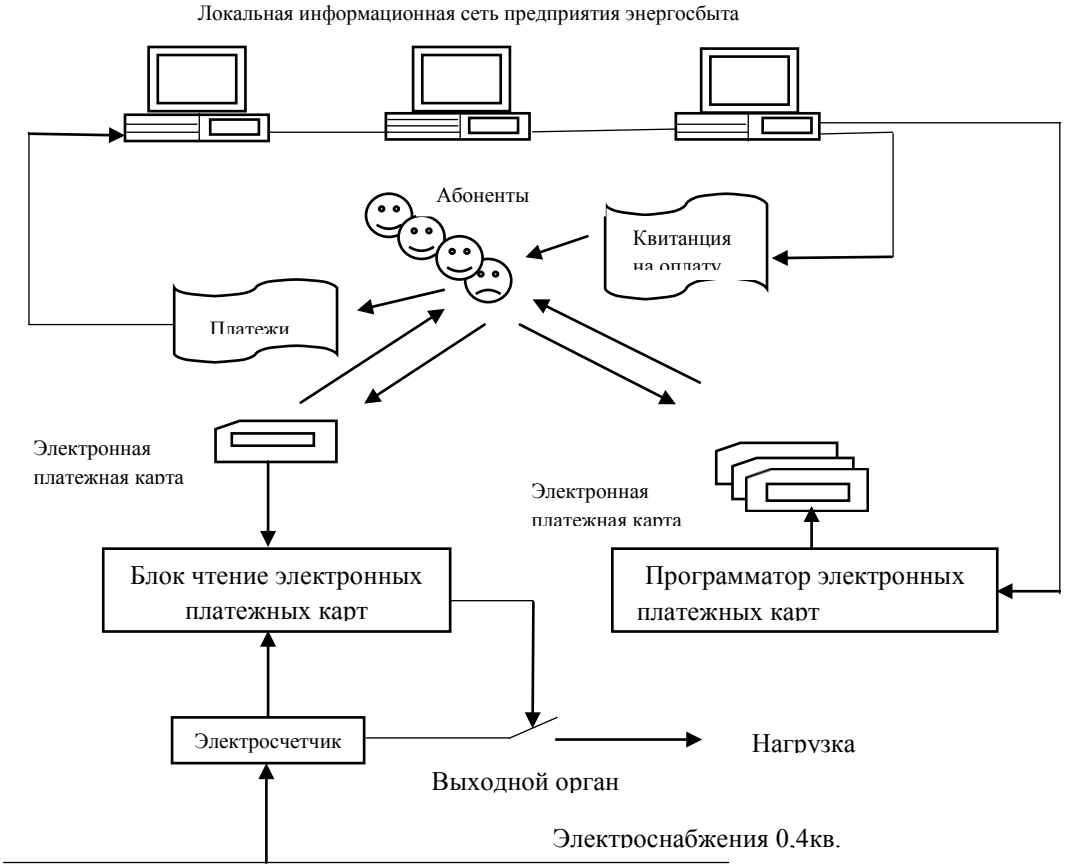

Рис. 1.2.2. Структурно-функциональная схема АСКУЭ
распределенным управлением

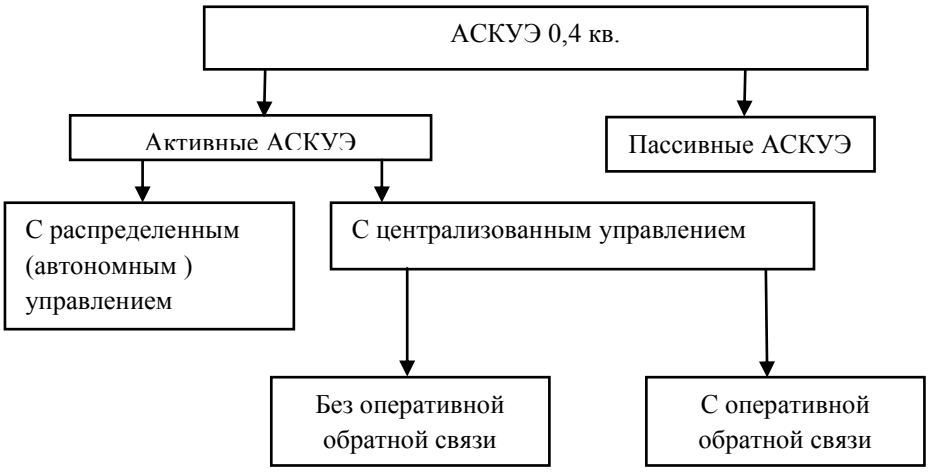

Рис. 1.2.3. Классификация АСКУЭ 0,4 кВ

Исходя из выше перечисленных проблем автоматизации сети, необходимо все функции процессы автоматизации, а также для улучшения качества электроэнергии, уменьшения технических и коммерческих потерь и для обеспечения безопасности людей от обрыва проводов линий в РЭС 0,4кВ, требуется расширить функции АСКУЭ, используя существующие технические средства и телекоммуникационные модули АСКУЭ.

1.3. Проблемы совершенствования АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний

Как известно, энергетический комплекс Кыргызской Республики (КР) состоит из трех взаимосвязанных систем: генерирующей, транспортирующей и распределительной. Выработанная генерирующей системой (ГЭС, ТЭЦ) электрическая энергия подводится на вход транспортирующей системы (высоковольтные электрические сети), которая поставляет энергию к распределительным электрическим сетям (РЭС) напряжением 0,4 кВ. Управление этими системами осуществляют: ОАО «Электрические станции», «Национальные электрические сети Кыргызстана» и распределительные компании «Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро», «Жалалабадэлектро». В 2018 году всеми генерирующими станциями Республики произведено 15,1 млрд. кВт.ч электроэнергии. На вход распредкомпаний поступило 11,7 млрд. кВт.ч энергии, которая через РЭС подана потребителям (абонентам) электроэнергии.

При этом, доля населения от общего объема энергопотребления составляет порядка 63%, а бюджетных организаций – 12%. Суммарная доля энергопотребления промышленных, сельскохозяйственных и коммерческих потребителей ориентировочно составляет 25%. При этом функции измерения расходов электроэнергии, сбор данных об энергопотреблении и их учет осуществляет система учета и контроля, которая включает порядка 1,2 млн. точек измерения, снабженных приборами учета (счетчиками) электроэнергии.

Текущее состояние этой системы можно кратко охарактеризовать следующим образом:

1. В настоящее время для измерения расходов электроэнергии, потребляемых абонентами сети, используются индукционные и современные электронные («умные») счетчики. Удельный вес последних составляет порядка 17%, а индукционных – 83% от общего количества счетчиков электроэнергии по республике. Как известно, индукционные счетчики электроэнергии морально и физически устарели, и они не пригодны для целей автоматизации. Поэтому в настоящее время идет их активная замена современными электронными счетчиками в составе АСКУЭ [24-26], которые разрабатываются и выпускаются рядом известных фирм, таких как АО ГК «Системы и Технологии», концерн «Энергомера», АО «ЛЕМЗ», НПО «МИР» (Россия), Iskraemeco (Украина), ADD Grup (Молдова), Yitran (Израиль), Hexing Electrical Co.Ltd. (КНР), Ningbo Sanxing Medical & Electric Co.Ltd. (КНР) [27-31]. Данные по внедрению современных счетчиков в составе АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний республики приведены в табл. 1.3.1

Таблица1.3.1-Данные по внедрению современных счетчиков в составе АСКУЭ

Годы	**Количество установленных на объектах электронных(«умных») счетчиков**	**Название фирм, счетчики которых использовались в составе АСКУЭ**
2013г.	10278	Ningbo Sanxing Medical & Electric Co.Ltd. (КНР), ADD Grup (Молдова), Hexing Electrical Co.Ltd.
2014г.	55437	
2015г.	49285	
2016г.	59451	

2017г.	34461	(КНР), НПО «МИР» (Россия)

Необходимо отметить, что современные электронные счетчики по сравнению с индукционными счетчиками имеют расширенный состав измеряемых величин. В частности, функциональная структура этих приборов включает следующие функции [24, 27]:

- измерение действующих значений токов и напряжений на нагрузках распределительных сетей;
- измерение коэффициентов мощностей;
- измерение активных и реактивных мощностей.

Эти дополнительные функциональные возможности электронных счетчиков можно использовать для расширения состава функции существующих АСКУЭ и повышения их эффективности. Необходимо отметить, что в республике в настоящее время не существует предприятий выпускающих средства измерения, автоматизации, сбора и передачи информации.

2. Сбор информации об энергопотреблении абонентами сети, которые снабжены индукционными счетчиками, осуществляется вручную с помощью работников РЭС – контролеров, путем ручной записи показаний электросчетчиков. Всего в республике насчитывается более 1600 контролеров. Такой способ сбора данных об энергопотреблении, допускающий непосредственный контакт контролеров с абонентами сети, создает благоприятные условия для коррупционных схем.

3. В настоящее время в целях комплексной автоматизации и информатизации процессов энергопотребления в РЭС стали внедряться автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [24-26]. Как известно, структура таких автоматизированных систем состоит из двух или трех иерархических уровней. Общая структура двухуровневой системы показана на рис.1.1. Она включает два уровня: верхний и нижний уровни управления. Основу верхнего уровня составляет вычислительный комплекс

4. (ВК), расположенный в центральном диспетчерском пункте управления (ЦДПУ).

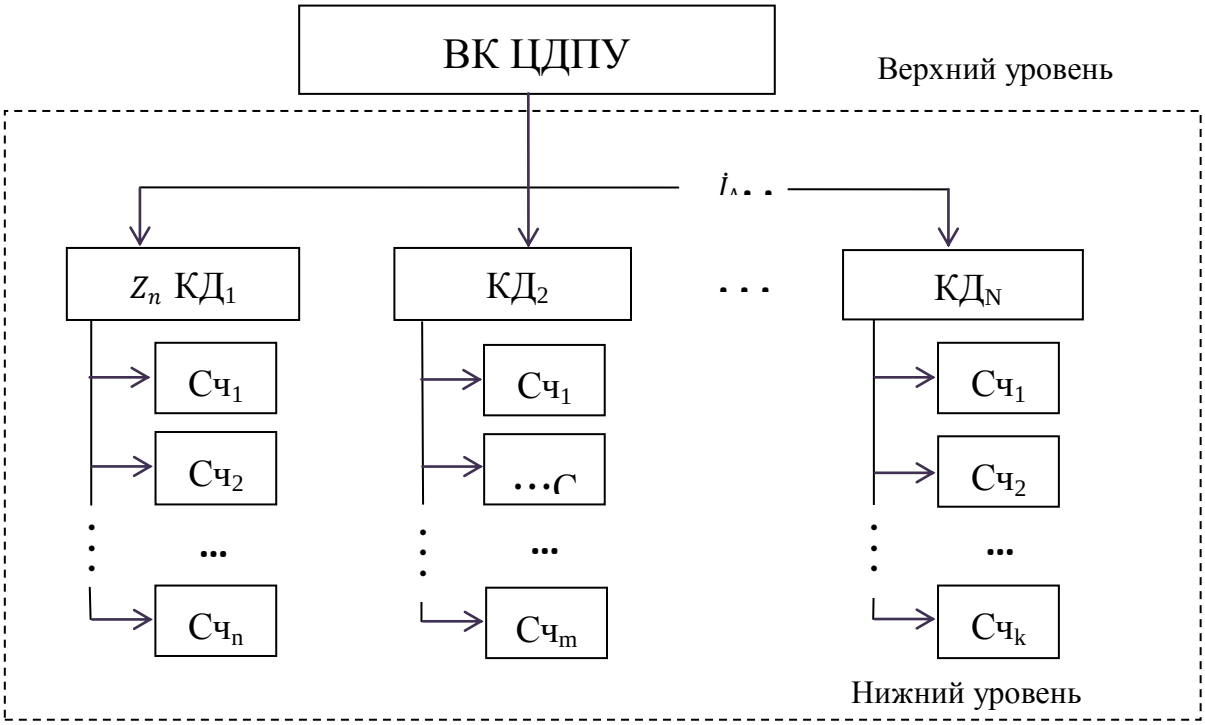

Рис. 1.3.1. Общая структура двухуровневых АСКУЭ

Комплекс технических средств (КТС) нижнего уровня включает: концентратор данных (КД); группу счетчиков электроэнергии (Сч), установленных у потребителей (абонентов); телекоммуникационные модули (ТКМ), которые строятся по технологии PLC, GSM и входят в состав КД и Сч. Счетчики электроэнергии обеспечивают измерение потребляемой абонентами мощности и количества энергии, а также токов и напряжений на нагрузках потребителей. Концентратор данных выполнен на основе микропроцессорной техники, который располагается в трансформаторной подстанции РЭС, выполняет функции сбора и хранения данных со всех счетчиков. КД обрабатывают данные, с целью решения соответствующих функциональных задач нижнего уровня (оценка потерь электроэнергии в РЭС, контроль технического состояния Сч, управление нагрузкой абонентов и др.), а также для передачи необходимых данных на верхний уровень. В ВК ЦДПУ (центральный компьютер, сервер базы данных, автоматизированные рабочие

места) осуществляется сбор, хранение, обработка и анализ полученных данных от концентраторов данных (КД) нижних уровней. С целью решения соответствующих функциональных задач (расчет потерь электроэнергии, составление энергобаланса по системе; принятие управленческих решений; формирование документов, связанных с отчетностью и оплатой за потребленную абонентами электроэнергию, взаимодействие с внешними информационными системами и др.). Функцию обмена информацией между верхним и нижним уровнями системы выполняют различные типы ТКМ (PLC, GSM и др.).

Основные достоинства АСКУЭ заключаются в следующем:

1) автоматизация процесса сбора данных со счетчиков электроэнергии без участия инспекторов (контролеров) энергосбыта;
2) исключение человеческого фактора при сборе данных об энергопотреблении, что позволяет устранить коррупционные схемы;
3) автоматическое отключение нагрузки абонента при несвоевременной оплате за использованную электроэнергию;
4) автоматическое отключение нагрузки абонента, где при превышении установленного лимита по потребляемой мощности в соответствии с техническими условиями на подключение энергии;
5) оперативное составление энергобаланса в системе.

Главный недостаток АСКУЭ заключается в том, что они являются информационно-измерительными системами и поэтому, в основном, предназначены для коммерческого учета электроэнергии [24,25]. Следовательно, они по существу не имеют технических и программных средств, для борьбы с источниками потерь электроэнергии. Здесь следует отметить, что так называемые «умные счетчики» не имеют ни технических, ни программных средств [27-31], для устранения указанных источников потерь электроэнергии. Средства, включенные в состав современных электронных счетчиков позволяют лишь дистанционно отключить нагрузку абонента при несвоевременной оплате за использованную электроэнергию, а также при

превышении установленного лимита по потребляемой мощности в соответствии с техническими условиями на подключение энергии.

5. Существующая частично автоматизированная система учета и контроля электроэнергии республики, включающая в настоящее время ряд АСКУЭ, допускает высокий уровень технических и коммерческих потерь электроэнергии. Из-за существенного влияния ряда факторов, к которым, в частности, относятся несимметрия токов и напряжений в сети, несанкционированные отборы (хищения) электроэнергии (НОЭ), недостаточная точность приборов учета, а также изношенность технического оборудования системы. Официальные статистические данные по потерям электроэнергии за последние годы приведены в табл.1.3.2.

Таблица 1.3.2 – Официальные статистические данные по потерям электроэнергии

Годы	**Относительный уровень потерь (%)**
2010 год	26,8
2012 год	21,2
2014 год	18,2
2015 год	14,9
2016 год	13,9
2017 год	13,1

Несмотря на то, что распределительными компаниями ведется определенная работа по снижению потерь электроэнергии, как видно из этих данных, уровни потерь остаются достаточно высокими и в 2017 году составили

порядка 13,1%, что составляет 1,53 млрд кВт час электроэнергии, что в 1,5 раза больше чем планировалось получить за счет строительства Верхне-Нарынского каскада ГЭС. Для сравнения - потери электроэнергии в развитых странах в среднем составляют 6-7%. Таким образом, у энергетического комплекса республики имеется огромный потенциал для снижения потерь и экономии энергоресурсов. Возникает естественный вопрос: как добиться сокращения потерь электроэнергии до минимально возможного уровня (хотя бы до 10%). Ответ однозначный: только на основе внедрения новых – современных технологий. В частности, за счет совершенствования функциональных и технических возможностей внедряемых в настоящее время АСКУЭ.

Как известно, суммарные объемы технических и коммерческих потерь электроэнергии в сетях напряжением 0,4 кВ можно рассматривать в качестве одного из основных показателей эффективности функционирования РЭС и АСКУЭ. При этом можно выделить следующие основные источники потерь электроэнергии:

- несимметрия нагрузки фаз линий и параметров сети (токов и напряжений);
- несанкционированные отборы (хищения) электроэнергии и утечки токов в сети;
- наличие в сети нелинейных нагрузок (электроприемников) потребителей, вызывающих несинусоидальность токов;
- износ силовых электрических линий и высокое сопротивление контактных соединений проводов;
- обрывы линий электроснабжения РЭС.

Кроме этого на качество электроэнергии РЭС влияют отклонения напряжений и частоты от их номинальных значений.

Несимметрия нагрузки фаз линий и параметров сети приводит к повышению потерь электроэнергии в силовых линиях (нулевой и фазных проводах) и трансформаторной подстанции (ТП). В результате научно-исследовательских работ, в линиях с распределенной нагрузкой при

относительном отклонении токов фаз от их среднего значения суммы токов трех фаз, в диапазоне 0,3 – 0,5 технические потери возрастают в среднем на 35%. Результаты экспериментальных исследований по определению потерь электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства показывают, что технические потери от несимметрии фаз в линиях электропередач и трансформаторной подстанции составляют более 6% от общего объема потребляемой электроэнергии в РЭС [32]. Как известно, при несимметричном режиме РЭС возрастает вероятность выхода из строя бытовой техники и промышленных установок, а также сокращается срок эксплуатации функциональных элементов (КТП, линий электропередач и др.) РЭС. Анализ показывает, что эффективное решение проблемы несимметрии в режиме реального времени в настоящее время не существует, а известные методы и средства [33-36] направлены на ее частичное решение.

В настоящее время наиболее актуальной является борьба с несанкционированными отборами электроэнергии (НОЭ) [37,38,], так как объемы хищений все еще остаются и не поддаются точной оценке. Поэтому оперативная локализация НОЭ в сети в составе АСКУЭ [37-40] дает возможность значительно сократить коммерческие потери электроэнергии, за счет своевременного принятия соответствующих мер. Непрерывная диагностика состояний электрических линий позволяет оценить уровень их износа [41], а также своевременно идентифицировать обрывы фазных и нулевых проводов распределительных сетей, что также важно для уменьшения потерь электроэнергии и поддержания сети в нормальном состоянии. Актуальной проблемой является также проблема раздельной оценки технических и коммерческих потерь электроэнергии в РЭС, так как в существующих АСКУЭ такая функция отсутствует. В них формируется лишь только информация об общих суммарных потерях электроэнергии в сетях [25, 37, 39].

Анализ показывает, что известные методы и средства [33-36] направлены на их частичное решение. Для того чтобы реально решить проблему снижения

технических и коммерческих потерь электроэнергии до желаемого уровня необходимо создавать инновационные интеллектуальные технологии в составе существующих АСКУЭ, позволяющие минимизировать потери электроэнергии в сети. Таким образом, возникает проблема оптимизации режима работы трехфазной распределительной сети в режиме реального времени. Основная идея оптимизации несимметричных режимов работы трехфазной сети состоит в создании цифровой системы автоматического управления (САУ) в составе АСКУЭ [42-44], обеспечивающей в режиме реального времени минимизацию действующего значения тока в нейтральном проводе, что эквивалентно минимизации технических потерь электроэнергии в сети. При этом оптимизация режима осуществляется за счет перераспределения потоков электроэнергии между фазами сети, что можно реализовать посредством желаемых переключений приемников потребителей электроэнергии. Структура такой САУ состоит из цифрового регулятора и объекта управления, в качестве которого выступает совокупность счетчиков, установленных у потребителей (абонентов) сети. Регулятор, на основе измерительных данных полученных в концентраторе, по определенному алгоритму формирует управляющие воздействия (сигналы), которые передаются на объект для реализации. Применение таких САУ приводит к тому, что РЭС будет адаптироваться в условиях действий неконтролируемых случайных возмущений в режиме реального времени путем автоматической самонастройки своей структуры. В результате такую распределительную сеть можно рассматривать как систему с переменной структурой [41-44,46.47]. Практическая реализация такого принципа перераспределения потоков энергии между фазами сети является в настоящее время реальной задачей. Так как в современных однофазных и трехфазных электросчетчиках (серии Альфа, Меркурий, МИР и др.) [45], имеются на каждой фазе электромагнитные реле с мощными выходными контактами до 100А, которые можно использовать для переключения приемников с одной фазы на другую путем подачи соответствующих управляющих импульсов (сигналов) электросчетчику. В настоящее время в

НАН КР совместно с НПО «МИР» (Россия, г. Омск) ведутся работы по созданию коммутатора фазных токов (КФТ) в составе электронного счетчика электроэнергии.

6. В НАН КР ведутся научно-исследовательские работы по разработке научных и методологических основ моделирования распределительных сетей напряжением 0,4 кВ в условиях несимметрии токов и напряжений, а также новых технологий, ориентированных для совершенствования существующих АСКУЭ. В Институте автоматики и информационных технологий были разработаны:

- система дистанционного съема и сбора информации об энергопотреблении;
- прибор учета с картой предоплаты за потребленную энергию.

Как известно, несколько лет назад распредкомпаниями были разработаны и частично реализованы пилотные проекты для отдельных объектов («Востокэлектро» и «Ошэлектро») по внедрению электронных счетчиков с картой предоплаты, направленные на снижение уровня дебиторской задолженности потребителей. Здесь следует отметить, что с помощью таких мероприятий невозможно кардинально решить такие острые проблемы, как выявление и предотвращение несанкционированного отбора (хищения) электроэнергии, оптимизация режима работы распределительной сети и контроль, состоянием приборов учета и технологического оборудования. Оценка технических и коммерческих потерь, составление баланса энергопотребления. Другими словами, счетчики с картой предоплаты осуществляют лишь частичную автоматизацию процессов энергопотребления в РЭС. Поэтому распредкомпаниями республики принята концепция системного подхода к решению рассматриваемой проблемы, предусматривающая комплексную автоматизацию и информатизацию распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. Анализ процессов автоматизации и информатизации РЭС показывает, что к настоящему времени более 80% распределительных сетей остаются не охваченными системами АСКУЭ.

1.4. Проблемы диагностики и идентификации состояний РЭС

Под идентификацией в широком смысле понимаем получение или уточнение по экспериментальным данным модели реального объекта, выраженной в тех или иных терминах [46-49].

Идентификацией динамического объекта (процесса) называется определение параметров и структуры математической модели, обеспечивающих наилучшее совпадение выходных координат модели и объекта при одинаковых входных воздействиях. Решение проблемы идентификации объекта неразрывно связано с рассмотрением ряда важных задач, которые определяют степень эффективности используемого подхода. В процессе функционирования РЭС 0,4кв сопровождается действием ряда возмущающих факторов, вызывающие отклонения РЭС от нормального состояния, который приводит к дополнительным потерям ЭЭ. В качестве таких возмущений относится несанкционированный отбор ЭЭ и утечка тока через изоляции зеленных насаждений в землю. Для идентификации состояния РЭС необходимо учитывать пространственные положения параметров сети. В трехфазной четырехпроводной сети чаще появляется несимметрия токов и напряжений, которые могут привести к потере ЭЭ и ухудшению качества ЭЭ. Поэтому возникает проблема идентификации состояний РЭС 0,4кв

При этом необходимо решать следующие задачи:

- идентификацию мест несанкционированного отбора мощности;
- идентификацию мест утечки токов в земли,
- идентификацию мест появления несимметрии,
- идентификацию мест обрыва проводов,
- идентификацию мест несинусоидальности токов.

Решения выше перечисленных проблем идентификации РЭС 0,4кв. являются наиболее актуальными, так как эти процессы напрямую влияют на потери ЭЭ.

Идентифицировать состояние РЭС существующими вышеперечисленными методами очень сложно, так как РЭС имеет одну входную величину и множество выходных величин объектом считается нормальное состояния РЭС, а моделью объекта считается возмущенное состояния РЭС.

Нормальное состояние РЭС 0,4кВ меняется в зависимости от режима нагрузки потребителя. Под нормальным состоянием следует понимать, когда РЭС 0,4кв. работает в симметричном режиме, т.е. все величины тока и напряжения в трех фазах одинаковые, величины суммарных измеренных параметров абонентских счетчиков должно быть равно по величине измеренным параметрам головного счетчика РЭС. Особенности состояния РЭС заключается в том, что нагрузка меняется случайно.

Диагностики состояний РЭС

Диагностирование технических объектов включает в себя следующие функции:

- оценка технического состояния объекта;
- обнаружение и определение места локализации неисправностей;
- прогнозирования остаточного ресурса объекта;
- мониторинг технического состояния объекта.

Здесь в качестве объекта рассмотрим РЭС 0,4кв.

Для диагностирования состояний РЭС характерно следующее:

- нормальное состояние;
- перегруз в линии электропередач;
- несанкционированный отбор электроэнергии;
- утечка токов в землю;
-проблема контактных соединений;
- обрыв и короткое замыкание на линии.

Теперь описываем особенности каждого состояния. В нормальном или штатном режиме РЭС работает в соответствии с нормативными параметрами.

Перегруз в линии электропередач РЭС появляется вследствии протекания тока превышающего больше чем предельно допустимого тока

проводника. Длительный перегруз линии приводит к нагреву провода и провод под собственным весом удлиняется, сечения провода уменьшается, после снятия нагрузки провод не приходит в первоначальное состояние и тем самым сопротивление провода увеличивается.

Несанкционированный отбор мощности или хищение электроэнергии. Наличие протяженных распределительных сетей сложной конфигурации, несовершенство конструкций приборов учета, доступность линий электроснабжения на участках абонентских вводов и невозможность их масштабного периодического контроля со стороны персонала энергоснабжающей организации уже потенциально создают благоприятные организационно-технические предпосылки для хищения электроэнергии.

Статистические данные о потерях электроэнергии распределительные компании не часто публикуют в открытой печати. Однако, по приблизительным оценкам специалистов ежегодно в России разворовывается до 10-12 млрд. киловатт-часов электроэнергии [50]. Специалисты энергосбытовых организаций солидарны в том, что наибольшие объемы похищаемой электроэнергии имеют место в бытовом и мелкомоторном секторе потребителей электроэнергии, питающихся от электрических сетей напряжением 0,4 кв.

Проблема хищения электроэнергии является актуальной также и в Республике Кыргызской. Способы хищения электроэнергии, применяемые расхитителями разнообразны. Некоторые из них весьма оригинальны и имеют серьезные познания в области электротехники. Это говорит о том, что круг лиц, заинтересованных в расхищении электрической энергии, вовлечены специалисты, знающие конструктивные особенности приборов учета, проектирование и схемотехнику электронных устройств, теоретические основы электротехники и электроснабжения, имеющие практические навыки на уровне монтажного и эксплуатационного персонала распредкомпаний.

1.4.1. Способы хищения электрической энергии с учетом предложенного классификатора в литературе [51, 52], условно можно разделить на две группы:

- расчетные;

- конструкционно-технологические.

Каждая из названных групп имеет в своем составе подгруппы. Например, в группу ***расчетных способов хищения электроэнергии*** входят следующие:

- *занижение фактического расхода электроэнергии за счет расчетнных коэффициентов;*
- *занижение расчетных потерь активной мощности абонентских трансформаторов;*
- *недобросовестное использование ступенчатых тарифов;*
- *использование ограничений счетного механизма электросчетчика.*

К группе ***конструкционно-технологических способов хищения электроэнергии*** относятся те способы, которые предусматривают умышленное несанкционированное вмешательство непосредственно в процесс электроснабжения с целью изменения его технологической схемы или любое воздействие на приборы учета с целью искажения показаний или нарушения их работоспособности. К этим способам относятся: *механические; электромагнитные; схемные.*

Указанные выше способы основаны на использования несовершенной конструкции приборов учета электроэнергии, в том числе и их отдельных функциональных узлов и элементов, организации технологической схемы электроснабжения и учета потребляемой электроэнергии.

На рис. 1.4.1.1. показаны способы хищения ЭЭ с учетом выполнения различных схем и приспособлений.

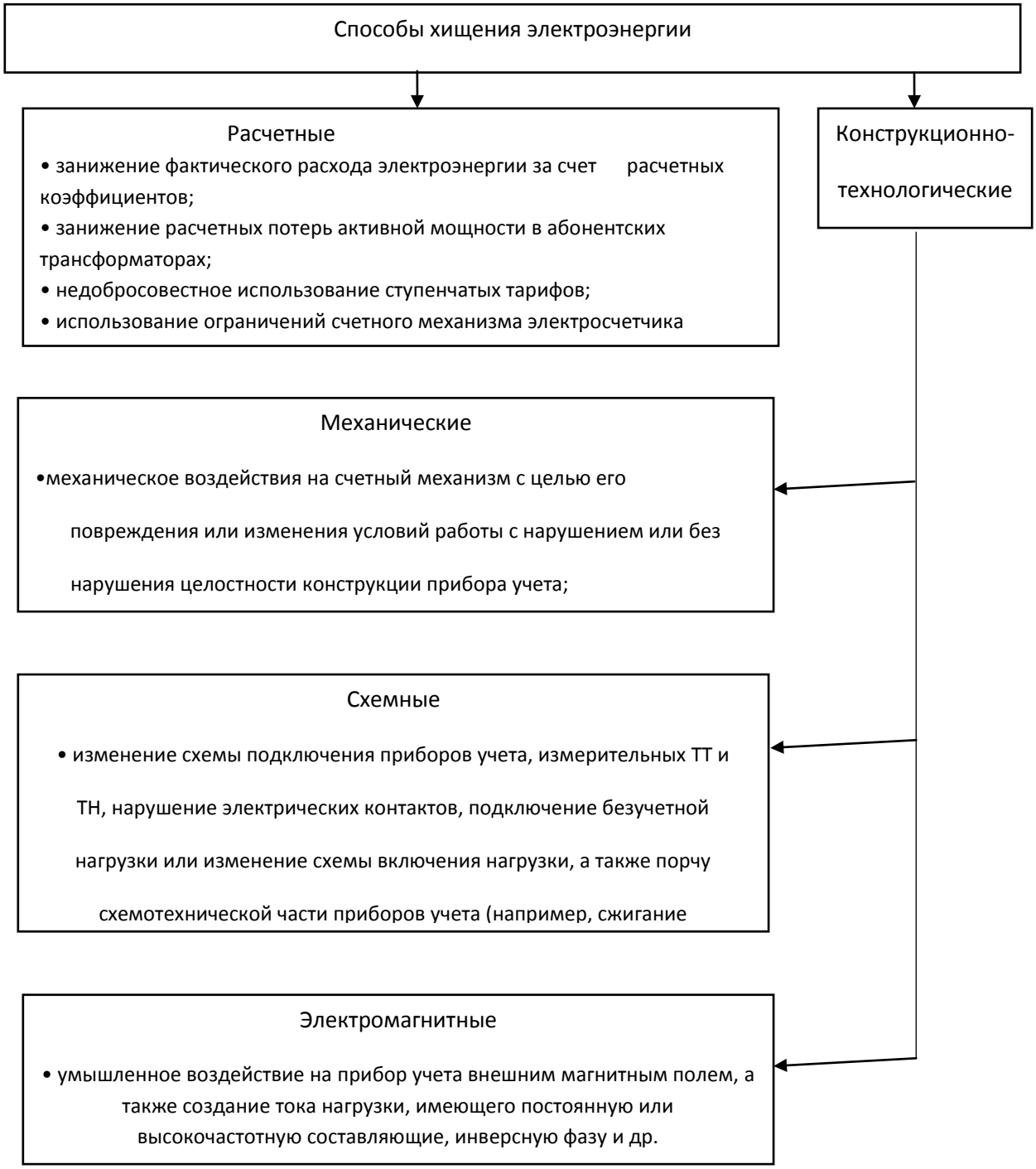

Рис. 1.4.1.1. Структура способов хищения электроэнергии

Утечка токов линии в землю происходит в следующих случаях:

- во время дождя через грязь изоляторов ВЛ.,
- через зеленные насаждения, когда ветки касаются проводов,

- подключение электроприемника к металлическим конструкциям и фазу магистральному проводу.

Первые два случая происходят из-за некачественного технического обслуживания линии со стороны персонала электросетевого предприятия и от климатических условий. В летний период персонал несвоевременно производит вырубку веток, в результате ветки соприкасаются с фазным проводом, а ток проходит по пути провод-дерево-земля. Пробитые или грязные изоляторы пропускают ток по пути провод-траверса-опора – земля. Третий случай это умышленное хищения со стороны потребителя.

Определения места утечки токов современными средствами АСКУЭ становится актуальными.

1.4.2. Обрыв линии и проблема контактных соединений тесно взаимосвязаны между собой. На месте слабого контакта, при протекании тока, провод нагревается и в дальнейшем происходит обрыв провода, поэтому место контактных соединений оценивается контактным (переходным) сопротивлением. Величина контактных сопротивлений соединений зависит от сечения проводов, которое по ГОСТу стандартизировано. В процессе эксплуатации строго контролируется состояние контактного сопротивления высоковольтных сетей с помощью тепловизора, а в РЭС 0,4кВ состояние контактных соединений в процессе эксплуатации со стороны персонала сетевого предприятия не контролируется, диагностика контактных соединений из-за многочисленности соединений фактически невозможно по аналогии высоковольтных сетей. Плохое контактное соединение приводит к обрыву провода и увеличивает потери ЭЭ. Обрыв фазного провода приводит к аварийному отключению и создает опасность для людей, животных, а обрыв нулевого провода дополнительно может привести к массовому выходу из строя электроприборов абонента.

Анализ статистических данных показывает [51], что ежегодно на 100 км линий напряжением 0,4кВ приходится 40–50 повреждений, причем около 40% составляет обрыв фазных проводов. По данным ОАО «МРСК Урала» каждый

год при возникновении указанных электроопасных ситуаций погибает 4–5 человек, в основном дети.

В Южно Уральском государственном университете разработан новый принцип защиты линий от обрывов фазных проводов и нулевого провода на базе современных микропроцессорных счетчиков. Особенностью предлагаемой защиты является то, что она построена на измерении напряжения тока в конце линии, с помощью специального микропроцессорного счетчика. Команда на отключение линии передается через силовые линии каналом связи, на коммутационные аппараты, установленные в начале линии. В качестве датчика обрыва проводов использован электросчетчик со следующими дополнительными функциями: критерии обнаружения обрывов проводов, оперативной передачи отключающего импульса к головному автомату. Модернизированные специальные микропроцессорные счетчики устанавливаются в конце линии у конечного потребителя. Практика эксплуатации воздушных линий напряжением 0,4 кВ показывает отсутствие технических решений, обеспечивающих определение мест возникновения обрывов фазных и нулевого проводов, быстрого отключения опасных участков. Поэтому обоснование, разработка и внедрение системы, которая обеспечивает своевременное выявление обрывов фазных проводов и нулевого провода, отключение линий, где они произошли, является актуальной научно-технической задачей.

В местах слабого соединения проводов при прохождении тока появляется высокочастотные гармоники, который влияют на каналы связи типа PLC. Поэтому необходимо точно и оперативно определять место дефекта и локализовать.

Непрерывная диагностика состояния РЭС 0,4кВ в режиме реального времени позволяет своевременно обнаруживать неисправность и оперативно устранять дефектные места.

1.5. Проблемы снижения потерь электроэнергии

ЭЭ является единственным видом продукции, которая для её передачи от источников энергии до потребителя, затрачивает часть своей энергии, не требуя для этого других ресурсов. Потери ЭЭ это - разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Потери ЭЭ включают в себя составляющие различной природы таких как: потери в элементах сети имеющий чисто физический характер, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, т.е. обеспечивающего функции передачи электроэнергии, погрешности приборов учета при фиксации электроэнергии и наконец, хищения электроэнергии путем воздействия на счетчики, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков и т. п. С позиции логики, к технологическому расходу можно бесспорно отнести технические потери в элементах сети и расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций. Эти процессы сопровождаются физическим расходом энергии. Физическим расходом энергии являются и ее хищения, однако эту составляющую потерь нельзя отнести к технологическому расходу, так как хищения электроэнергии не являются особенностями технологического процесса передачи электроэнергии. Система учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и собственно приборов учета. Эти устройства не могут быть идеальными и, как будет показано в дальнейшем, отрицательные погрешности измерительных устройств, приводящие к недоучету электроэнергии, являются объективными, физически объяснимыми их свойством. И хотя погрешности приборов физически не изменяют количество энергии, а лишь неточно отражают его, они являются элементами технологического процесса. Поэтому недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями устройств системы учета, также относится к технологическим потерям.

1.5.1. Структура потерь электроэнергии

Разделение потери электроэнергии на составляющие может проводиться разными критериями. По характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. Для целей анализа и нормирования потерь целесообразно использовать укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений. На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1. Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета.

2. Расход электроэнергии на СН подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций.

3. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на СН подстанций.

4. Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином технологические потери. Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потери сгруппированы по различным критериям, приведена на рис. 1.6.1.1[52]

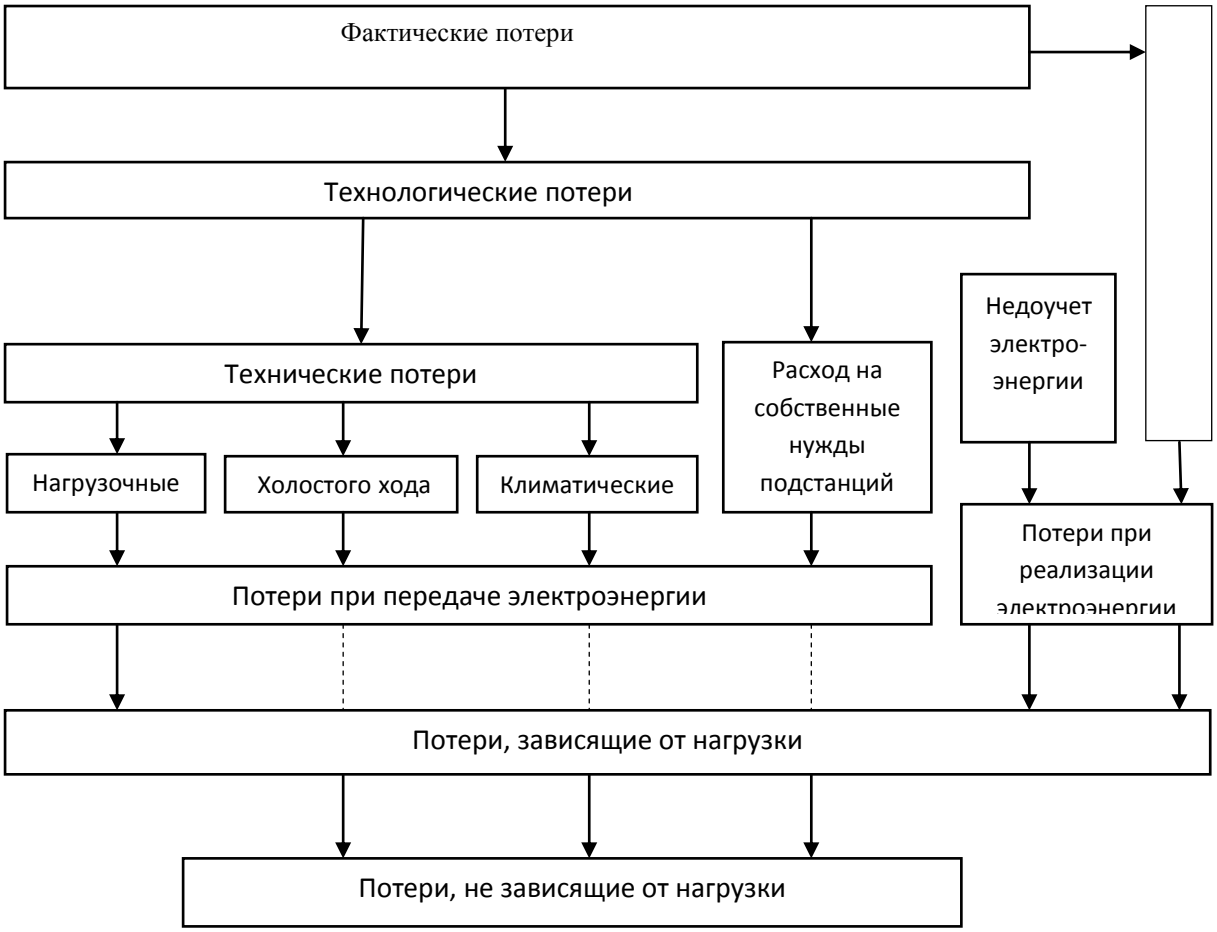

Рис. 1.5.1.1. Структура фактических потерь электроэнергии

Структура коммерческих потерь электроэнергии. Коммерческие потери электроэнергии являются результатом проявления «человеческого фактора» в

сфере организации энергосбытовой деятельности и не имеют точного математического описания. Результаты исследований в этой области, проведенные под руководством д.т.н., профессора В.Э. Воротницкого, изложены в [52–56]. Обобщенная структура коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях может быть представлена в виде, показанном на рис. 1.5.1.2

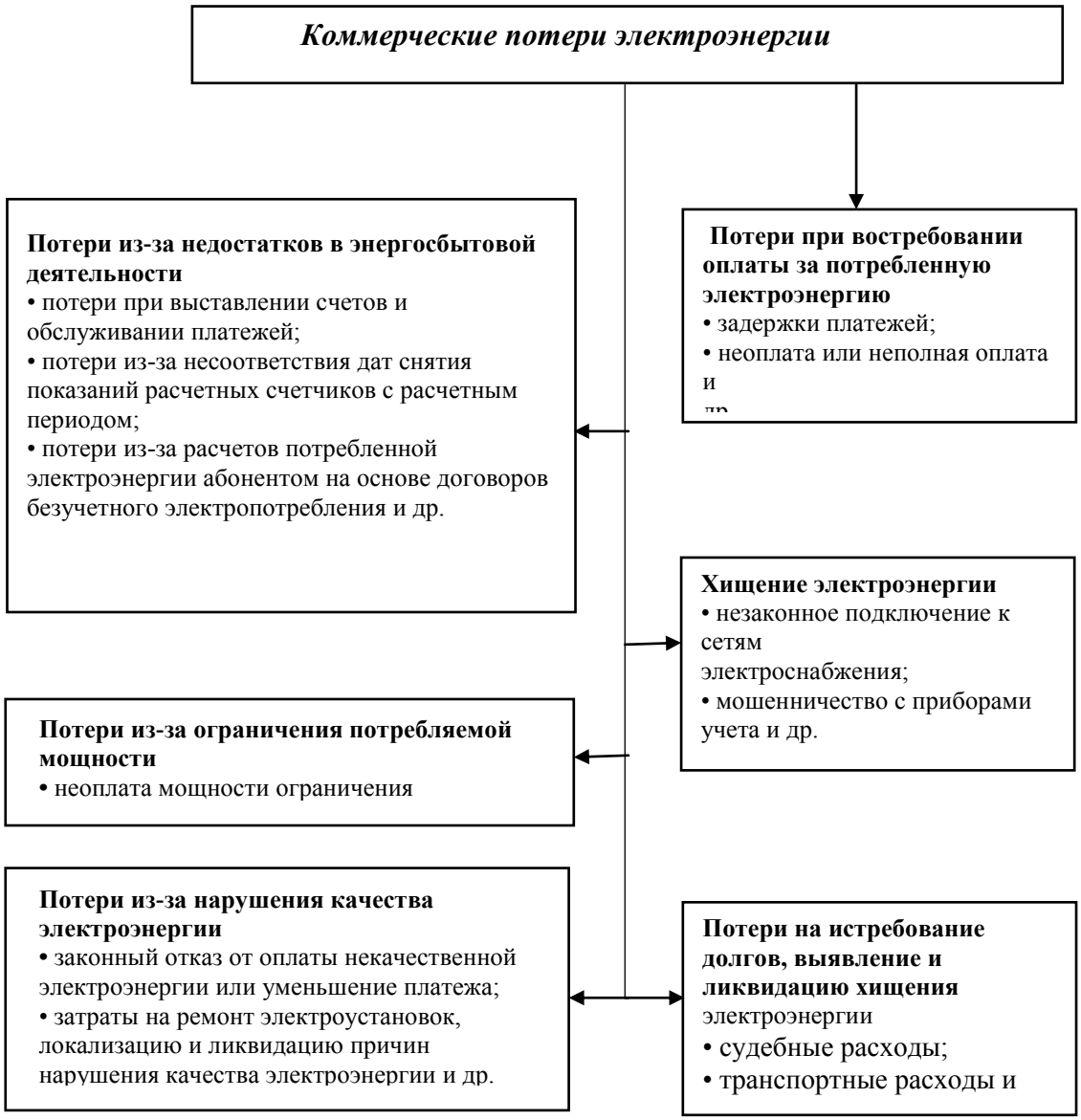

Рис. 1.5.1.2. Структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ

Анализ приведенной на рис. 1.6.1.2 структуры позволяет сформулировать следующие основные направления деятельности энергосбытового предприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии:

- разработка и внедрение мероприятий, связанных с совершенствованием внутриорганизационной деятельности на энергопредприятии;
- предотвращение и выявление фактов хищения электроэнергии;
- обнаружение мест несанкционированного подключения к линиям электроснабжения;
- контроль своевременности и полноты платежей за потребленную электроэнергию;
- реализация функций оперативного диспетчерского управления на уровне каждого энергопотребителя;
- непрерывный контроль качества электроэнергии и оперативное устранение причин, вызывающих нарушение качества электроэнергии.

Хищению электроэнергии в первую очередь способствует известная специфическая особенность данного товара, заключающаяся в том, что его производство, передача, распределение и потребление происходят одновременно [50]. На всех указанных этапах электроэнергию невозможно складировать (аккумулировать) и хранить. Завершающим этапом этого цикла является реализация электрической энергии ее потребителям, определяющая коммерческие (финансовые) результаты деятельности энергосбытовых организаций.

1.5.2. Существующие средства снижения потерь при несимметрии.

Снижение несимметрии токов за счет дополнительного эффекта выравнивания нагрузок фаз может быть получен при переводе сети 0,4 кВ в режим полузамкнутой или замкнутой сети [58- 60]. В первом случае замыкается сеть, питающаяся от одного распределительного трансформатора, во втором – от нескольких распределительных трансформаторов. Наиболее благоприятным в отношении выравнивания нагрузок по фазам является замыкание линий, присоединяемых к одному распределительному трансформатору. Напряжение

на клеммах трансформатора при этом одинаково по величине и по фазе для всех линий. При этом точки токораздела устанавливаются между точками питания для каждой из фаз линии. Эти нагрузки будут тем более выравниваться, чем больше будет число замыкаемых линий сети низшего напряжения.

Замыкание сети благоприятно сказывается на выравнивании нагрузок фаз и перераспределении симметричных нагрузок между участками сети. Таким образом, при замыкании сети уменьшаются потери за счет разгрузки нулевого и фазных проводов, повышается качество напряжения. Уменьшая коэффициент обратной, нулевой последовательности в сети 0,4кв можно уменьшить потери ЭЭ. На рис. 1.5.2.1 показаны существующие способы и технические средства снижения потерь[52].

Рис.1.5.2.1. Способы и технические средства снижения несимметрии токов

Выводы

Рассмотрены характеристики, режимы работ РЭС 0,4кв, состояния и различные варианты схемы построения в зависимости от категории потребителей для уменьшения технических потерь электроэнергии.

На основе анализа автоматизации РЭС предлагается расширить состав функции АСКУЭ, дополнив следующими функциями: непрерывный контроль и управление за несимметрией фаз; диагностика обрывов фазных проводов и нулевого провода, состояний контактных соединений и сопротивлений проводов

Описаны проблемы идентификации мест таких возмущающих факторов, как несанкционированный отбор мощности, несимметрии токов и напряжениии. Проведен анализ состояния и режимов работ РЭС 0,4кв. Рассмотрены способы хищения электроэнергии.

ГЛАВА 2
ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ РАСПРЕДСЕТИ ПО ДАННЫМ АСКУЭ

В настоящее время в целях автоматизации распределительных электрических сетей (РЭС) напряжением 0,4 кВ широкое применение находят цифровые технологии в виде автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [26]. Анализ показывает, что современные АСКУЭ, главным образом, предназначены для выполнения коммерческого учета электроэнергии, а ряд важных функциональных задач в их составе практически не решаются. В частности, это задачи диагностики состояний магистральной линии, включающие идентификацию несанкционированных отборов электроэнергии [37], обрывов силовых линий электропередач [61-63] и уровня износа магистральных линий РЭС. Также важным является решение задачи оптимизации режимов работы распределительных сетей, функционирующих в условиях несимметрии токов и напряжений [36,64,65], за счет симметрирования фазных нагрузок [33, 43,66, 67], что приводит к снижению технических потерь электроэнергии в сети. Таким образом, в существующих АСКУЭ не удается в полной мере использовать потенциальные возможности цифровых технологий, что не позволяет достичь достаточно высокий уровень технико-экономических показателей внедряемых автоматизированных систем и распределительных компаний. В связи с этим актуальным является разработка новых математических моделей и методов, ориентированных для повышения эффективности современных АСКУЭ. Они должны быть адаптированы к условиям работы РЭС с учетом фактора несимметрии. Известные подходы к идентификации моделей распределительных сетей [68-71] в условиях несимметрии токов и напряжений в недостаточной степени адаптированы для их применения в режиме реального времени.

В данной главе 2 предлагается метод идентификации математической модели несимметричной РЭС, вычислительная схема которого базируется на измерительных данных АСКУЭ, полученных по каналам связи с абонентских счетчиков электроэнергии.

2.1. Постановка задачи идентификации модели распредсети

В качестве объекта рассматривается четырехпроводная РЭС, расчетная схема которой показана на рис.2.1.

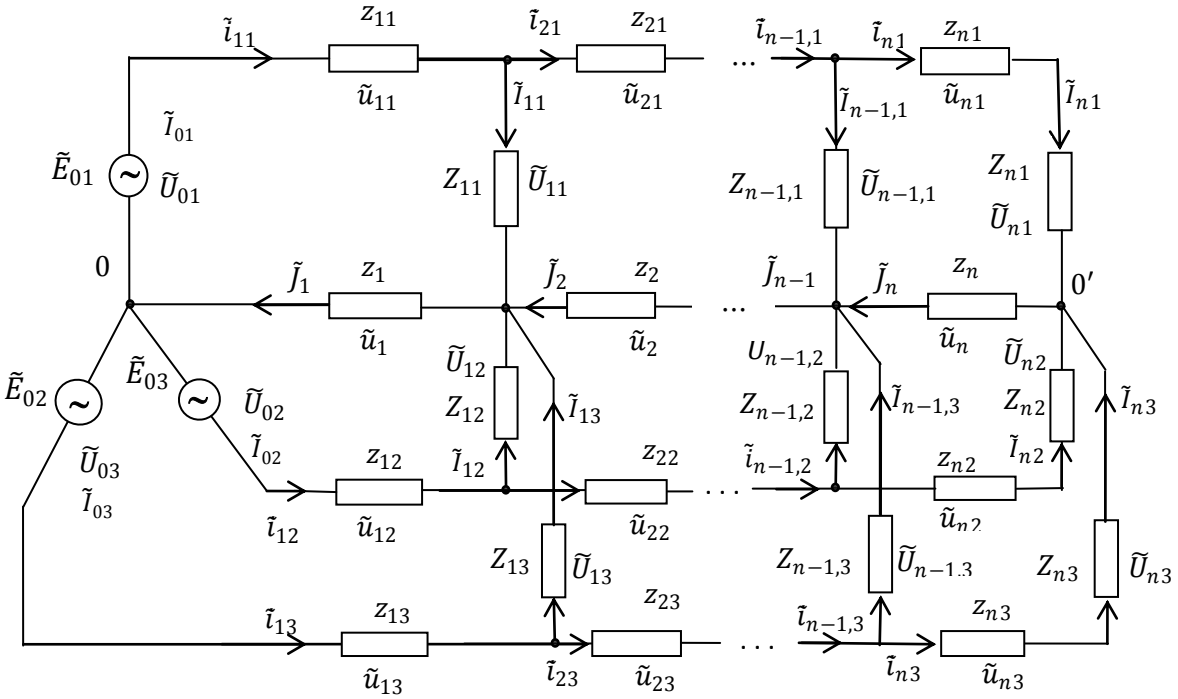

Рис.2.1. Расчетная схема трехфазной сети

Обозначения имеют следующий смысл: k, ν - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ($k = \overline{1,3}$) и электрических контуров сети ($\nu = \overline{1,n}$); $\tilde{E}_{0k}$ – ЭДС -ой фазы; $\tilde{U}_{0k}$, $\tilde{I}_{0k} = \tilde{\imath}_{1k}$ – мгновенные синусоидальные напряжения и токи соответственно на входах соответствующих фаз; $\tilde{I}_{\nu k}$, $\tilde{U}_{\nu k}$, $Z_{\nu k}$ – синусоидальные мгновенные ток, напряжение и сопротивление нагрузки (электроприемника) с координатой (ν, k); $\tilde{\imath}_{\nu k}$, $z_{\nu k}$ – мгновенный ток и комплексное сопротивление ν-го

межабонентского участка (МАУ) k-ой фазы; $\tilde{u}_{\nu k}$, $\tilde{u}_{\nu}$ – напряжения соответственно на ν-ом МАУ k-й фазы и нейтрального провода; $\tilde{J}_{\nu}$,z_{ν} – мгновенный ток и комплексное сопротивление ν-го участка нейтрального провода.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

1) распределительная сеть функционирует в штатном режиме;

2) фазные и нейтральные провода сети имеют разные сечения;

3) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;

4) со счетчиков электроэнергии, установленных у абонентов сети и в трансформаторной подстанции, в базу данных АСКУЭ по каналам связи в дискретные моменты времени $t \in [t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_{\xi} = t_{\xi+1} - t_{\xi}$ $(\xi = 1,2, \dots)$ поступают следующие данные:

- действующие значения токов $I_{\nu k}$ и напряжений $U_{\nu k}$ на нагрузках сети;
- коэффициенты мощности $c_{\nu k} = cos\, \varphi_{\nu k}$, определяемые фазовыми сдвигами $\varphi_{\nu k}$ между соответствующими напряжениями $\widetilde{U}_{\nu k}$ и токами $\tilde{I}_{\nu k}$ $(k = \overline{1,3},\ \nu = \overline{0,n})$.

Как известно, мгновенные синусоидальные переменные трехфазной сети $(\tilde{I}_{\nu k}, \widetilde{U}_{\nu k},\ i_{\nu k}, \dot{J}_{\nu})$ и сопротивления на нагрузках $(Z_{\nu k})$ в установившемся режиме можно представить в комплексной форме [69]:

$$\dot{I}_{\nu k} = I_{\nu k}\, e^{j(\beta_k + \alpha_{\nu k})}, \tag{2.1}$$

$$\dot{U}_{\nu k} = U_{\nu k}\, e^{j(\beta_k + \psi_{\nu k})},$$

$$Z_{\nu k} = \bar{Z}_{\nu k}\, e^{j\varphi_{\nu k}}, \quad \nu = \overline{0,n}, \qquad k = \overline{1,3},$$

$$i_{\nu k} = l_{\nu k}\, e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{\nu k})}, \tag{2.2}$$

$$\dot{J}_{\nu} = i_{\nu 1} + i_{\nu 2} + i_{\nu 3}, \qquad \nu = \overline{1,n},$$

где $I_{\nu k}$, $U_{\nu k}$, $\bar{Z}_{\nu k}$, $l_{\nu k}$ – модули комплексных переменных $\dot{I}_{\nu k}$, $\dot{U}_{\nu k}$, $Z_{\nu k}$, $i_{\nu k}$ соответственно; $\alpha_{\nu k}$, $\psi_{\nu k}$, $\tilde{\alpha}_{\nu k}$ – приращения фазовых сдвигов соответствующих токов и напряжений относительно их базовых значений β_k, обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. При этом

$$\varphi_{\nu k} = \psi_{\nu k} - \alpha_{\nu k}, \qquad \beta_k = 2(k-1)\,\pi/3.$$

Отметим, что действующие значения токов $I_{\nu k}$, напряжений $U_{\nu k}$, коэффициентов мощностей $c_{\nu k} = cos\,\varphi_{\nu k}$ и модули сопротивлений $\bar{Z}_{\nu k}$ являются известными величинами, которые определяются по данным счетчиков электроэнергии АСКУЭ. Таким образом, из выражений (2.1) и (2.2) видно, что задача построения математической модели трехфазной сети в комплексной форме сводится к идентификации приращений фазовых сдвигов $\alpha_{\nu k}$ и $\tilde{\alpha}_{\nu k}$, а также действующих значений (модулей) $l_{\nu k}$ межабонентских токов $i_{\nu k}$ ($\nu = \overline{1,n}$, $k = \overline{1,3}$).

2.2. Метод решения задачи идентификации модели распредсети

Решение сформулированной задачи включает следующие основные этапы:

1. Оценка разностей фазовых сдвигов.
2. Определение действующих значений межабонентских фазных токов.
3. Идентификация фазовых сдвигов переменных трехфазной сети.

Оценка разностей фазовых сдвигов. Предположим, что в момент времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ путем опроса счетчиков электроэнергии в базу данных АСКУЭ поступили данные измерений, перечень которых приведен выше. Рассмотрим фазы трехфазной сети, показанной на рис.1. Эквивалентные сопротивления k –й фазы $Z_{0k}^{\text{экв}} = Z_{0k}$ можно вычислить по данным головного трехфазного счетчика электроэнергии:

$$Z_{0k}^{\text{экв}} = \frac{\dot{U}_{0k}}{\dot{I}_{0k}} = \bar{Z}_{0k} e^{j\varphi_{0k}} = Z_{0k}^{\text{в}} + jZ_{0k}^{\text{м}}, \tag{2.3}$$

где $\bar{Z}_{0k}$, φ_{0k}, $Z_{0k}^{\text{в}}$, $Z_{0k}^{\text{м}}$ – модуль, аргумент, вещественные и мнимые части комплексной величины $Z_{0k}^{\text{экв}}$ соответственно, определяемые по исходным данным задачи по формулам

$$\bar{Z}_{0k} = \frac{U_{0k}}{I_{0k}}, \qquad \varphi_{0k} = arc\cos c_{0k},$$

$$Z_{0k}^{\text{в}} = \bar{Z}_{0k}\cos\varphi_{0k}, \qquad Z_{0k}^{\text{м}} = \bar{Z}_{0k}\sin\varphi_{0k}.$$

С другой стороны для $Z_{0k}^{\text{экв}}$ можно записать следующие выражения:

$$Z_{0k}^{\text{экв}} = z_{1k} + z_1 + z_{1k}^{\text{экв}}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{2.4}$$

где

$$z_{1k}^{\text{экв}} = \frac{\dot{U}_{1k}}{\dot{I}_{0k}} = \frac{\dot{I}_{1k} Z_{1k}}{i_{1k}}, \qquad k = \overline{1,3}. \tag{2.5}$$

Соотношения (4) с учетом выражения (5) можно записать в виде

$$\frac{\dot{I}_{1k}}{i_{1k}} = A_{1k}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{2.6}$$

где A_{1k} являются известными комплексными величинами, которые определяются по формулам

$$A_{1k} = \frac{Z_{0k}^{\text{экв}} - z_{1k} - z_1}{Z_{1k}},$$

где эквивалентные сопротивления $Z_{0k}^{\text{экв}}$ вычисляются по выражениям (2.3).

Равенства (2.6) с учетом (2.1) и (2.2) при $\nu = 1$ имеют вид

$$\frac{I_{1k} e^{j(\beta_k^* + \alpha_{1k})}}{l_{1k} e^{j(\beta_k^* + \tilde{\alpha}_{1k})}} = A_{1k}, \qquad k = \overline{1,3},$$

что эквивалентно соотношениям

$$e^{j\lambda_{1k}} = B_{1k}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{2.7}$$

где

$$\lambda_{1k} = \alpha_{1k} - \tilde{\alpha}_{1k}, \tag{2.8}$$

$$B_{1k} = \frac{A_{1k} l_{1k}}{I_{1k}} = B_{1k}^{\text{в}} + jB_{1k}^{\text{м}}.$$

Теперь поставим задачу определения численных значений разностей фазовых сдвигов λ_{1k}. Для этой цели соотношения (2.7) запишем в тригонометрической форме

$$cos\lambda_{1k} + jsin\lambda_{1k} = B_{1k}^{\text{в}} + jB_{1k}^{\text{м}}, \qquad k = \overline{1,3},$$

что эквивалентно следующим уравнениям относительно λ_{1k}:

$$cos\lambda_{1k} = B_{1k}^{\text{в}},$$

$$sin\lambda_{1k} = B_{1k}^{\text{м}}, \qquad k = \overline{1,3}.$$

Отсюда получаем значения неизвестных величин λ_{1k}:

$$\lambda_{1k} = arctg\frac{B_{1k}^{\text{м}}}{B_{1k}^{\text{в}}}, \qquad k = \overline{1,3}. \qquad (2.9)$$

Определение действующих значений межабонентских фазных токов. Для этой цели будем использовать найденные выше оценки λ_{1k}, определяемые формулами (2.9). Как видно из рис. 2.1 комплексные токи i_{2k}, протекающие через соответствующие межабонентские фазные провода сети, при $\nu = 2$ определяются выражениями

$$i_{2k} = i_{1k} - \dot{I}_{1k}, \qquad k = \overline{1,3}. \qquad (2.10)$$

При этом для квадратов модулей (действующих значений) l_{2k}^2 комплексных токов i_{2k} можно записать следующие формулы:

$$l_{2k}^2 = \left(i_{1k} - \dot{I}_{1k}\right)\left(i_{1k} - \dot{I}_{1k}\right)^* = \left(i_{1k} - \dot{I}_{1k}\right)\left(i^*{}_{1k} - \dot{I}^*{}_{1k}\right) =$$
$$= i_{1k}i^*{}_{1k} + \dot{I}_{1k}\dot{I}_{1k}^* - \left(i_{1k}\dot{I}^*{}_{1k} + \dot{I}_{1k}i^*{}_{1k}\right), \qquad k = \overline{1,3}.$$

Нетрудно показать, что для их составляющих справедливы выражения:

$$i_{1k}i^*{}_{1k} = l_{1k}^2, \qquad \dot{I}_{1k}\dot{I}_{1k}^* = I_{1k}^2$$
$$i_{1k}\dot{I}^*{}_{1k} + \dot{I}_{1k}i^*{}_{1k} = l_{1k}I_{1k}\left(e^{j\,(\alpha_{1k} - \tilde{\alpha}_{1k})} + e^{-j\,(\alpha_{1k} - \tilde{\alpha}_{1k})}\right) = \qquad (2.11)$$
$$= l_{1k}I_{1k}\left(e^{j\,\lambda_{1k}} + e^{-j\,\lambda_{1k}}\right) = 2l_{1k}I_{1k}cos\lambda_{1k},$$

где I_{1k}, l_{1k}, $-$ действующие значения токов, протекающих через соответствующие сопротивления Z_{1k} и z_{1k}.

В результате с учетом выражений (2.11) получаем формулы для оценки искомых действующих значений токов l_{2k}:

$$l_{2k} = \sqrt{l_{1k}^2 + I_{1k}^2 - 2l_{1k}I_{1k}cos\lambda_{1k}}, \qquad k = \overline{1,3}. \qquad (2.12)$$

Идентификация фазовых сдвигов переменных трехфазной сети. Для этой цели будем использовать балансовые соотношения (2.10), определяющие функциональные связи между межабонентскими фазными токами и токами соответствующих нагрузок. Равенства (2.10) с учетом выражений (2.1) и (2.2) запишем в виде

$$l_{2k}e^{j\,(\beta_k^* + \tilde{\alpha}_{2k})} = l_{1k}e^{j\,(\beta_k^* + \tilde{\alpha}_{1k})} - I_{1k}e^{j\,(\beta_k^* + \alpha_{1k})}, \qquad k = \overline{1,3},$$

что равносильно соотношениям

$$l_{2k}e^{j\tilde{\alpha}_{2k}} = l_{1k}e^{j\tilde{\alpha}_{1k}} - I_{1k}e^{j\alpha_{1k}}, \qquad k = \overline{1,3}. \tag{2.13}$$

Теперь из выражений (8) определяем α_{1k}:

$$\alpha_{1k} = \tilde{\alpha}_{1k} + \lambda_{1k}, \qquad k = \overline{1,3}. \tag{2.14}$$

Путем подстановки выражений для α_{1k} в соотношения (2.13) после несложных преобразований получаем

$$l_{2k}e^{j\tilde{\alpha}_{2k}} = F_{1k}e^{j\tilde{\alpha}_{1k}}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{2.15}$$

где F_{1k} − известная комплексная величина, которая вычисляется по формуле

$$F_{1k} = l_{1k} - I_{1k}e^{j\lambda_{1k}} = F_{1k}^{\text{в}} + jF_{1k}^{\text{м}}.$$

где $F_{1k}^{\text{в}}$, $F_{1k}^{\text{м}}$ − ее вещественные и мнимые части соответственно.

Для определения неизвестных величин $\tilde{\alpha}_{2k}$ и $\tilde{\alpha}_{1k}$ соотношения (2.15) запишем в тригонометрической форме

$$l_{2k}(cos\tilde{\alpha}_{2k} + jsin\tilde{\alpha}_{2k}) = (F_{1k}^{\text{в}} + jF_{1k}^{\text{м}})(cos\tilde{\alpha}_{1k} + jsin\tilde{\alpha}_{1k}), \qquad k = \overline{1,3},$$

которые можно представить в виде

$$l_{2k}cos\tilde{\alpha}_{2k} + jl_{2k}sin\tilde{\alpha}_{2k} =$$
$$= F_{1k}^{\text{в}}cos\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{м}}sin\tilde{\alpha}_{1k} + j(F_{1k}^{\text{в}}sin\tilde{\alpha}_{1k} + F_{1k}^{\text{м}}cos\tilde{\alpha}_{1k}), \qquad k = \overline{1,3}.$$

Теперь приравнивая соответствующие вещественные и мнимые выражения левых и правых частей последних равенств получаем систему алгебраических уравнений относительно искомых приращений фазовых сдвигов $\tilde{\alpha}_{1k}$ и $\tilde{\alpha}_{2k}$:

$$l_{2k}cos\tilde{\alpha}_{2k} = F_{1k}^{\text{в}}cos\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{м}}sin\tilde{\alpha}_{1k}, \tag{2.16}$$
$$l_{2k}sin\tilde{\alpha}_{2k} = F_{1k}^{\text{в}}sin\tilde{\alpha}_{1k} + F_{1k}^{\text{м}}cos\tilde{\alpha}_{1k}, \quad k = \overline{1,3}.$$

Соотношение (2.16) представляет собой систему уравнений относительно компонентов вектор-параметра $\alpha = [\tilde{\alpha}_{1k}, \tilde{\alpha}_{2k}]$, для решения которой можно использовать известные численные методы [72,73]. Для решения системы уравнений (2.16) будем использовать методику, предложенную в [74,75] для синтеза систем автоматического управления. В соответствии с этой методикой на основе соотношений (2.16) вначале определяются ошибки идентификации $E_1(\alpha)$ и $E_2(\alpha)$:

$$E_1(\alpha) = l_{2k}cos\tilde{\alpha}_{2k} - F_{1k}^{\text{в}}cos\tilde{\alpha}_{1k} + F_{1k}^{\text{м}}sin\tilde{\alpha}_{1k},$$
$$E_2(\alpha) = l_{2k}sin\tilde{\alpha}_{2k} - F_{1k}^{\text{в}}sin\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{м}}cos\tilde{\alpha}_{1k}. \tag{2.17}$$

Далее для решения системы уравнений (2.17) в рассмотрение вводится квадратичная критериальная (штрафная) функция:

$$E(\alpha) = E_1^2(\alpha) + E_2^2(\alpha). \tag{2.18}$$

В результате задача определения вектора $\alpha = [\tilde{\alpha}_{1k}, \tilde{\alpha}_{2k}]$, обеспечивающего решение системы уравнений (2.16), сводится к решению задачи минимизации:

$$\min_{\alpha \in R^2} E(\alpha) = E(\alpha^*), \tag{2.19}$$

где R^2 – двухмерное арифметическое пространство; $\alpha^* = [\tilde{\alpha}_{1k}^*, \tilde{\alpha}_{2k}^*]$ - вектор-параметр, обеспечивающий минимум критериальной функции $E(\alpha)$. Для того, чтобы найденный таким образом вектор-параметр α^* принять в качестве решения системы уравнений (2.16) достаточно выполнения следующего условия:

$$E(\alpha^*) < \delta, \tag{2.20}$$

где $\delta -$ положительное число, близкое к нулю.

Для решения экстремальной задачи (2.20) используется следующее критериальное условие:

$$\int_0^t E \frac{dE}{dt} dt < 0, \tag{2.21}$$

выполнение которого обеспечивает минимизацию штрафной функции $E(\alpha)$ во времени *t*. Поиск искомых параметров на основе соотношений (2.21) осуществляется посредством уравнений адаптации компонентов вектора $\alpha = [\tilde{\alpha}_{1k}, \tilde{\alpha}_{2k}]$ во времени. Для получения этих уравнений вначале определяется производная штрафной функции:

$$\frac{dE}{dt} = 2E_1 \frac{dE_1}{dt} + 2E_2 \frac{dE_2}{dt} + 2E_3 \frac{dE_3}{dt}. \tag{2.22}$$

При этом производные dE_1/dt, dE_2/dt и dE_3/dt можно вычислить на основе выражений (2.17):

$$\frac{dE_2}{dt} = (F_{1k}^{\text{в}} sin\tilde{\alpha}_{1k} + F_{1k}^{\text{м}} cos\tilde{\alpha}_{1k}) \frac{d\tilde{\alpha}_{1k}}{dt} - l_{2k} sin\tilde{\alpha}_{2k} \frac{d\tilde{\alpha}_{2k}}{dt},$$

$$\frac{dE_1}{dt} = (F_{1k}^{\text{м}} sin\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{в}} cos\tilde{\alpha}_{1k}) \frac{d\tilde{\alpha}_{1k}}{dt} + l_{2k} cos\tilde{\alpha}_{2k} \frac{d\tilde{\alpha}_{2k}}{dt}.$$

Подставляя полученные производные в выражение для dE/dt, определяемое формулой (2.22), получаем

$$\frac{dE}{dt} = 2[E_1(F_{1k}^{\text{в}} sin\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{м}} cos\tilde{\alpha}_{1k}) + E_2(F_{1k}^{\text{м}} sin\tilde{\alpha}_{1k} - F_{1k}^{\text{в}} cos\tilde{\alpha}_{1k})] \frac{d\tilde{\alpha}_{1k}}{dt} +$$

$$+2[E_2 l_{2k} cos\tilde{\alpha}_{2k} - E_1 l_{2k} sin\tilde{\alpha}_{2k}] \frac{d\tilde{\alpha}_{2k}}{dt}.$$

Теперь подставляя выражение для dE/dt в соотношение (2.21) на основе методики, изложенной в [74,75], получаем следующие уравнения адаптации компонентов искомого вектор-параметра α:

$$\frac{d\tilde{\alpha}_{1k}}{dt} = \gamma_1 f_{1k}(\alpha),$$

$$\frac{d\tilde{\alpha}_{2k}}{dt} = \gamma_2 f_{2k}(\alpha), \qquad (2.23)$$

$$\alpha^0 = [\tilde{\alpha}_{1k}^0, \tilde{\alpha}_{2k}^0],$$

где $\alpha^0 -$ значение вектор – параметра в начальный момент времени $t_0 = 0$; $f_{1k}(\alpha)$, $f_{2k}(\alpha) -$ функции, определяемые по формулам

$$f_{1k}(\alpha) = (E_1 F_{1k}^{\text{в}} + E_2 F_{1k}^{\text{м}}) sin\tilde{\alpha}_{1k} - (E_1 F_{1k}^{\text{м}} + E_2 F_{1k}^{\text{в}}) cos\tilde{\alpha}_{1k},$$

$$f_{2k}(\alpha) = E_2 l_{2k} cos\tilde{\alpha}_{2k} - E_1 l_{2k} sin\tilde{\alpha}_{2k},$$

γ_1, γ_2– вещественные отрицательные числа, т.е. $\gamma_1 < 0$, $\gamma_2 < 0$.

Далее определяем установившиеся решения системы дифференциальных уравнений (2.23):

$$\lim_{t\to\infty} \tilde{\alpha}_{1k} = \tilde{\alpha}_{1k}^*, \qquad \lim_{t\to\infty} \tilde{\alpha}_{2k} = \tilde{\alpha}_{2k}^*.$$

В результате при выполнении условия (2.20) компоненты найденного вектора При достаточно малом значении $E(\hat{\tilde{\alpha}})$, близком к нулю, компоненты найденного вектора $\alpha^* = [\tilde{\alpha}_{1k}^*, \tilde{\alpha}_{2k}^*]$ являются оценками искомых приращений фазовых сдвигов, т.е. $\tilde{\alpha}_{1k} = \tilde{\alpha}_{1k}^*$, $\tilde{\alpha}_{2k} = \tilde{\alpha}_{2k}^*$.

В результате неизвестные фазовые сдвиги α_{1k} вычисляются по формулам (2.14). Полученный результат позволяет определить все переменные состояния

начальных участков ($\nu = 1$) трехфазной сети в комплексной форме. При этом межабонентские фазные токи определяются по формулам (2.2), т.е.

$$i_{1k} = l_{1k} e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{1k})}, \qquad k = \overline{1,3},$$

а соответствующие напряжения Место для формулы.

$$\dot{u}_{1k} = i_{1k} z_{1k},$$

$$\dot{U}_{0k} = \dot{I}_{0k} Z_{0k}^{\text{экв}} = i_{1k} Z_{0k}^{\text{экв}},$$

$$\dot{U}_{1k} = \dot{I}_{1k} Z_{1k} \qquad k = \overline{1,3}.$$

Величина комплексного тока $\dot{J}_1$, протекающего через начальный участок нулевого провода, вычисляется по следующей формуле:

$$\dot{J}_1 = i_{11} + i_{12} + i_{13},$$

а соответствующее напряжение

$$\dot{u}_1 = \dot{J}_1 z_1.$$

Далее рассматриваются участки трехфазной сети с координатами $(2, k)$, т.е. при $\nu = 2$. При этом будем считать, что на основе изложенной выше вычислительной процедуры найдены приращения фазовых сдвигов $\tilde{\alpha}_{1k}$ для соответствующих межабонентских фазных токов $\tilde{\imath}_{2k}$ и их действующие значения l_{2k}. Тогда в соответствии с выражениями (2.2) оценки комплексных токов i_{2k} вычисляются по формулам

$$i_{2k} = l_{2k} e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{2k})}, \qquad k = \overline{1,3},$$

где l_{2k} определяются выражениями (2.12).

Далее по известным значениям токов i_{2k} определяем оценки соответствующих комплексных напряжений $\dot{u}_{2k}$, $\dot{u}_2$ и тока $\dot{J}_2$, протекающего через второй участок нулевого провода. Величины напряжений $\dot{U}_{2k}$ на нагрузках, имеющих сопротивления Z_{2k}, определяются из балансовых соотношений для вторых контуров трехфазной сети (рис.1):

$$\dot{U}_{2k} = \dot{U}_{1k} - \dot{u}_{2k} - \dot{u}_2 = U_{2k} e^{j(\beta_k + \psi_{2k})}, \qquad k = \overline{1,3}.$$

Тогда комплексные токи $\dot{I}_{2k}$, протекающие через эти нагрузки (Z_{2k}) определяются по формулам

$$\dot{I}_{2k} = I_{2k} e^{j(\beta_k + \alpha_{2k})},$$

где приращения фазовых сдвигов $\alpha_{2k} = \psi_{2k} - \varphi_{2k}$.

При этом значения межабонентских комплексных токов i_{3k} вычисляются по выражениям (рис.2.1)

$$i_{3k} = i_{2k} - \dot{I}_{2k}, \qquad k = \overline{1,3},$$

знание которых позволяет оценить величины напряжений $\dot{u}_{3k}$, $\dot{u}_3$, $\dot{U}_{4k}$ и токов $\dot{I}_{4k}$, $\dot{J}_3$, определяющих состояния контуров сети с координатами $(3, k)$.

Таким образом, продолжая изложенную выше вычислительную процедуру можно определить все комплексные переменные (токи, напряжения), определяющие электрическое состояние трехфазной сети, функционирующей в условиях несимметрии токов и напряжений.

На рис. 2.2 представлен обобщенный алгоритм идентификации параметров комплексных токов и напряжений распредсети на основе полученных выше результатов.

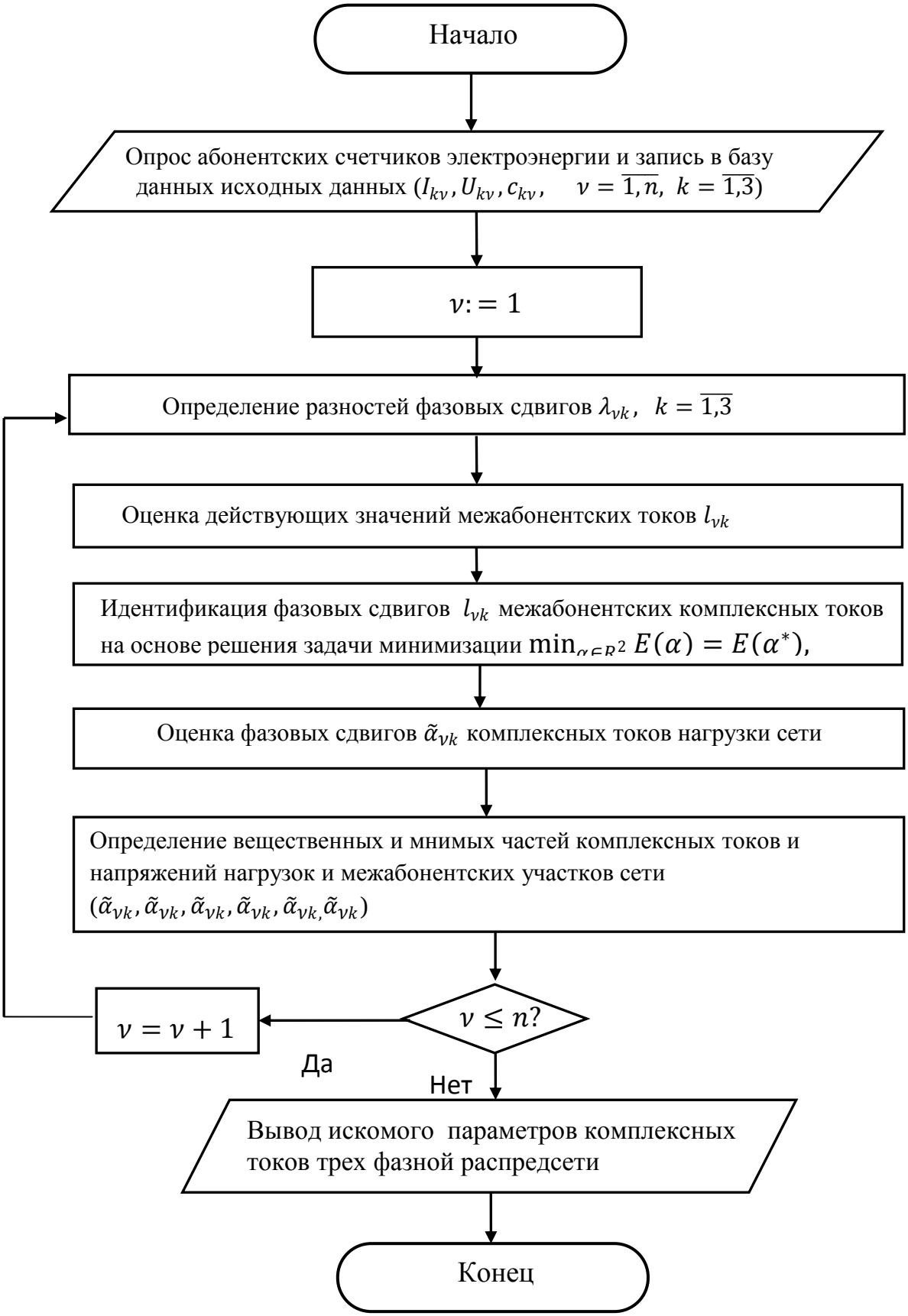

Рис. 2.2. Обобщенный алгоритм идентификации параметров комплексных токов и напряжений распредсети

.

Исходные данные задачи приведены в табл. 2.1, где количество абонентов в каждой фазе n=5.

Таблица 2.1 -Измеренные данные, полученные со счетчиков абонентов

Наименование фаз	Показания Сч абонента / Номер абонента (нагрузки)	$\boldsymbol{I_{\nu k}}$ (А)	$\boldsymbol{U_{\nu k}}$ (В)	$\boldsymbol{cos(\varphi_{\nu k}}$
Фаза А ($\boldsymbol{k = 1}$)	ν=1	5	224,0	0,85
	ν=2	1,5	220,0	0,85
	ν=3	3,8	210,0	0,9
	ν=4	5,9	195,0	0,8
	ν=5	5,2	190,0	0,84
Фаза В ($\boldsymbol{k = 2}$)	ν=1	6,5	221,0	0,82
	ν=2	3,0	218,0	0,83
	ν=3	4,0	216,0	0,92
	ν=4	10,0	185,0	0,87
	ν=5	4,5	180,0	0,8
Фаза С ($\boldsymbol{k = 3}$)	ν=1	5	223,0	0,88
	ν=2	4,5	220,0	0,8
	ν=3	8,0	216,0	0,9
	ν=4	5,0	190,0	0,84
	ν=5	5,9	186,0	0,83

На основе предложенного метода идентификации модели несимметричной трехфазной распредсети и его обобщенного алгоритма разработаны программные средства, которые использованы для решения модельной задачи расчета параметров комплексных токов и напряжений в распредсети. Тексты модулей программного обеспечения идентификации РЭС приведены в Приложении. Вызов подпрограмм (М-файлов) осуществляется в соответствии с табл. 2.2

Таблица 2.2 – Обращение к процедурам (М-файлам)

№ пп	**Имя процедуры (М-файла)**	**Обращение к процедуре (М-файлу)**
1	Z_nagruzka	function [ZNagMod, ZNag, ZNagB, ZNagM,Fi] = Znagruzka_0407(I, U, cf, N)

2	Zekvivalent	function[Zekv, ZekvMod, Lambda, L, FB, FM]=Zekvivalent_0407(N, ZNag,ZV, I)
3	OPTIMIZASIA_Alfa	function [x, El]=OPTIMIZASIA_Alfa_0407(L2, FB1, FM1, q)
	RaschetKonechKontur	function[Ik, Uk,i, uu, u, J]=RaschetKonechKontur(N, Beta, I, ZV, ZNag, Alfai, AlfaI)
4	RaschetPolnoiSeti	function[UMod, IMod, iMod, uuMod, uMod, JMod]=RaschetPolnoiSeti_0507(N, ZV, Fi, I, Beta, Ik, Uk, i, uu, u, J)

Соответствия математических переменных и идентификаторов программных модулей приведены в табл.2.3.

Таблица 2.3 - Соответствия математических переменных и идентификаторов программных модулей

Идентификаторы программ	**Математические переменные**
I(k,v)	I_{kv}
U(k,v)	U_{kv}
IT(k)	I_k
UT(k)	U_k
cf(k,v)	$c_{kv} = cos\varphi_{kv}$
Fi(k,v)	φ_{kv}
v	ν
k	k
N	n
Alfai(k,v)	$\tilde{\alpha}_{\nu k}$
AlfaI(k,v)	α_{kv}
AlfaU(k,v)	$\psi_{\nu k}$

L(k,v)	l_{kv}
UMod(k,v)	U_{kv}
IMod(k,v)	I_{kv}
iMod(k,v)	l_{kv}
uuMod(k,v)	u_{kv}
UU(k,v)	$\dot{U}_{kv}$
II(k,v)	$\dot{I}_{kv}$
ii(k,v)	$\dot{i}_{kv}$
uuu(k,v)	$\dot{u}_{kv}$
Fi	φ_{kv}
Lambda	λ_{kv}
FB	F_{kv}^{B}
FM	F_{kv}^{M}
L	$l_{\nu k}$
L2	l_{2k}
FB1	F_{1k}^{B}
FM1	F_{1k}^{M}
q	q
x	x
El	$E(a)$
Beta	β_k
Ik	$\dot{I}_{\nu k}$
Uk	$\dot{U}_{\nu k}$
i	$i_{\nu k}$
uu	$\dot{u}_{\nu k}$
u	$\dot{u}_k$
J	$\dot{j}_\nu$
UMod	$U_{\nu k}$
IMod	$I_{\nu k}$
iMod	$l_{\nu k}$
uuMod	$u_{\nu k}$
JMod	J_ν
uMod	u_k

Оценка действующих фазных токов межабонентских участков трехфазной РЭС по формулам (2.10)-(2.12).

Исходными данными для решения задачи параметрической идентификации распредсети являются:

- действующие значения токов $I_{\nu k}$ и напряжений $U_{\nu k}$ на нагрузках сети;
- коэффициенты мощности $c_{\nu k} = cos\,\varphi_{\nu k}$, определяемые фазовыми сдвигами $\varphi_{\nu k}$ между соответствующими напряжениями $\widetilde{U}_{\nu k}$ и токами $\tilde{I}_{\nu k}$ ($k = \overline{1,3},\ \nu = \overline{0,n}$).

Эти данные в программных модулях комплекса задаются в виде следующих матриц и векторов:

$$I = \begin{bmatrix} I_{11} & I_{12} & \dots & I_{1n} \\ I_{21} & I_{22} & \dots & I_{2n} \\ I_{31} & I_{32} & \dots & I_{3n} \end{bmatrix}; \qquad U = \begin{bmatrix} U_{11} & U_{12} & \dots & U_{1n} \\ U_{21} & U_{22} & \dots & U_{2n} \\ U_{31} & U_{32} & \dots & I_{3n} \end{bmatrix};$$

$$cf = \begin{bmatrix} cf_{11} & cf_{12} & \dots & cf_{1n} \\ cf_{21} & cf_{22} & \dots & cf_{2n} \\ cf_{31} & cf_{32} & \dots & cf \end{bmatrix};$$

$$IT = [IT_1\ \ IT_2\ \ IT_3], \qquad UT = [UT_1\ \ UT_2\ \ UT_3], \qquad cfT = [cfT_1\ \ cfT_2\ \ cfT_3],$$

где IT_k, UT_k, cfT_k – идентификаторы в программных модулях, обозначающие действующие значения токов I_{0k} и напряжений U_{0k} на входах k –й фазы распредсети, а также соответствующие коэффициенты мощности $cos\varphi_{0k}$.

В целях проверки работоспособности и эффективности разработанного метода выполнены прикладные расчеты по решению модельной задачи идентификации параметров тока и напряжений межабонентских участков трехфазной распредсети с использованием программного комплекса. При этом считается, что в результате опроса абонентских счетчиков электроэнергии распредсети получены исходные данные задачи, которые представлены в виде следующих матриц и векторов:

$$I = \begin{bmatrix} 5 & 1{,}5 & 3{,}8 & 5{,}9 & 5.2 \\ 0{,}5 & 0{,}51 & 0{,}59 & 0{,}54 & 0{,}488 \\ 0{,}55 & 0{,}49 & 0{,}57 & 0{,}52 & 0{,}51 \end{bmatrix};$$

$$U = \begin{bmatrix} 224{,}0 & 220{,}0 & 210{,}0 & 195{,}0 & 190{,}0 \\ 221 & 218 & 216 & 185 & 180 \\ 223 & 220 & 216 & 190 & 186 \end{bmatrix};$$

$$cf = \begin{bmatrix} 0{,}85 & 0{,}85 & 0{,}9 & 0{,}8 & 0{,}84 \\ 0{,}82 & 0{,}83 & 0{,}92 & 0{,}87 & 0{,}87 \\ 0{,}88 & 0{,}8 & 0{,}9 & 0{,}84 & 0{,}83 \end{bmatrix}$$

Результаты расчета параметров комплексных токов нагрузок и межабонентских участков рассматриваемой трехфазной сети представлены в табл. 2.4-2.6. Для наглядности эти результаты иллюстрированы в виде диаграмм, который показаны на рис.2.3-2.7.

Таблица 2.4 -Результаты расчетов параметров комплексных токов нагрузок сети

Наименование фаз	Составляющие комплексных токов $\dot{I}_{\nu k}$ / Координаты нагрузки $Z_{\nu\xi}$	$I^{в}_{\nu k}$ (А)	$I^{м}_{\nu k}$ (А)	$I_{\nu k}$ (А)	$\alpha_{\nu k}$ (рад)
Фаза А ($k = 1$)	ν=1	4,32	2,5	5	0,52
	ν=2	1,3	0,75	1,5	0,53
	ν=3	3,2	2,05	3,8	0,57
	ν=4	5,2	2,78	5,9	0,5
	ν=5	4,51	2,58	5.2	0,51
Фаза В ($k = 2$)	ν=1	5,69	3,14	6,5	0,5
	ν=2	2,62	1,46	3,44	0,51
	ν=3	3,32	2,23	4	0,59
	ν=4	8,56	5,16	10	0,54
	ν=5	3,96	2,12	4,5	0,488
Фаза С ($k = 3$)	ν=1	4,26	2,62	5	0,55
	ν=2	3,96	2,12	4,5	0,49
	ν=3	6,73	4,32	8,0	0,57
	ν=4	4,34	2,48	5	0,52
	ν=5	5,145	2,87	5,9	0,51

Таблица 2.5 - Результаты расчетов параметров межабонентских комплексных токов

Наименование фаз	Составляющие комплексных токов $i_{\nu k}$ / Координаты МАУ	$i^{в}_{\nu k}$ (А)	$i^{м}_{\nu k}$ (А)	$l_{\nu k}$ (А)	$\tilde{\alpha}_{\nu k}$ (рад)
Фаза А	ν=1	18,53	8,68	21,234	0,438

$(\boldsymbol{k=1})$	ν=2	14,21	8,16	16,239	0,521
	ν=3	12,91	7,41	14,738	0,521
	ν=4	9,71	5,36	10,949	0,504
	ν=5	4,51	2,58	5,196	0,521
Фаза В $(\boldsymbol{k=2})$	ν=1	24,15	14,11	27,969	0,528
	ν=2	18,46	10,97	21,473	0,535
	ν=3	15,84	9,51	18,48	0,54
	ν=4	12,52	7,28	14.5	0,528
	ν=5	3,96	2,12	4,492	0,49
Фаза С $(\boldsymbol{k=3})$	ν=1	24,44	14,41	28,372	0,535
	ν=2	20,18	11,79	23,37	0,528
	ν=3	16,22	9,67	18,88	0,54
	ν=4	9,49	5,35	10,89	0,514
	ν=5	5,15	2,87	5,89	0,514

Таблица 2.6 - Результаты расчетов параметров комплексных токов в нейтральном проводе

Наименование фаз	Составляющие комплексных токов $\boldsymbol{i_{\nu k}}$ / Координаты МАУ	$\mathbf{J}_{\boldsymbol{\nu}}^{\mathbf{в}}$(А)	$\mathbf{J}_{\boldsymbol{\nu}}^{\mathbf{м}}$(А)	$\boldsymbol{J_{\nu}}$(А)	$\boldsymbol{\theta_{\nu}}$(рад)
Нейтраль	ν=1	5,5	5,8	7,99	0,802
	ν=2	4,39	4,7	6,44	0,826
	ν=3	3.08	2.1	3,73	0,593
	ν=4	2,78	1,76	3,3	0,54
	ν=5	0,61	0,93	1,11	0,988

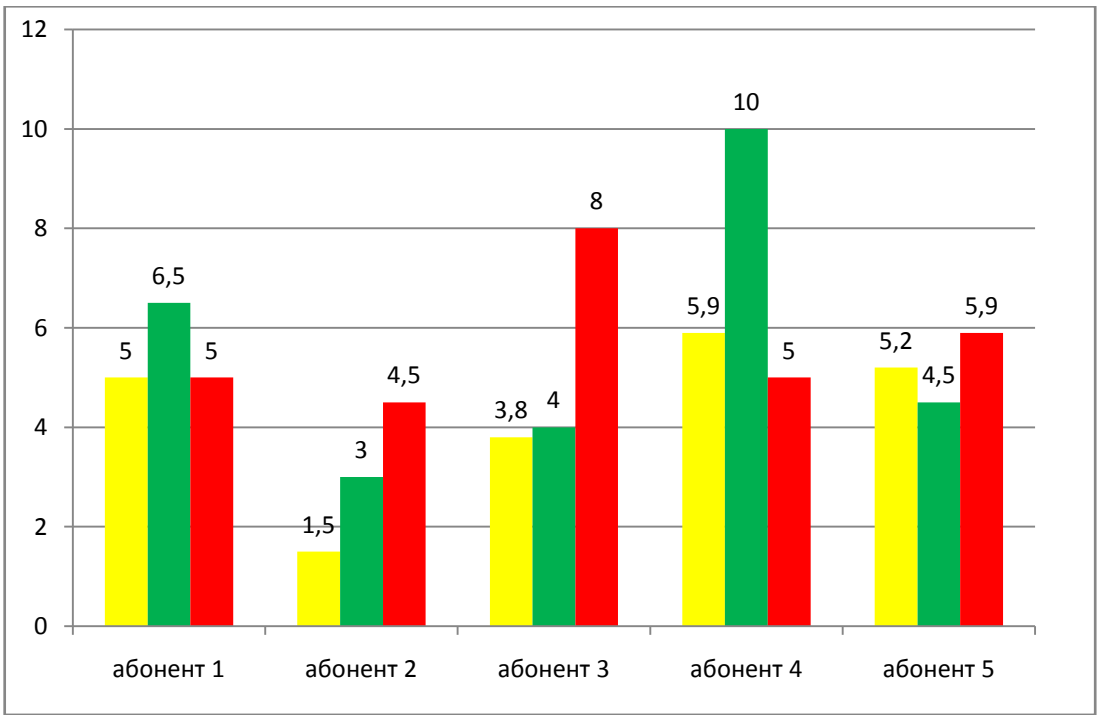

Рис.2.3. Измеренные токи нагрузок абонентов

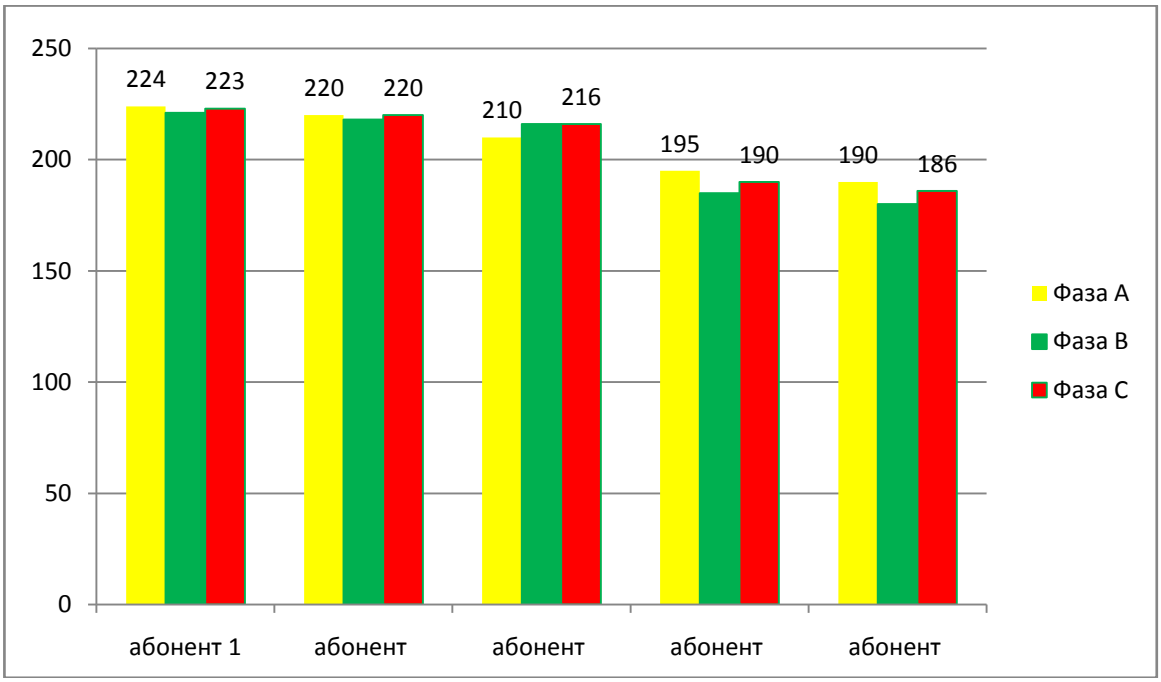

Рис.2.4. Измеренные напряжения нагрузок абонентов

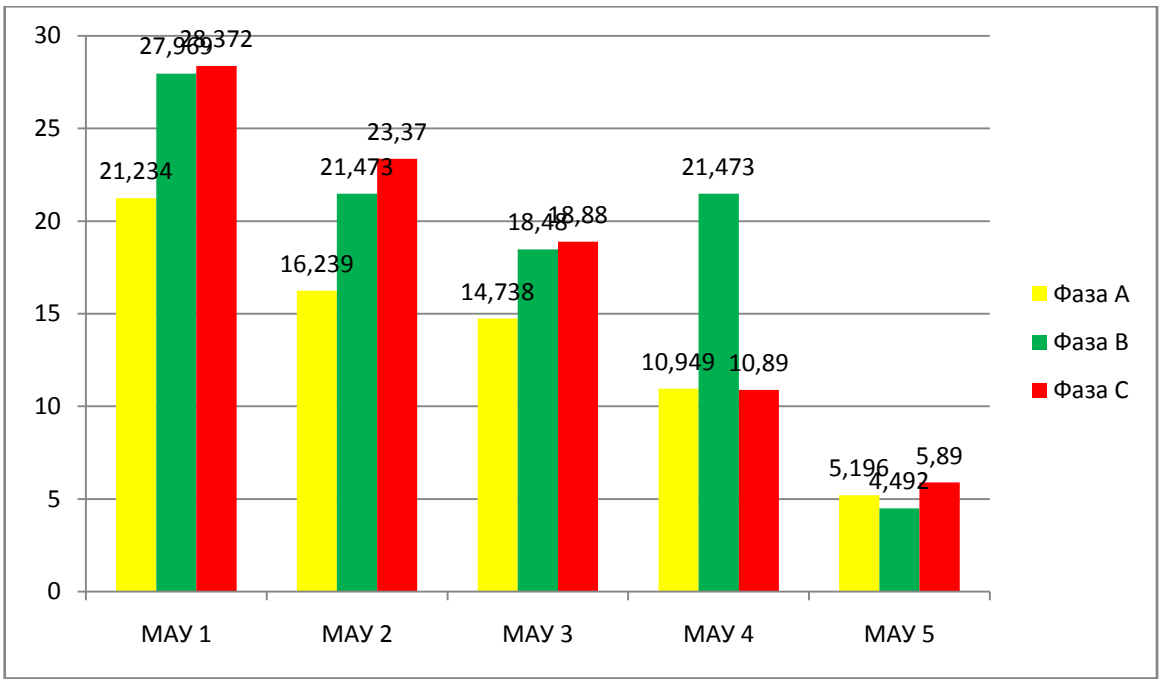

Рис.2.5. Действующие токи в межабонентских участках МЛ

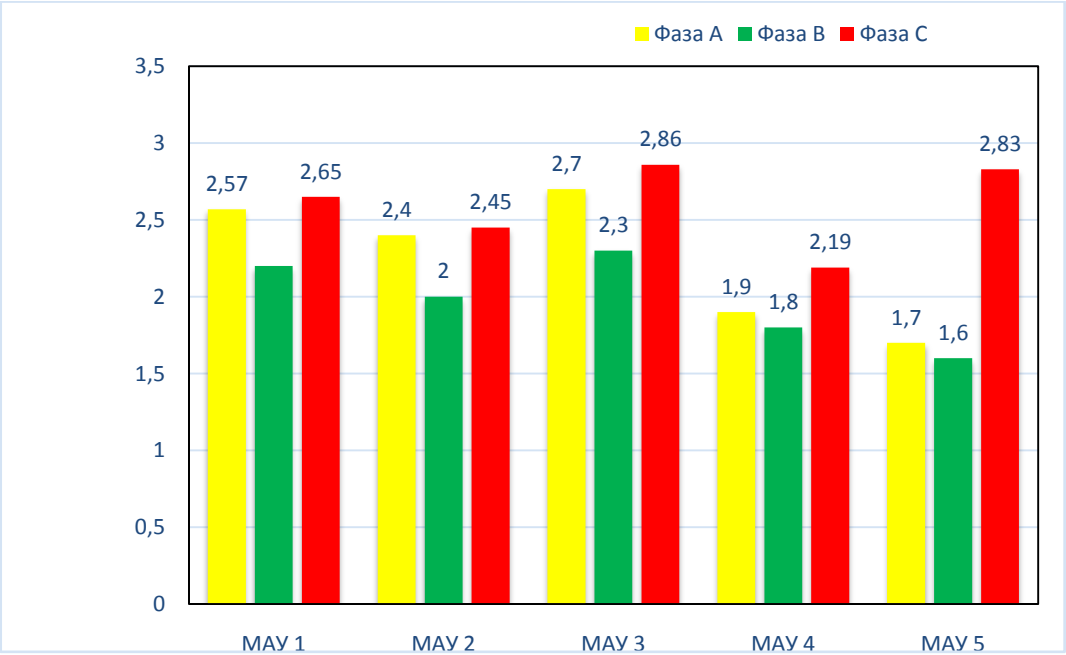

Рис.2.6. Действующие напряжения в межабонентских участках МЛ

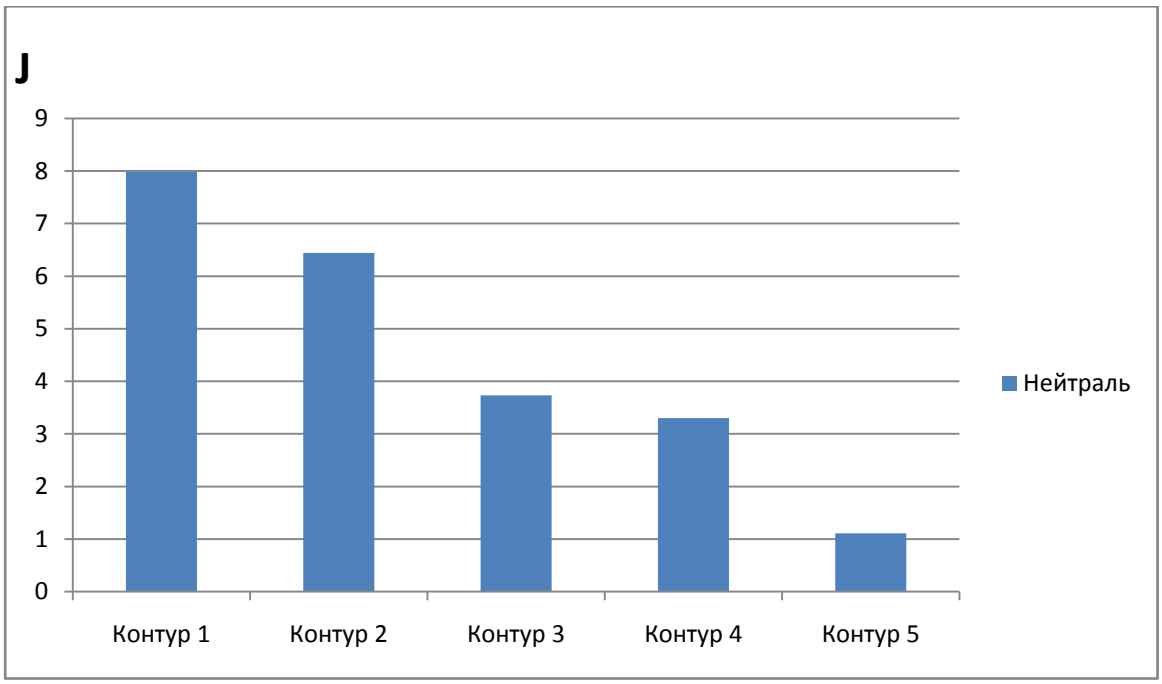

Рис.2.7. Действующие токи в нейтральном проводе в межабонентских участках МЛ

Выводы

Предложен новый метод идентификации математической модели четырехпроводной распределительной электрической сети, функционирующей в условиях несимметрии токов и напряжений. При этом переменные модели (токи, напряжения) представляются в комплексной форме, а в качестве исходной информации используются данные АСКУЭ. Проблема идентификации модели сводится к определению фазовых сдвигов ее переменных, определяющих электрическое состояние трехфазной сети. Получены математические соотношения, описывающие функциональные связи между переменными состояния и параметрами трехфазной сети, а также алгебраические уравнения относительно искомых фазовых сдвигов. Для их нахождения вводится и минимизируется специально построенная критериальная функция на основе решения системы обыкновенных дифференциальных уравнений второго порядка. Полученные результаты ориентированы для решения задач диагностики состояний магистральной линии и мониторинга потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ.

ГЛАВА 3

СИНТЕЗ ЦИФРОВОГО РЕГУЛЯТОРА ДЛЯ СИММЕТРИРОВАНИЯ ТРЕХФАЗНОЙ РАСПРЕДСЕТИ

Как известно главной задачей АСКУЭ является автоматизация коммерческого учета электроэнергии, показатели качества и эффективности РЭС существенным образом зависит от решений, связанных с обеспечениями оптимальных режимов функционирования сети. Такие возмущающие факторы (возмущения) как разбалансировка нагрузок и неравномерное их распределение по фазам являются причиной того, что распределительные сети, в основном, работают в несимметричных режимах, при которых токи в нейтральных проводах изменяются в значительных пределах [36,64,77]. Действия этих возмущений приводят к повышенным потерям активной мощности в сети и трансформаторных подстанциях (ТП), к выходу из строя бытовой техники и промышленных установок, а также к сокращению сроков эксплуатации функциональных элементов (ТП, линий электропередачи и др.) РЭС. Эффективное решение этой проблемы в режиме реального времени в настоящее время не существует, а известные методы и средства [33,35,36,78-83] направлены на ее частичное решение.

Таким образом, оптимизация несимметричных режимов работы РЭС при наличии указанных выше возмущающих факторов является наиболее актуальной проблемой. При этом важное значение имеет выбор критерия оптимальности, в качестве которого целесообразно принять потери мощности (электроэнергии), вызванные несимметричностью режимов сети. Один из возможных путей решения рассматриваемой проблемы состоит в создании системы автоматического управления (САУ), обеспечивающей в режиме реального времени минимизацию указанного критерия за счет перераспределения потоков электроэнергии между фазами сети, что можно реализовать посредством желаемых переключений приемников потребителей электроэнергии. Структура такой САУ состоит из цифрового регулятора и

объекта управления, в качестве которого выступает совокупность счетчиков $\{Сч_v\}$, установленных у потребителей (абонентов) сети. Регулятор на основе измерительных данных, полученных в концентраторе, по определенному алгоритму формирует управляющие воздействия (сигналы), которые передаются на объект для реализации. Применение таких САУ приводит к тому, что РЭС будет адаптироваться в условиях действий неконтролируемых случайных возмущений в режиме реального времени путем автоматической самонастройки своей структуры. В результате такую распределительную сеть можно рассматривать как систему с переменной структурой [78,84]. Практическая реализация такого принципа перераспределения потоков энергии между фазами сети является в настоящее время реальной задачей, так как в современных однофазных и трехфазных счетчиках (серии Альфа, Меркурий, МИР и др.) имеются электромагнитные реле с мощными контактами до 100А, которые можно использовать для переключения приемников с одной фазы на другую путем подачи соответствующих управляющих импульсов (сигналов).

В данном подразделе предлагается один из возможных подходов к решению проблемы оптимизации несимметричных режимов работы трехфазных распределительных сетей на основе создания цифровой системы автоматического управления (САУ), обеспечивающей минимизацию действующего тока нейтрального провода в режиме реального времени.

3.1. Постановка задачи синтеза цифрового регулятора

Для удобства изложения без потери общности рассмотрим трехфазную распределительную сеть с напряжением 0,4 кВ, условная схема которой представлена на рис.3.1.

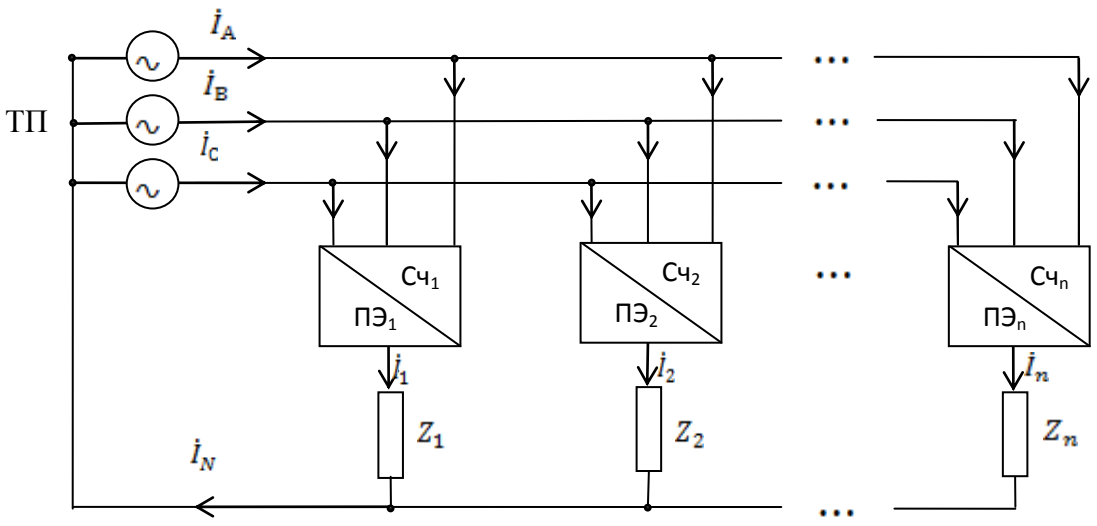

Рис 3.1. Условная схема трехфазной распределительной сети

Она включает питающую трансформаторную подстанцию (ТП), группу из n счетчиков электроэнергии (Сч_ν) ($\nu = \overline{1,n}$), установленных у однофазных потребителей электроэнергии. На рис.1 $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$,$\dot{U}_A$,$\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ – комплексные токи и напряжения соответственно на фазах А, В, С на входе сети; Z_ν – обозначение ν-го приемника потребителя (нагрузки) ($\nu = \overline{1,n}$); $\dot{I}_\nu$, $\dot{U}_\nu$ – комплексный ток и напряжение на нагрузке Z_ν; $\dot{I}_N$ – комплексный ток в нейтральном проводе; ПЭ_ν – переключающий элемент счетчика Сч_ν.

Индексы А, В и С обозначают, что указанные переменные относятся к соответствующим фазам. Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

1. Счетчики электроэнергии (Сч_ν) имеют переключательные элементы (ПЭ_ν).
2. Действующие значения фазных токов $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C, \dot{I}_\nu$ и напряжений $\dot{U}_\nu$ на нагрузках потребителей Z_ν ($\nu = \overline{1,n}$), а также соответствующие активные и реактивные мощности измеряются с большой частотой и передаются посредством ТКМ в концентратор данных (КД).

Текущее состояние сети определяется набором векторов:

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{ABC} = [\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C], \qquad \dot{\boldsymbol{U}}_{ABC} = [\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C], \tag{3.1}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}} = [\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n]. \qquad \dot{\boldsymbol{U}} = [\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dots, \dot{U}_n].$$

Далее будем считать, что компоненты (составляющие) векторов $\dot{\boldsymbol{I}}_{\text{ABC}}$ и $\dot{\boldsymbol{I}}$ представлены в комплексной форме:

$$\dot{I}_{\text{A}} = I_{\text{A}}^{\text{в}} + jI_{\text{A}}^{\text{м}}, \qquad \dot{I}_{\text{B}} = I_{\text{B}}^{\text{в}} + jI_{\text{B}}^{\text{м}}, \qquad \dot{I}_{\text{C}} = I_{\text{C}}^{\text{в}} + jI_{\text{C}}^{\text{м}}, \tag{3.2}$$

$$\dot{I}_{\nu} = I_{\nu}^{\text{в}} + jI_{\nu}^{\text{м}}, \qquad \nu = \overline{1,n},$$

где верхние знаки **в** и **м** – здесь и далее обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных величин; $j = \sqrt{-1}$ – мнимое число.

Счетчиками электроэнергии измеряются только модули (действующие значения) комплексных токов $\dot{I}_{\text{A}}, \dot{I}_{\text{B}}, \dot{I}_{C}, \dot{I}_{\nu}$ ($\nu = \overline{1,n}$). Далее будем считать, что их вещественные и мнимые части определяются по известной методике на основе данных измерений.

Комплексный ток $\dot{I}_N$ в нейтральном проводе [69]

$$\dot{I}_N = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C, \tag{3.3}$$

который можно представить в виде

$$\dot{I}_N = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = I_N^B + jI_N^M = I_N \exp(\mathrm{j}\alpha_N) \tag{3.4}$$

где α_N – сдвиг фазы; I_N – действующее значение (модуль) тока:

$$I_N = \sqrt{(I_N^B)^2 + (I_N^M)^2} \tag{3.5}$$

Как известно [9], амплитуда мгновенного тока в нейтральном проводе прямо пропорциональна I_N. Отсюда следует, что величина действующего тока I_N в определенной степени может служить показателем качества и эффективности функционирования РЭС, так как чем меньше эта величина, тем ниже активные потери мощности в сети. Таким образом, для оптимизации режима работы сети можно использовать следующую критериальную (целевую) функцию:

$$E = I_N^2, \tag{3.6}$$

так как экстремумы функций E и I_N совпадают.

Основная функция цифрового регулятора САУ заключается в формировании и минимизации критерия E. Эта процедура осуществляется так,

чтобы минимум показателя E однозначно определял координату искомого приемника, который необходимо переключать с одной фазы на другую. По результатам такой оптимизации формируются управляющие воздействия u_ν ($\nu = \overline{1,n}$) на объект, посредством которых реализуются соответствующие переключения приемников. При этом критериальная функция $E = E(u_\nu)$, а совокупность сигналов u_ν ($\nu = \overline{1,n}$) образует дискретное множество $U = \{u_\nu\}$.

Задача синтеза заключается в определении структуры и алгоритма функционирования цифрового регулятора, обеспечивающего минимизацию критериальной функции E, т.е.

$$\min_{u_\nu \in U} E(u_\nu) = E(\nu) = E(u^*) \qquad (3.7)$$

где $u^* = u_m$ – оптимальный управляющий сигнал, представляющий собой командный цифровой код, который содержит информацию о координате приемника (счетчика) и наименованиях пары фаз трехфазной сети, которые необходимо переключать.

3.2. Синтез цифрового регулятора

Решение сформулированной выше задачи включает следующие этапы:

1. Представление компонентов векторов $\dot{\boldsymbol{I}}$ и $\dot{\boldsymbol{I}}_{\mathrm{ABC}}$ в комплексной форме.
2. Идентификация пары фаз сети для осуществления требуемых переключений приемников потребителей.
3. Формирование критериальной функции E и ее оптимизация.
4. Формирование управляющего сигнала для переключения выбранного приемника.

Далее будем считать, что компоненты комплексных векторов $\dot{\boldsymbol{I}}$, $\dot{\boldsymbol{I}}_{\mathrm{ABC}}$ представлены в форме (2). В целях выбора требуемой пары фаз сети необходимо найти максимальное I_{max} и минимальное I_{min} значения среди действующих фазных токов I_A, I_B, I_C:

$$I_{max} = max\{I_A, I_B, I_C\},$$

$I_{min}\{I_A, I_B, I_C\}$, (3.8)

Эти величины однозначно определяют искомую пару фаз сети, на которых имеется необходимость выполнения требуемых переключений некоторого, пока не известного приемника. Очевидно, что необходимо переключать приемник с фазы, где достигается I_{max}, на фазу с наименьшим значением действующего тока I_{min}. Для того, чтобы минимизировать количество переключений введем следующие переменные:

$$I_0 = (I_A + I_B + I_C)/3,$$

$$e_A = I_A - I_0, \qquad e_B = I_B - I_0, \qquad e_C = I_C - I_0.$$

Определим величины $e_{max} = max\{e_A, e_B, e_C\}$, $e_{min} = min\{e_A, e_B, e_C\}$. Операцию переключения целесообразно осуществлять только тогда, когда выполняется следующее условие

$$\frac{\Delta I_{max}}{I_0} > \delta, \tag{3.9}$$

где $\Delta I_{max} = max\{e_{max}, |e_{min}|\}$; δ – малое положительное число, задающее максимально допустимый разбаланс фазных токов на входе сети.

Теперь рассмотрим вопрос о формировании критериальной функции E. В целях конкретизации задачи оптимизации (3.7) далее без потери общности предположим, что

$$I_{max} = I_A, \qquad I_{min} = I_B.$$

Необходимо формировать целевую функцию E так, чтобы ее минимальное значение однозначно идентифицировало координату переключаемого приемника. Рассмотрим процесс управления, который осуществляется в дискретные моменты времени $t = t_\mu = \mu\Delta t$ $(\mu = 0, 1, 2, \ldots)$, где Δt – шаг дискретизации. Предположим, что в начальный момент времени $t = t_0$ условие (3.9) не выполняется и количество приемников Z_ν, подключенных к соответствующим фазам составляют n_a, $\mathrm{n}_b, \mathrm{n}_c$ $(\mathrm{n}_a + \mathrm{n}_b + \mathrm{n}_c = n)$. В целях наглядности дальнейших выкладок упорядочиваем токи приемников $\dot{I}_\nu$ $(\nu = \overline{1, n})$

путем введения новых обозначений. Далее через $\dot{i}_k$ ($k = \overline{1, n_a}$), $\dot{j}_\xi$ ($\xi = \overline{1, n_b}$), $\dot{i}^{\xi}_r$ ($r = \overline{1, n_c}$) обозначим комплексные токи приемников, получающих питание соответственно через фазы А, В, С. Тогда в момент времени $t = t_0$ для фазных токов справедливы соотношения:

$$\dot{I}_A^0 = \sum_{k=1}^{n_a} \dot{i}_k^0 = I_A^0 e^{j\dot{\alpha}_A^0}$$

$$\dot{I}_B^0 = \sum_{\xi=1}^{n_b} \dot{j}_\xi^0 = I_B^0 e^{j\dot{\alpha}_B^0} \qquad (3.10)$$

$$\dot{I}_C^0 = \sum_{r=1}^{n_c} \dot{i}_r^0 = I_C^0 e^{j\dot{\alpha}_C^0}$$

где верхний индекс «0» означает, что соответствующие переменные определены при $t = t_0$; I_A^0, I_B^0, I_C^0, – действующие значения соответствующих фазных токов, которые измеряются счетчиками электроэнергии на выходе ТП; α_A^0, α_B^0, α_C^0 – фазовые сдвиги соответствующих токов.

Теперь допустим, что в следующий момент времени $t = t_1$ условие (3.9) выполняется, т.е. разбаланс фазных токов на входе сети выше заданного уровня. Тогда необходимо осуществлять операцию переключения некоторого, пока неизвестного, приемника с фазы А на фазу В. В этом случае прогнозные значения фазных токов с учетом (3.10) запишутся в виде

$$\dot{I}_A = \dot{I}_A^0 - \dot{i}_m^0 = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{n_a} \dot{i}_k^0 = I_A e^{j\alpha_A},$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_B^0 + \dot{j}_{n_{b+1}} = \dot{j}_{n_{b+1}} + \sum_{\xi=1}^{n_b} \dot{j}_\xi^0 e^{j\dot{\alpha}_B^0} = I_B e^{j\alpha_B} \qquad (3.11)$$

$$\dot{I}_C = \dot{I}_C^0 = \sum_{r=1}^{n_c} \dot{i}_r^0 = I_C^0 e^{j\alpha_C},$$

где I_A, I_B – прогнозные действующие значения токов $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$ в предположении, что вероятным кандидатом на переключение является приемник, через который в момент времени $t = t_0$ протекает ток $\dot{i}_m$; $\dot{j}_{n_b+1} = J^{в}_{n_b+1} + jJ^{м}_{n_b+1}$.

Далее для определения комплексного тока $\dot{I}_N$ в нейтральном проводе, определяемого формулой (3.3), используются соотношения (3.11), а его модуль I_N вычисляется по формуле (3.5).

Введем вектор параметров $\boldsymbol{p_m} = [p_{m1},\ p_{m2},\ p_{m3},\ p_{m4}]$ $(m = \overline{1, n_a})$, где $p_{m1} = I_m^{\text{в}}$, $p_{m2} = I_m^{\text{м}}$, $p_{m3} = J_{n_b+1}^{\text{в}}$, $p_{m4} = J_{n_b+1}^{\text{м}}$. При этом критериальная функция $E = E(\boldsymbol{p_m})$. Совокупность векторов $\boldsymbol{p_m}$ образует дискретное множество $P = \{\boldsymbol{p_m}\}$. В результате задача оптимизации (3.7) сводится к следующей экстремальной задаче:

$$\min_{p_m \in P} E(p_m) = E(p_{m^*}) = E(p^*) \tag{3.12}$$

где $\boldsymbol{p}^* = \boldsymbol{p_{m^*}}$ – оптимальное решение, которое определяет координату искомого приемника для переключения и требуемый управляющий сигнал $u^* = \mathrm{u}_{m^*}$ на объект.

Задача оптимизации (3.12) имеет дискретный характер и при небольшом n_a решается относительно просто, например, путем перебора вариантов. Общая структура САУ с цифровым регулятором приведена на рис.3.2.

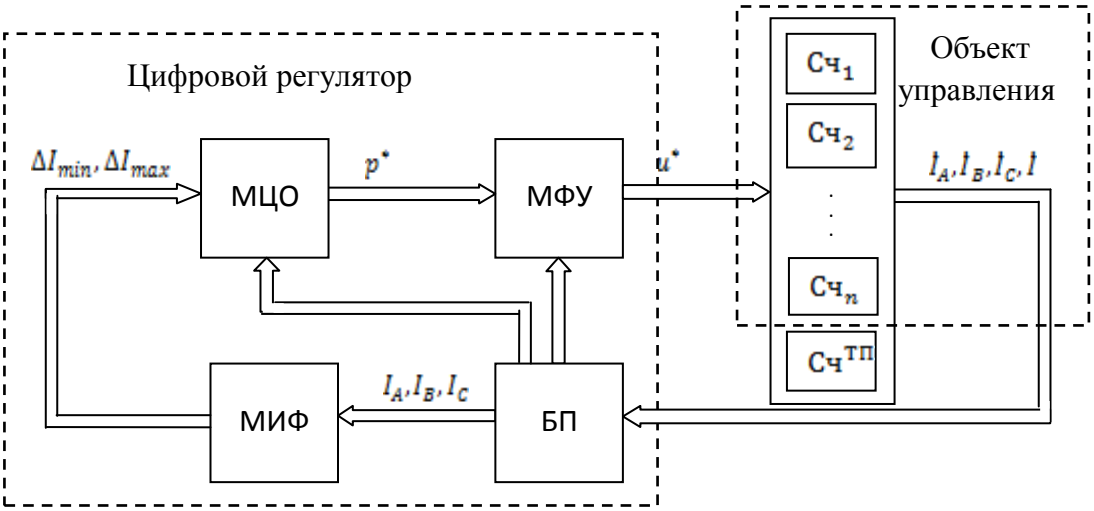

Рис.3.2. Общая структура цифровой САУ

На основе результатов решения экстремальной задачи (3.12) цифровая САУ формирует управляющий сигнал u^*, который передается по каналам ТКМ

на счетчик (Сч) выбранного приемника и через переключающий элемент (ПЭ) реализует соответствующую операцию переключения. При этом структура сети и ток в нейтральном проводе изменяются во времени в зависимости от результатов переключений приемников. Фазные токи на входе сети непрерывно измеряются счетчиком $Сч^{ТП}$ в трансформаторной станции (ТП) и подаются на вход САУ. Поэтому изложенная выше вычислительная процедура циклически повторяется, что обеспечивает оптимальность синтезированной системы управления по критерию минимума целевой функции E, определяемой соотношением (3.6). Регулятор системы управления реализуется на основе микропроцессорного контроллера. Его функциональная структура (рис.3.2) включает блок памяти (БП) и программные модули: идентификации фазовых пар (МИФ); цифровой оптимизации (МЦО); формирования управляющих сигналов (МФУС). Основная функция МИФ заключается в определении требуемых фазовых пар сети. На основе этой информации и данных о комплексных токах в сети модуль МЦО формирует критериальную функцию E и осуществляет решение экстремальной задачи (3.12). На основе результатов оптимизации МФУС формирует управляющую команду на выбранный объект для реализации соответствующих переключений приемников потребителей.

Алгоритм функционирования цифрового регулятора состоит из следующих основных этапов:

- Измерение действующих значений (модулей) компонентов комплексных векторов, представленных в (3.1), и передача их в концентратор данных (КД).
- Проверка условия (3.9). Если оно выполняется, то переход к п.3, иначе через интервал времени Δt к п.1.
- Приведение фазных токов $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$ и токов приемников $\dot{I}_\nu$ $(\nu = \overline{1,n})$ в комплексную форму (3.2).

- Формирование целевой функции E по формуле (3.6) на основе прогнозных значений комплексных токов $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$, определяемых формулами (3.11).

5. Решение экстремальной задачи (3.12) для идентификации координаты приемника с целью его переключения на другую фазу и формирования соответствующего управляющего сигнала u^* на объект.

6. Реализация управляющего сигнала u^* на выбранном объекте с использованием соответствующего переключающего элемента.

7. Переход к пункту 1.

3.3. Принцип работы и структура коммутатора фазных токов

Для реализации системы автоматического управления симметрирования фазных токов (САУ СФТ) имеется ряд устройств**.** В качестве исполнительного устройства переключающая часть нагрузки более загруженной фазу на менее загруженной фазу используется коммутатор фазных токов (КФТ) который входит в состав САУ процессом симметрирования фазных токов распределительной сети 0.4кВ. Рассмотрим существующие устройств для реализации САУ СФТ [85].

В качестве предмета анализа параметров РЭС приняты векторные напряжение и токи силового трансформатора и потребителей без операции интегрирования, для каждой из переключаемых однофазных нагрузок определяют значения активной мощности нулевого провода, без учета тока однофазной нагрузки [34], что однозначно ведет к заведомо повышенной частоте коммутационных переключений. Асимметрия фазных токов и токи по нулевому проводу, ведущие к дополнительным потерям во всех проводах распределительной сети могут присутствовать не только на входе силового трансформатора, но и в межабонентских участках линии. Однако, в качестве критерия выбора «координаты приемника», который следует переключать, этот признак не принят.

Известно устройство, реализующее способ симметрирования фазных токов трехфазной четырехпроводной линии, содержащее блок коммутации, датчик тока подключенный к нулевому проводу линии, три датчика фазных напряжений подключенные к входам устройства, а также блок определения наименее нагруженной фазы, выходная шина которого соединена с управляющим входом блока коммутации [34].

Первый недостаток [34], не указаны элементы всей системы, которые реально присутствуют, это головной трехфазный счетчик, установленный на выходе силового трансформатора и счетчики потребителей в котором измеряют токи в каждой фазы, требует в месте подключения потребителя к сети дополнительной аппаратуры и выносного датчика тока нулевого провода, сравнимой по точности и объему функций с электронным счетчиком электроэнергии, установленным у потребителя. Устройство, фиксируя наличие в нейтральном проводе уравнительных токов между ними и разность входных напряжений ошибочно считает, что фазы нагружены несимметрично и начинает подключать к фазе, расположенной ближе к питающему трансформатору, на входе которой напряжение выше, чем у нагрузки, расположены дальше. В результате возможно дополнительная асимметрия токов в сети.

Второй недостаток этого способа является, то что вдоль распределенной линии напряжение на входе локального потребителя уменьшается независимо от асимметрии токов. Так, на входе потребителей, расположенных вдоль линии на некотором расстоянии (например, 100 м), при одинаковых потребляемых токах, напряжения будут разными, вследствие падения напряжения на проводах линии и между ними, так как уравнительные токи текут по нулевому проводу, несмотря на равенство потребляемых токов. Третий недостаток то, что однопозиционные электромеханические реле блока коммутации коммутируют при любых значениях токов, что приводит к изнашиванию контактов реле без учета при перехода тока через нуль. Известен способ оптимизации несимметричных режимов работы трехфазных распределительных сетей [85] на

основе адаптации нагрузок потребителей посредством их переключения с одной фазы на другую. Процесс управления переключением осуществляется системой автоматического управления (САУ), состоящей из цифрового регулятора и объекта, включающего группу счетчиков электроэнергии с переключающими элементами. В качестве критерия перераспределения фазных токов принят ток в нулевом проводе [43]. Способ обеспечивает минимизацию тока в режиме реального времени и на основе этого критерия перераспределяет потоков электроэнергии между фазами сети.

Для оценки качества и эффективности функционирования распределительной электрической сети (РЭС) введена целевая функция, характеризующая потери активной мощности в сети на основе нулевого тока. На основе цифрового регулятора синтезирован алгоритм функционирования системы управления, обеспечивающего оптимизацию выбранного критерия.

САУ СФТ, реализующее этот способ работает следующим образом.

При работе распределительной сети головной электронный счетчик 1 и электронные счетчики 3 потребителей непрерывно находятся в рабочем состоянии и измеряют действующие фазные напряжения, токи и cosφ, вычисляют активную и реактивные мощности и много других параметров. Измеренные данные электронных счетчиков 1 и 3 по телеметрии (проводной или радиоканал связи) поступают в цифровой регулятор 8, в памяти которого сохраняются предыдущие данные по току и напряжению головного счетчика 1 и счетчиков 3 потребителей. В цифровой регулятор 8 вычисляет, и сохраняют данные токов головного счетчика 1 этого цикла, а его блок логико-математических операций 9 реализует интегрирование и вычитание фазных токов по модулю

$\Delta J_1 = Ja - Jв$; $\Delta J_2 = Ja - Jc$; $\Delta J_3 = Jв - Jc$,

где Ja, Jв, Jc – фазные токи по модулю силового трансформатора.

Поскольку погрешность измерения фазных токов головного счетчикома 1 находится в пределах 0.1%, то и величина асимметрии обнаруживается с погрешностью, не превышающей суммы погрешностей токов, т.е. 0.2%.

Далее блок сравнения 10 сравнивает ΔJ с уставкой $\Delta J_{уст}$ (среднее значение токов головного счетчика 1 и, если разность токов превышает по каждой фазе уставку $\Delta J_{уст}$, то с появлением очередного сигнала синхронизации из блока 12 в блоке управления 11 формируются сигналы на отключение замкнутых и включение разомкнутых контактов 14 коммутатора 5. Команды управления цифрового регулятора 8 поступают по информационной шине 7 через модули телеметрии цифрового регулятора 8 и счетчиков 3 на шину управления 6 и управляют коммутатором 5. Команды управления учитывают стандартные задержки срабатывания электромеханических реле 13 и особенности включения/выключения тиристоров 15 коммутатора 5 с тем, чтобы переключение контактов 14 происходило при переходе синусоидального напряжения через нуль.

Пример переключения фазы потребителя показан на рис.4, на котором на временной диаграмме 16 показаны сдвинутые на 120^0 фазы А и В. Допустим, фаза А была перегружена, а фаза В недогружена, это состояние вызывает необходимость в блоке управления 11, при наступлении импульса синхронизации 17, формировать команды 18 и 19 на выключение/включение контактов 14 реле 13 фаз А и В. Эти команды 18 и 19 задержаны относительно синхроимпульса на время, необходимое для разрыва/замыкания контактов 14 реле 13 фаз А и В, в период t_1–t_2 и t_3-t_4 диаграммы 20. Команды на включение тиристоров 15 фаз А и В формируются в те же моменты времени, но в активном состоянии они окажутся в моменты, показанные на диаграмме 16 в области момента времени t_2-t_3. Итоговое напряжение в результате переключения фаз с А на В на нагрузке 4 потребителя показано на графике 16 утолщенной линией.

Дополнение цифрового регулятора программным модулем уменьшает объемом аппаратных средств, а упорядоченность коммутаций и долговечность контактов электромеханических реле достигается синхронизацией момента размыкания/замыкания контактов реле в моменты времени при практически нулевых токах, что резко уменьшает износ рабочих поверхностей контактов, а также включением тиристоров параллельно контактам реле.

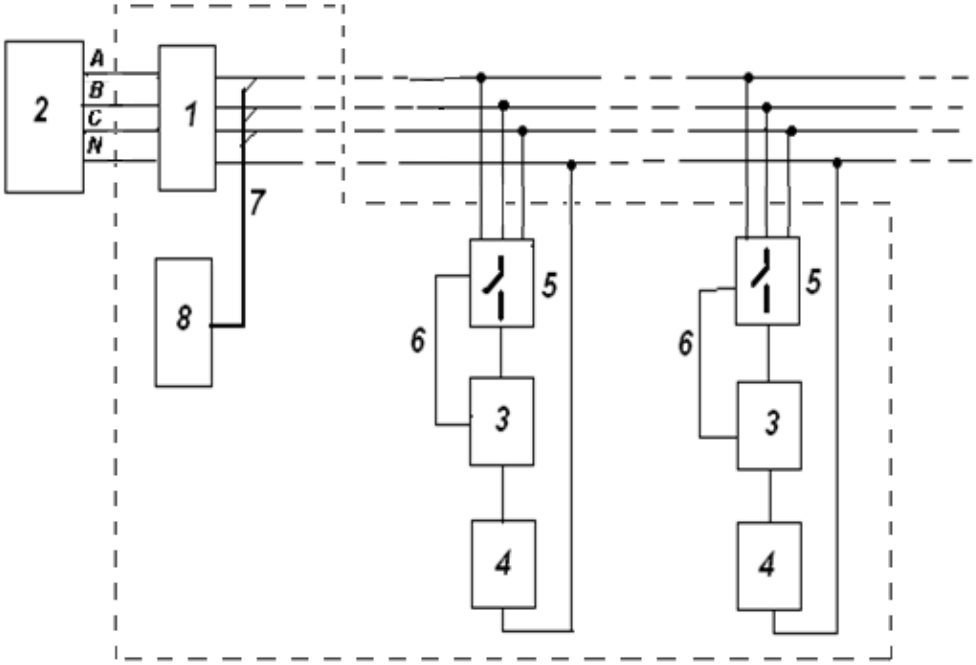

Рис.3.1.1. Схема распределительной сети

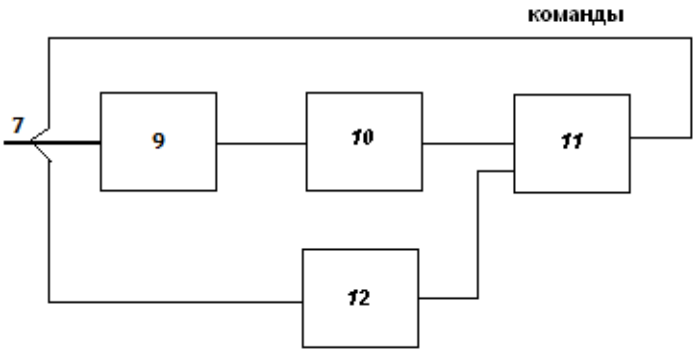

Рис.3.1.2. Схема программного модуля концентратора данных

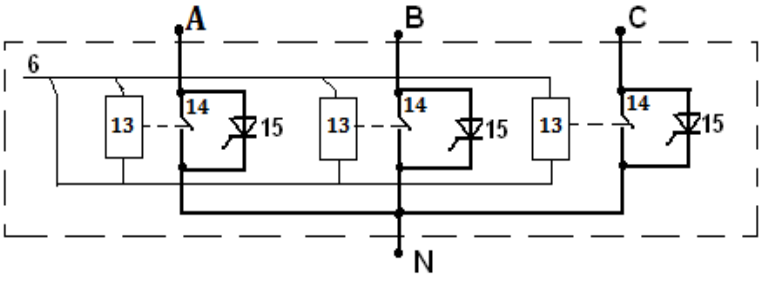

Рис.3.1.3. Схема коммутатора фазных токов

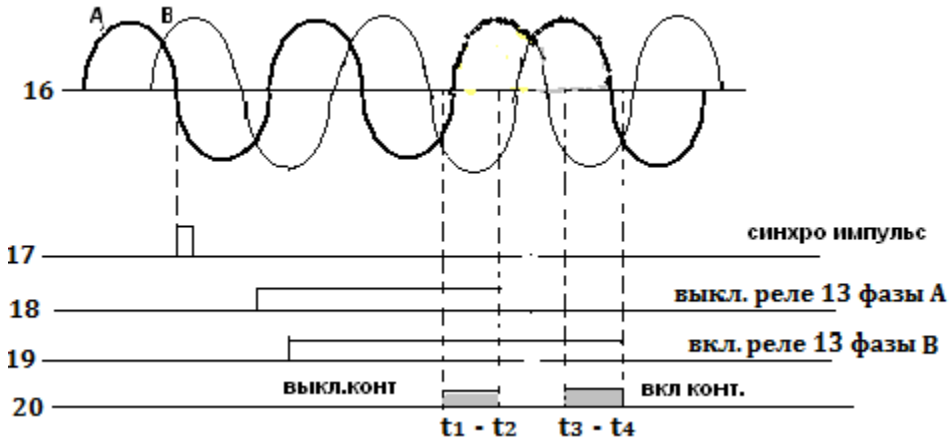

Рис.3.1.4. Временная диаграмма переключения фазы потребителя.

Выводы

Распределительная трехфазная сеть рассматривается как адаптивная система с переменной структурой. Предложен новый подход к проблеме оптимизации несимметричных режимов работы РЭС за счет перераспределения потоков электроэнергии между фазами сети путем переключения приемников потребителей с одной фазы на другую. Для оценки эффективности функционирования сети вводится критериальная функция, описывающая потери мощности в РЭС вследствие несимметричности ее режима. Синтезирован алгоритм функционирования системы управления на основе микропроцессорного регулятора, обеспечивающего оптимизацию выбранного критерия. Полученные результаты позволяют уменьшить активные потери в сети и трансформаторной подстанции, увеличить сроки службы функциональных элементов РЭС, а также уменьшить аварийные ситуации в ней. Практическая реализация синтезированного микропроцессорного регулятора дает возможность повысить технико-экономические показатели распределительных компаний.

ГЛАВА 4

ИДЕНТИФИКАЦИЯ МЕСТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ОТБОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДСЕТИ ПО ДАННЫМ АСКУЭ

Как известно, одним из основных показателей эффективности работы распределительных сетей является потери электроэнергии в них, включающие технические и коммерческие потери. В настоящее время несмотря внедрения современных цифровых технологий в виде АСКУЭ уровни потерь в республике остаются высокими, что отмечалось в подразделе 1. При этом составляет несанкционированные отборы (хищения) электроэнергии в сетях. В существующих АСКУЭ задачи, связанные с идентификацией и локализацией мест НОЭ не решаются. Их решение требует разработки соответствующих математических моделей и методов, ориентированных для использования в составе АСКУЭ. Основная трудность при этом заключается в том, что практически большинство РЭС имеют сложную структуру, функционируют в условиях несимметрии токов и напряжений [66,79,36], а также подвержены действию возмущающих факторов, таких как НОЭ [37,40,44], которые вызывают дополнительные технические и коммерческие потери электроэнергии. В этих условиях применение существующих моделей и методов расчета трехфазной сети (методы симметричных составляющих, графов и др.) [71,70,86] представляет определенные сложности. В [40] рассматриваются проблемы, связанные с разработкой метода идентификации и локализации несанкционированного отбора электроэнергии в трехфазной распределительной сети в условиях несимметрии токов и напряжений. В данной работе предлагается развитие этого метода, направленное на упрощение решения задачи локализации НОЭ и оптимизацию объемов вычислительных операций.

4.1. Постановка задачи

Рассматривается четырехпроводная трехфазная сеть с напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рисунке рис. 2.1

Далее принимаются следующие предположения:

1) РЭС функционирует в условиях несимметрии токов и напряжений;

2) ток несанкционированного потребителя (нагрузки) отводится через нейтральный провод;

3) линейные и нейтральный провода сети имеют одинаковые сечения, а текущие значения сопротивлений $z_{\nu k}$ и z_{ν} межабонентских участков (МАУ) предварительно определяются и записываются в базу данных концентратора (КД) АСКУЭ [83];

4) концентратор данных (КД) периодически осуществляет сбор данных со счетчиков электроэнергии ($\text{Сч}_{\nu k}$) в дискретные моменты времени $t \in [t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_{\xi} = t_{\xi+1} - t_{\xi}$, где $\xi = 1,2, \ldots$. При этом в базу данных КД в каждом интервале наблюдения $[t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ поступают следующие данные:

- действующие токи $I_{\nu k}$ и напряжения $U_{\nu k}$ на соответствующих нагрузках;
- сдвиги фаз $\varphi_{\nu k}$ между соответствующими напряжениями $\widetilde{U}_{\nu k}$ и токами $\widetilde{I}_{\nu k}$.

Задача состоит в идентификации и локализации координаты несанкционированного потребителя в распределительной сети.

4.2. Метод локализации несанкционированного отбора электроэнергии в распредсети

Решение сформулированной задачи состоит из следующих основных этапов:

- идентификация фазы, в которой имеется НОЭ;
- представление переменных сети в комплексной форме;

- оценка переменных сети в возмущенном $\mathbf{S}'$ и невозмущенном (желаемом) $\mathbf{S^0}$ состояниях;
- локализация координаты НОЭ.

Идентификация фазы, в которой имеется НОЭ. В каждый момент времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ суммарные токи на входах фаз $\tilde{I}_k(t)$ $(k = \overline{1,3})$, потребляемые абонентами сети в соответствующих фазах, определяются выражениями:

$$\tilde{I}_k^a(t) = \sum_{v=1}^{n} \tilde{I}_{vk}(t), \qquad k = \overline{1,3}. \tag{4.1}$$

Распределительная сеть характеризуется следующими состояниями:

1) нормальное (желаемое) состояние $\mathbf{S^0}$;
2) возмущенное состояние $\mathbf{S'}$.

В нормальном состоянии в РЭС отсутствуют несанкционированные отборы электроэнергии (НОЭ) и для всех $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ выполняются следующие соотношения:

$$|I_{0k}(t) - I_k^a(t)| \leq \Delta I_{max}, \qquad k = \overline{1,3}. \tag{4.2}$$

где $I_{0k}(t)$ – действующий ток на входе k-го линейного (фазного) провода, измеряемый счетчиком электроэнергии (Сч) на выходе источника питания – трансформаторной подстанции (ТП); где ΔI_{max} – максимально допустимая погрешность измерения токов.

В случае, когда хотя бы одно из условий (4.2) не выполняется сеть переходит в возмущенное состояние $\mathbf{S'}$, что обуславливается наличием в ней НОЭ. При этом токи, вызванные НОЭ, определяются выражением

$$\Delta\tilde{I}_k(t) = \tilde{I}_{0k}(t) - \tilde{I}_k^a(t), \qquad k = \overline{1,3}, \tag{4.3}$$

где $\tilde{I}_k^a(t) -$ сумма абонентских токов, которая определяется по формуле (4.1).

Для определенности далее предположим, что в сети действует только один несанкционированный потребитель, подключенный к фазе с номером μ, где $\mu \in M$, а M – дискретное подмножество, состоящее из трех элементов, обозначающих номера фаз сети. При этом комплексный ток $\Delta\dot{I}_\mu$

несанкционированной нагрузки в соответствии с выражением (4.3) определяется по формуле:

$$\Delta\dot{I}_{\mu} = \dot{I}_{0\mu} - \dot{I}_{\mu}^{a}. \tag{4.4}$$

Очевидно, что место действия несанкционированного потребителя делит линейный (фазный) провод μ −й фазы на две части соответственно с длинами $l_{1\mu}$ и $l_{2\mu}$, где $l_{1\mu}$ отсчитывается от источника питания (ТП). Поэтому величину $l_{1\mu}$ можно принять за координату НОЭ. При этом общая длина l_{μ} фазного провода и его общее сопротивление Z_{μ} определяются по следующим формулам:

$$l_{\mu} = l_{1\mu} + l_{2\mu}, \qquad Z_{\mu} = Z_{1\mu} + Z_{2\mu},$$

где $l_{2\mu}$ – длина МАУ от места НОЭ до конечного электроприемника; $Z_{1\mu}, Z_{2\mu}$ − комплексные сопротивления соответствующих участков рассматриваемого фазного провода.

Представление переменных сети в комплексной форме. Отметим, что счетчики электроэнергии (Сч$_{\nu k}$), установленные у абонентов сети, измеряют лишь действующие токи и напряжения. При этом для оценки установившихся мгновенных значений межабонентских токов $\tilde{\imath}_{\nu k}$, $\tilde{J}_{\nu}$ и напряжений $\tilde{u}_{\nu k}$ нельзя использовать законы Кирхгофа. Для их корректного применения в данном случае синусоидальные токи и напряжения на электроприемниках необходимо представить в комплексной форме [71, 87]:

$$\dot{I}_{\nu k} = I_{\nu k}^{\text{в}} + jI_{\nu k}^{\text{м}} = I_{\nu k}\, e^{j\,\alpha_{\nu k}},$$
$$\dot{U}_{\nu k} = U_{\nu k}^{\text{в}} + jU_{\nu k}^{\text{м}} = U_{\nu k}\, e^{j\,\psi_{\nu k}}, \qquad \nu = \overline{1,n}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{4.5}$$

где символы «в» и «м» здесь и далее обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных; $I_{\nu k}, U_{\nu k}, \alpha_{\nu k}, \psi_{\nu k}$ − модули (действующие токи и напряжения) соответствующих комплексных переменных и их фазовые сдвиги соответственно; $j = \sqrt{-1}$ – мнимое число. Один из возможных методов представления переменных $\dot{I}_{\nu k}$ и $\dot{U}_{\nu k}$ в форме (4.5) предложен в главе 2.

Оценка переменных сети в нормальном (желаемом) и возмущенном состояниях. Идея (концепция) предлагаемого подхода к локализации НОЭ основана на математическом моделировании возмущенного $\mathbf{S}'$ и желаемого $\mathbf{S^0}$ состояний трехфазной сети. При этом идентифицируются фактическое $\Delta\dot{u}_\mu$ и потенциально (максимально) возможное $\dot{u}_{max\,\mu}$ приращения напряжений на линейном и нейтральном проводах возмущенной фазы, вызванные током $\Delta\dot{I}_\mu$ несанкционированного потребителя. Далее формируются математические соотношения, описывающие функциональные связи между указанными приращениями напряжений и параметрами (сопротивлениями) $Z_{1\mu}$ и Z_μ. Полученные соотношения далее используются для формирования алгебраического уравнения, решение которого позволяет определить искомую координату НОЭ, т.е. величину $l_{1\mu}$.

В соответствии с общей концепцией решения сформулированной выше задачи вначале определим оценку напряжений на линейном $\dot{u}_\mu^0$ и нейтральном $\dot{u}^0$ проводах μ −й фазы при условии, что трехфазная сеть находится в нормальном состоянии $\mathbf{S^0}$. В этом случае отсутствует ток $\Delta\dot{I}_\mu$ несанкционированной нагрузки и выполняются условия (4.1). Тогда на основе комплексного представления (4.5) и первого закона Кирхгофа можно вычислить межабонентские токи $i_{\nu k}^0$ и токи в нейтральном проводе j_ν^0 по следующим формулам [83, 71]:

$$i_{\nu k}^0 = \sum_{l=\nu}^{n} \dot{I}_{lk} = \sum_{l=\nu}^{n} (I_{lk}^{\text{в}} + jI_{lk}^{\text{м}}), \qquad \nu = \overline{1,n},\ \ k = \overline{1,3}. \tag{4.6}$$

$$j_\nu^0 = i_{\nu 1}^0 + i_{\nu 2}^0 + i_{\nu 3}^0, \qquad \nu = \overline{1,n}.$$

По условиям задачи комплексные сопротивления $z_{\nu\mu}$ и z_ν МАУ μ −й фазы являются известными величинами и $z_{\nu\mu} = z_\nu$. Тогда с учетом (4.6) соответствующие межабонетские напряжения $u_{\nu\mu}^0$ и u_ν^0 можно вычислить по формулам

$$\dot{u}_{\nu\mu}^0 = i_{\nu\mu}^0 z_\nu, \tag{4.7}$$

$$\dot{u}_{\nu}^{0} = \dot{j}_{\nu}^{0} z_{\nu}, \qquad \nu = \overline{1, n}.$$

При этом напряжение $\dot{u}_{\sum \mu}^{0}$ на возмущенном межабонентском участке сети в нормальном ее состоянии $\mathbf{S^0}$ определяется как сумма потерь напряжений на линейном $\dot{u}_{\mu}^{0}$ и нейтральном $\dot{u}^{0}$ проводах:

$$\dot{u}_{\sum \mu}^{0} = \dot{u}_{\mu}^{0} + \dot{u}^{0}, \tag{4.8}$$

где

$$\dot{u}_{\mu}^{0} = \sum_{\nu=1}^{n} \dot{u}_{\nu\mu}^{0}, \qquad \dot{u}^{0} = \sum_{\nu=1}^{n} \dot{u}_{\nu}^{0},$$

а величины напряжений $\dot{u}_{\nu\mu}^{0}$ и $\dot{u}_{\nu}^{0}$ вычисляются по формуле (4.7).

Теперь определим оценку напряжения $\dot{u}_{\sum \mu}^{'}$ в μ −й фазе в возмущенном состоянии $\mathbf{S}'$ сети. Для этой цели рассмотрим балансовые соотношения для напряжений в контурах рассматриваемой фазы (см. рис 2.1.):

$$\dot{U}'_{\nu\mu} = \Delta\dot{u}_{(\nu+1)\mu}^{'} + \dot{U}'_{(\nu+1)\mu}, \qquad \nu = \overline{0, n-1},$$

где $\Delta\dot{u}_{(\nu+1)\mu}^{'} = \dot{u}'_{(\nu+1)\mu} + \dot{u}'_{\nu+1}$ – напряжения на участках линейного и нейтрального проводов μ −й фазы за счет действия несанкционированного потребителя. Величины этих напряжений определяются следующими выражениями:

$$\Delta\dot{u}_{(\nu+1)\mu}^{'} = \dot{U}'_{\nu\mu} - \dot{U}'_{(\nu+1)\mu}, \qquad \nu = \overline{0, n-1}, \tag{4.9}$$

так как напряжения $\dot{U}'_{\nu\mu}$ и $\dot{U}'_{(\nu+1)\mu}$ являются известными комплексными величинами, представленными в форме (4.5). В результате идентификацию величины напряжения $\dot{u}_{\sum \mu}^{'}$ в μ −й фазе в возмущенном состоянии $\mathbf{S}'$ сети можно осуществить по формуле

$$\dot{u}_{\sum \mu}^{'} = \sum_{\nu=1}^{n} \Delta\dot{u}_{\nu\mu}^{'}, \tag{4.10}$$

где напряжения $\Delta\dot{u}_{\nu\mu}^{'}$ вычисляются по формуле (4.9).

Локализация координат НОЭ. Для оценки потенциально (максимально) возможного приращения напряжения $\dot{u}_{max\,\mu}$ на линейном и нейтральном

проводах μ –й фазы, вызванного НОЭ, предполагается, что несанкционированный потребитель действует в конце μ –й фазы. В этом случае с учетом того, что $z_{\nu\mu} = z_\nu$, искомую величину $\dot{u}_{max\,\mu}$ можно вычислить по формуле

$$\dot{u}_{max\,\mu} = 2\Delta\dot{I}_\mu \sum_{\nu=1}^{n} z_\nu = 2\Delta\dot{I}_\mu Z_\mu = u^{\text{в}}_{max\,\mu} + j u^{\text{м}}_{max\,\mu}, \qquad (4.11)$$

где $\Delta\dot{I}_\mu$ – комплексный ток несанкционированного потребителя, определяемый по формуле (4.4); $u^{\text{в}}_{max\,\mu}$, $u^{\text{м}}_{max\,\mu}$ – вещественная и мнимая части комплексного напряжения $\dot{u}_{max\,\mu}$. Отметим, что все величины, входящие в выражение (4.11) по условиям задачи являются известными.

Тогда приращение напряжения $\Delta\dot{u}_\mu$ на начальном участке возмущенной μ –й фазы длиной $l_{1\mu}$, на который распространяется действие несанкционированного потребителя, определяется следующей разностью:

$$\Delta\dot{u}_\mu = \dot{u}'_{\sum\mu} - \dot{u}^0_{\sum\mu} = \Delta u^{\text{в}}_\mu + j\Delta u^{\text{м}}_\mu, \qquad (4.12)$$

где суммарные напряжения $\dot{u}^0_{\sum\mu}$ и $\dot{u}'_{\sum\mu}$ вычисляются соответственно по формулам (4.8) и (4.10).

Так как *приращение* напряжения $\Delta\dot{u}_\mu$, определяемое формулой (4.12), вызывается током $\Delta\dot{I}_\mu$ несанкционированной нагрузки, то можно считать, что

$$\Delta\dot{u}_\mu = 2\Delta\dot{I}_\mu Z_{1\mu}\ . \qquad (4.13)$$

В результате на основе выражений (4.11) и (4.13) можно записать следующее алгебраическое соотношение

$$\frac{\Delta\dot{u}_\mu}{\dot{u}_{max\,\mu}} = \frac{Z_{1\mu}}{Z_\mu}. \qquad (4.14)$$

где

$$Z_{1\mu} = Z^{\text{в}}_{1\mu} + jZ^{\text{м}}_{1\mu}, \qquad Z_\mu = Z^{\text{в}}_\mu + jZ^{\text{м}}_\mu.$$

Введем в рассмотрение модули комплексных величин, входящих в соотношение (4.14):

$$\Delta\bar{u}_\mu = \sqrt{\left(\Delta u_\mu^{\text{в}}\right)^2 + \left(\Delta u_\mu^{\text{м}}\right)^2}, \qquad \bar{u}_{max\,\mu} = \sqrt{(u_{max\,\mu}^{\text{в}})^2 + (u_{max\,\mu}^{\text{м}})^2},$$

$$\bar{Z}_{1\mu} = \sqrt{(Z_{1\mu}^{\text{в}})^2 + (Z_{1\mu}^{\text{м}})^2}, \qquad \bar{Z}_\mu = \sqrt{(Z_\mu^{\text{в}})^2 + (Z_\mu^{\text{м}})^2}.$$

Теперь соотношение (4.14) можно представить в модульной форме:

$$\frac{\Delta\bar{u}_\mu}{\bar{u}_{max\ \mu}} = \frac{\bar{Z}_{1\mu}}{\bar{Z}_\mu} \tag{4.15}$$

Как известно, модули сопротивлений можно вычислить по следующим формулам [88]:

$$\bar{Z}_{1\mu} = \rho l_{1\mu}, \qquad \bar{Z}_\mu = \rho l_\mu, \tag{4.16}$$

где ρ - удельное сопротивление фазных и нейтрального проводов сети.

С учетом (4.16) на основе соотношения (4.15) получаем следующее уравнение относительно $l_{1\mu}$:

$$\frac{\Delta\bar{u}_\mu}{\bar{u}_{max\,\mu}} = \frac{l_{1\mu}}{l_\mu}. \tag{4.17}$$

Отсюда оценка искомой координаты несанкционированного потребителя определяется в явной форме:

$$l_{1\mu} = \frac{\Delta\bar{u}_\mu l_\mu}{\bar{u}_{max\,\mu}}. \tag{4.18}$$

Полученные результаты легко распространяются на случай, когда в каждой фазе распределительной сети одновременно действуют по одному несанкционированному потребителю.

В целях иллюстрации предложенного метода рассмотрим следующий пример. Для проверки достоверности полученной формулы (4.4) между 5-ым и 6-ым абонентами к фазе «А» подключаем активную нагрузку I=5А

После необходимых расчетов согласно формулы (4.1 - 4.4) находим $\Delta\dot{I}_\mu$ и вводим результаты расчетные данные в следующие таблицу:

Таблица 4.1 - Идентифицированные действующие значения токов на участках фазных проводов

Номера межабонентских участков	Действующие значения токов $\boldsymbol{l_{vk}}$ на участках фазных проводов (А)	Одиночный НОЭ $\boldsymbol{\Delta\dot{I}_\mu}$ (А)

трехфазной сети	Фаза А Нормальное состояние	Фаза А Возмущенное состояние	
ν=1	71.4	76.4	5
ν=2	66	71	5
ν=3	61.5	65.5	5
ν=4	53.5	58.5	5
ν=5	45.9	50.9	5
ν=6	41.1	41.1	0
ν=7	38	38	0
ν=8	30.7	30.7	0
ν=9	26	26	0
ν=10	19.5	19.5	0
ν=11	13.7	13.7	0
ν=12	9.9	9.9	0

Таблица 4.2 - Идентифицированные параметры (сопротивления) межабонентских участков трехфазной сети

Номера межабонентских участков (МАУ) сети	Вещественная и мнимая части сопротивления $\boldsymbol{Z_\nu}$		Модуль сопротивления $\boldsymbol{Z_\nu}$ (Ом)	Расстояния между абонентами (м)
	$Z_\nu^{\text{В}}$	$Z_\nu^{\text{М}}$		
ν=1	0.006	0.009	0.016	30
ν=2	0.006	0.009	0.016	30
ν=3	0.008	0.012	0.0185	40
ν=4	0.006	0.009	0.016	30
ν=5	00.006	0.009	0.016	30
ν=6	0.008	0.012	0.0185	40
ν=7	0.008	0.012	0.0185	40
ν=8	0.008	0.012	0.0185	40
ν=9	0.008	0.012	0.0185	40
ν=10	0.006	0.009	0.016	30
ν=11	0.008	0.012	0.0185	40
ν=12	0.008	0.012	0.0185	40

Таблица 4.3 - Идентифицированные действующие значение напряжений на межабонентских участках фазы «А» сети

Номера межабонентских участков трехфазной сети	Действующие значения напряжений $\boldsymbol{u_{\nu k}}$ на участках фазных проводов (В)		Расстояния между абонентами (м)
	Фаза А Нормальное состояние	Фаза А Возмущенное состояние	
ν=1	1.1424	1,2	30

ν=2	1,056	1,136	30
ν=3	1,13775	1,23	40
ν=4	0,856	0,936	30
ν=5	0,73	0,814	30
ν=6	0.76	0,76	40
ν=7	0,703	0,703	40
ν=8	0,57	0,57	40
ν=9	0,481	0,481	40
ν=10	0,312	0,312	30
ν=11	0,25	0,25	30
ν=12	0,183	0,183	30

На основании формулы (4.11и 4.12.) по табличным данным определяем координаты НОЭ

$\bar{u}_{max\,\mu} = 2\Delta\bar{I}_{\mu}\bar{Z}_{\mu}$= 2x5x1,375=13,75В

$\Delta\bar{u}_{\mu} = \bar{u}'_{\sum\mu}\bar{u}^{0}_{\sum\mu}$ = 17,14 – 11,94= 5,2В

$l_{1\mu} = \frac{\Delta\bar{u}_{\mu}\,l_{\mu}}{\bar{u}_{max\,\mu}} = \frac{\Delta\bar{u}_{\mu}\,l_{\mu}}{\bar{u}_{max\,\mu}} = \frac{5{,}2\times430}{13{,}75}$ = 162,62 метр

При длине магистральной линии 430 метр погрешности обнаружение мест НОЭ составил 0,6%.

Выводы

Предложен новый метод локализации координаты несанкционированного отбора электроэнергии в несимметричных распределительных сетях напряжением 0,4 кВ. Идея идентификации основана на математическом моделировании процесса функционирования РЭС и на оценке приращений напряжений в сети, вызванных действием несанкционированного потребителя. Получены функциональные соотношения между указанными величинами и параметрами (сопротивлениями) сети, использование которых дало возможность идентифицировать координату несанкционированного отбора электроэнергии. Реализация вычислительной процедуры разработанного подхода базируется на простых вычислительных операциях, что существенно отличает его от известных в настоящее время методов.

Предложенный метод можно использовать для создания алгоритмического и специального программного обеспечения подсистемы диагностики распределительной сети в составе АСКУЭ.

ГЛАВА 5

ДИАГНОСТИКА МЕСТ ОБРЫВОВ ПРОВОДОВ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ РАСПРЕДСЕТИ

Среди проблем диагностики сети чрезвычайно важное значение имеет задача идентификации и локализации обрывов фазных и нейтрального проводов трехфазной сети, что обуславливается необходимостью защиты населения от поражений электрическим током при обрывах воздушных электрических линий РЭС. К настоящему времени разработан ряд подходов и технических средств, направленных на решение этой актуальной проблемы [61,62,86-90]. Несмотря на это их практическое применение связано с рядом трудностей, к которым, в частности, относятся фактор несимметрии токов и напряжений [61, 91], а также то, что распределительные сети функционируют в условиях неопределенности [41, 68]. Фактор неопределенности, в основном, обуславливается тем, что переменные (токи и напряжения) и параметры (сопротивления), определяющие электрическое состояние межабонентских участков магистральной линии, не доступны для измерения и поэтому не контролируются. В работе предлагается один из возможных подходов к решению рассматриваемой проблемы в составе АСКУЭ с использованием данных, поступающих в режиме реального времени с группы абонентских счетчиков электроэнергии.

5.1. Постановка задачи

Рассматривается трехфазная РЭС с напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис. 2.1.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

1) РЭС функционирует в несимметричном режиме;

2) сопротивления $z_{\nu k}$ и z_{ν} $(k = \overline{1,3},\ \nu = \overline{1,n})$ межабонентских участков трехфазной сети считаются априори неизвестными;

3) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;

4) со счетчиков электроэнергии ($\text{Сч}_{\nu k}$) в базу данных АСКУЭ по каналам связи в дискретные моменты времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_\xi = t_{\xi+1} - t_\xi$ ($\xi = 1,2,\dots$) поступают следующие данные:

- действующие значения токов $I_{\nu k}$ и напряжений $U_{\nu k}$ на нагрузках $Z_{\nu k}$;
- коэффициенты мощности $cos\,\varphi_{\nu k}$, определяемые фазовыми сдвигами $\varphi_{\nu k}$ между соответствующими напряжениями $\widetilde{U}_{\nu k}$ и токами $\tilde{I}_{\nu k}$.

Отметим, что электрическое состояние сети в момент времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ описывается следующими комплексными векторами:

$$\begin{aligned} &\dot{I}_k = [\dot{I}_{1k}, \dot{I}_{2k}, \dots, \dot{I}_{nk}], && \dot{U}_k = [\dot{U}_{1k}, \dot{U}_{2k}, \dots, \dot{U}_{nk}], \\ &\dot{u}'_k = [\dot{u}_{1k}, \dot{u}_{2k}, \dots, \dot{u}_{nk}], && \dot{i}_k = [\dot{i}_{1k}, \dot{i}_{2k}, \dots, \dot{i}_{nk}] \\ &\dot{u} = [\dot{u}_1, \dot{u}_2, \dots, \dot{u}_n], && \dot{j} = [\dot{j}_1, \dot{j}_2, \dots, \dot{j}_n], \\ &Z_k = [z_{1k}, z_{2k}, \dots, z_{nk}], && Z_N = [z_1, z_2, \dots, z_n], \qquad k = \overline{1,3}, \end{aligned} \tag{5.1}$$

где $\dot{I}_{\nu k}$, $\dot{U}_{\nu k}$, $\dot{u}_{\nu k}$, $\dot{i}_{\nu k}$, $\dot{u}_\nu$, $\dot{j}_\nu$ – комплексные представления соответствующих электрических переменных, которые являются неизвестными величинами и указаны на расчетной схеме трехфазной РЭС. Далее рассматриваются следующие задачи:

1) определение компонентов векторов $\dot{I}_k$, $\dot{U}_k$, $\dot{u}'_k$, $\dot{i}_k$, $\dot{u}$, $\dot{j}$, Z_k, Z_N, описывающих электрическое состояние трехфазной сети;

2) идентификация и локализация координат обрывов фазных и нейтрального проводов РЭС.

5.2. Локализация мест обрывов проводов магистральной линии

Необходимо отметить, что на основе исходных данных, поступающих со счетчиков электроэнергии, невозможно оценить текущее электрическое состояние трехфазной сети. Для этой цели необходимо предварительно

идентифицировать модели нагрузок, описывающие динамику синусоидальных токов и напряжений на нагрузках сети. Как известно, в установившемся режиме эти переменные можно представить в комплексной форме [69]:

$$\dot{I}_{\nu k} = I_{\nu k}^{\text{в}} + jI_{\nu k}^{\text{м}} = I_{\nu k}\, e^{j\,\alpha_{\nu k}}, \tag{5.2}$$

$$\dot{U}_{\nu k} = U_{\nu k}^{\text{в}} + jU_{\nu k}^{\text{м}} = U_{\nu k}\, e^{j\,\psi_{\nu k}}, \qquad \nu = \overline{1,n}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{5.3}$$

где символы «в» и «м» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных; $I_{\nu k}, U_{\nu k}, \alpha_{\nu k}, \psi_{\nu k}$ – модули и фазовые сдвиги этих переменных. При этом

$$\alpha_{\nu k} = \tilde{\alpha}_{\nu k} - \alpha_{\nu k}^{*}, \qquad \psi_{\nu k} = \tilde{\psi}_{\nu k} - \psi_{\nu k}^{*}, \qquad k = \overline{1,3},$$

$$\alpha_{\nu k}^{*} = 2(k-1)\,\pi/3, \qquad \psi_{\nu k}^{*} = 2(k-1)\,\pi/3,$$

где $\tilde{\alpha}_{\nu k}$, $\tilde{\psi}_{\nu k}$ – приращения фазовых сдвигов относительно их номинальных значений $\alpha_{\nu k}^{*}$ и $\psi_{\nu k}^{*}$, обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. Таким образом, для того чтобы модели нагрузок представить в форме (5.2) и (5.3) необходимо найти неизвестные величины $\tilde{\alpha}_{\nu k}$ и $\tilde{\psi}_{\nu k}$ по данным, полученным со счетчиков электроэнергии и хранящимся в базе данных АСКУЭ. Один из возможных методов решения этой задачи предложен в [84].

Определение текущего электрического состояния сети. В случае, когда построена модель нагрузок в форме (5.2) и (5.3) на основе первого закона Кирхгофа можно вычислить межабонентские токи $i_{\nu k}$ и $\dot{J}_{\nu}$ по следующим формулам (см.рис.):

$$i_{\nu k} = \sum_{l=\nu}^{n} \dot{I}_{lk} = \sum_{l=\nu}^{n} (I_{lk}^{\text{в}} + jI_{lk}^{\text{м}})\,; \qquad \nu = \overline{1,n}; \quad k = \overline{1,3}. \tag{5.4}$$

$$\dot{J}_{\nu} = i_{\nu 1} + i_{\nu 2} + i_{\nu 3}; \qquad \nu = \overline{1,n}.$$

Нахождение элементов векторов $\dot{u}_{\nu k}$, $\dot{u}_{\nu}$ осуществляется на основе вычислительной схемы, предложенной в [*15*]. При этом используется второй закон Кирхгофа, описывающий баланс напряжений в ν–х контурах сети:

$$\dot{u}_{\nu k} + \dot{u}_{\nu} + \dot{U}_{\nu k} - \dot{U}_{\nu-1,k} = 0, \qquad \nu = \overline{1,n}, \qquad k = \overline{1,3}. \tag{5.5}$$

В случае, когда сечения фазных и нейтрального проводов одинаковы, то соответствующие сопротивления $z_{\nu k} = z_\nu$. Для этого случая в [84] на основе соотношений (5) получены следующие выражения для искомых напряжений $\dot{u}_{\nu k}$:

$$\dot{u}_{\nu 1} = (3\dot{b}_{\nu 1} - \dot{b}_{\nu 2} - \dot{b}_{\nu 3})/4,$$
$$\dot{u}_{\nu 2} = (-\dot{b}_{\nu 1} + 3\dot{b}_{\nu 2} - \dot{b}_{\nu 3})/4,$$
$$\dot{u}_{\nu 3} = (-\dot{b}_{\nu 1} - \dot{b}_{\nu 2} + 3\dot{b}_{\nu 3})/4, \quad \nu = \overline{1,n},$$

где $\dot{b}_{\nu k} = \dot{U}_{\nu-1,k} - \dot{U}_{\nu k}, \quad k = \overline{1,3}$.

При этом напряжения $\dot{u}_\nu$ на участках нейтрального провода находятся по следующим формулам:

$$\dot{u}_\nu = \dot{u}_{\nu 1} + \dot{u}_{\nu 2} + \dot{u}_{\nu 3}, \qquad \nu = \overline{1,n}.$$

В случае, когда фазные и нейтральный провода имеют разные сечения, а их сопротивления имеют разные значения ($z_{\nu k} \neq z_\nu$) для определения искомых напряжений $\dot{u}_{\nu k}$ и $\dot{u}_\nu$ можно использовать вычислительный алгоритм, предложенный в [93].

Идентифицированные таким образом комплексные векторы $\dot{I}_k$, $\dot{U}_k$, $\dot{u}'_k$, $\dot{i}_k$, $\dot{u}$, $\dot{j}$ позволяют с определенной точностью определить оценки текущих значений компонентов вектор-параметров $Z_k = [z_{1k}, z_{2k}, \dots, z_{nk}]$ и $Z_N = [z_1, z_2, \dots, z_n]$ трехфазной сети:

$$z_{\nu k} = \dot{u}_{\nu k}/\dot{i}_{\nu k}, \qquad \nu = \overline{1,n},$$
$$z_\nu = \dot{u}_\nu/\dot{j}_\nu \qquad \nu = \overline{1,n}. \tag{5.6}$$

Реализация изложенных процедур (алгоритмов) оценки электрического состояния трехфазной сети осуществляется в режиме ее нормального функционирования (в штатном режиме). Предполагается, что полученные данные в соотвествующих интервалах наблюдения $[t_\xi, t_{\xi+1}]$ хранятся в базе данных АСКУЭ.

Идентификация и локализация координат обрывов фазных и нейтрального проводов РЭС. Предположим, что для момента времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ при условии, что РЭС функционирует в нормальном (штатном) режиме задача

определения текущего электрического состояния сети решена, в частности, определены межабонентские комплексные токи $i_{\nu k}$ для k-й фазы, а также значения сопротивлений z_ν^* межабонентских участков нейтрального провода, определяемые соответственно формулами (5.4) и (5.6). Далее на основе этих данных составляем следующие векторы:

$$i_k^* = [i_{1k}^*, i_{2k}^*, \dots, i_{nk}^*], \qquad Z_N^* = [z_1^*,\ z_2^*, \dots,\ z_n^*].$$

Отметим, что величины базовых сопротивлений z_ν^*, $\nu = \overline{1,n}$, изменяются медленно в зависимости от текущих климатических условий и для достаточно длинного периода времени остаются практически постоянными, т.е. $z_\nu^* = const$.

Как известно, в РЭС различают двух типов обрывов силовых электрических линий:

1) обрывы фазных линий;

2) обрыв нейтрального провода.

В первом случае при обрыве провода q-го межабонентского участка k-й фазы должны выполняться условия:

$$i_{\nu k} = 0, \qquad \nu = q, q+1, \dots, n,$$

так как соответствующие электроприемники (нагрузки) при этом отключены от питания. Тогда структура вектора i_k имеет следующий вид:

$$i_k = \left[i_{1k}, i_{2k}, \dots i_{q-1,k}, 0, 0, \dots, 0\right], \tag{5.7}$$

где $i_{\nu k} > 0,\ \nu = 1,2, \dots, q-1$.

Анализ показывает, что при обрыве провода η-го межабонентского участка нейтрального провода имеют место следующие соотношения для компонентов вектора Z_N:

$$z_\eta \neq z_\eta^*, \tag{5.8}$$

$$z_\nu = z_\nu^* \qquad \nu = 1, 2, \dots, \eta-1, \eta+1, \dots, n,$$

где z_η – текущее значение сопротивления, определенного для рассматриваемого дискретного момента времени t. При этом вектор Z_N имеет следующий вид:

$$Z_N = [z_1^*,\ z_2^*, \dots, z_{\eta-1}^*, z_\eta, z_{\eta+1}^*, \dots, z_n^*].$$

Таким образом, во втором случае при выполнении условия (8) векторы Z_N^* и Z_N не являются равными, т.е.

$$Z_N \neq Z_N^*. \tag{5.9}$$

Очевидно, что в штатном режиме работы РЭС (при отсутствии обрывов линий электропередач) с определенной точностью выполняется условие $Z_N = Z_N^*$.

Полученные результаты позволяют сформулировать следующие критерии для локализации обрывов фазных и нейтрального проводов сети:

- **Критерий 1**: при обрыве провода q-го участка k-й фазы для вектора $i_{\nu k}$ выполняется условие (5.7).
- **Критерий 2**: при обрыве η-го участка нейтрального провода выполняются условия (5.8) и (5.9).

Сформулированные критерии можно рассматривать как методологическую и алгоритмическую основу для разработки подсистемы диагностики состояний электрических линий распределительных сетей в составе АСКУЭ.

На основе полученных табличных данных второй главы, проверяем достоверности формул выведенных в настоящей главе, а результаты расчета сведены к следующим таблицам и диаграммам:

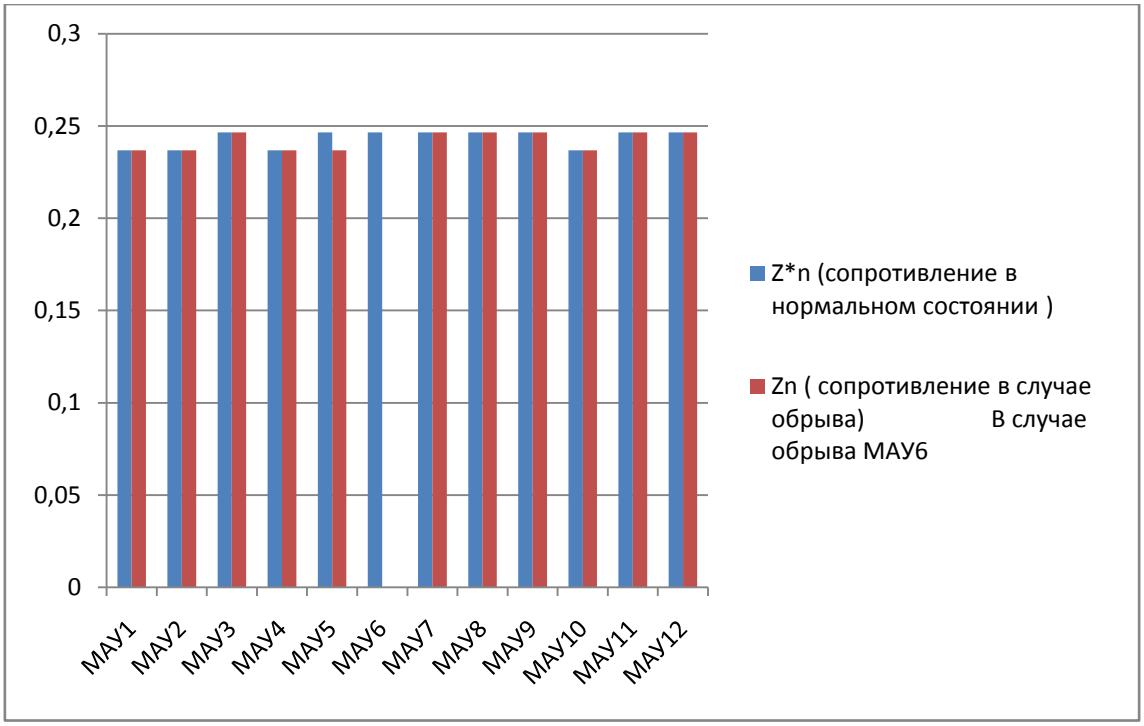

Рис. 5.1. Диаграмма обрыва нейтрального провода

Таблица 5.1- Обрыва нейтрального провода

	Z*n (сопротивление в нормальном состоянии)	**Zn (сопротивление в случае обрыва) В случае обрыва МАУ6**
МАУ1	0,2369	0,2369
МАУ2	0,2369	0,2369
МАУ3	0,2466	0,2466
МАУ4	0,2369	0,2369
МАУ5	0,2466	0,2366
МАУ6	0,2466	0
МАУ7	0,2466	0,2466
МАУ8	0,2466	0,2466
МАУ9	0,2466	0,2466
МАУ10	0,2369	0,2369
МАУ11	0,2466	0,2466
МАУ12	0,2466	0,2466

Таблица 5.2 -Обрыва провода фазы «С»

Столбец1	Фаза "А"	Фаза "В"	Фаза "С"
Абонент 1	5,4	3,9	5,5
Абонент 2	4,5	5	3
Абонент 3	8	2,8	4,1
Абонент 4	7,6	4,1	0
Абонент 5	4,8	7,3	0

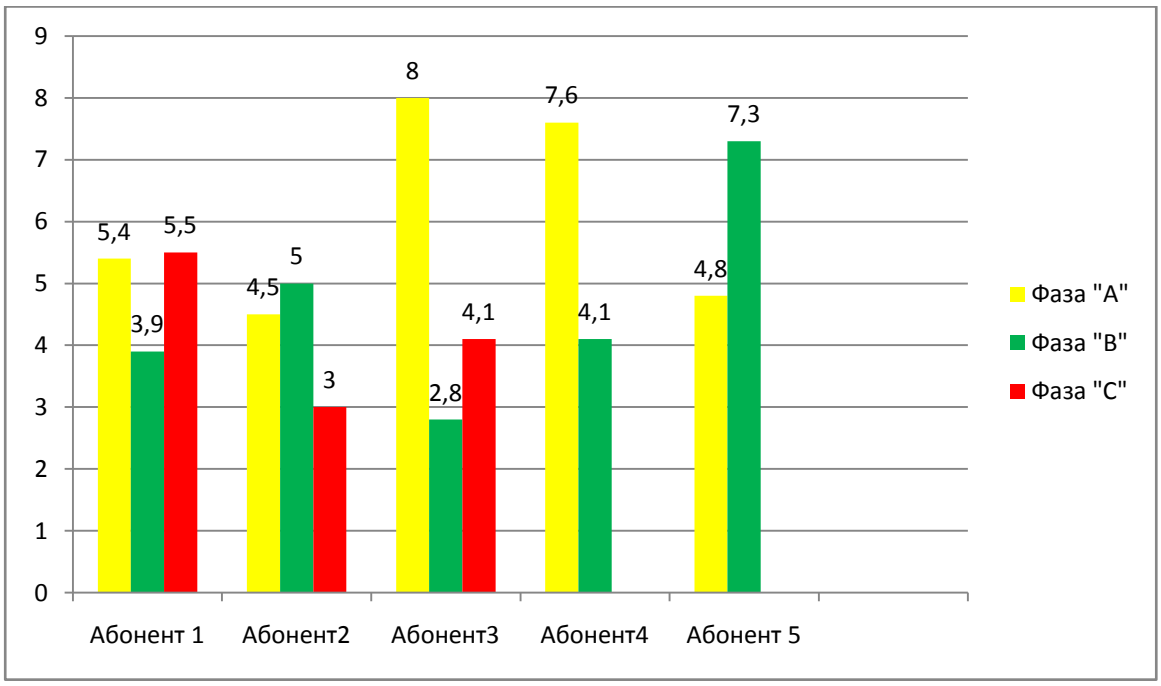

Рис 5.2. Диаграмма обрыва провода фазы «С» между абонентом 3 и 4.

Выводы

Предложен подход к решению проблемы диагностики обрывов электрических линий трехфазных распределительных сетей в режиме реального времени с использованием данных, поступающих в базу данных АСКУЭ с группы абонентских счетчиков электроэнергии. Его основу составляют математические модели нагрузок, построенные в комплексной форме, в условиях несимметрии токов и напряжений. Использование этих моделей дало возможность разработать вычислительные процедуры для идентификации недоступных для непосредственного измерения и контроля электрических переменных (токов, напряжений) и параметров (сопротивлений), определяющих состояния межабонентских участков магистральной линии сети. На основе полученных результатов сформулированы критерии, позволяющие идентифицировать и локализовать места обрывов фазных и нейтрального проводов.

Методологические и алгоритмические основы предложенного подхода ориентированы для создания специального программного обеспечения подсистемы диагностики состояний электрических проводов

распределительных сетей в составе АСКУЭ, что дает возможность принять оперативные меры в критических ситуациях при их функционировании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена актуальным проблемам совершенствования автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), которые в настоящее время внедряются в целях комплексной автоматизации и информатизации процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) Республики. Анализ показывает, что основной задачей этих систем является коммерческий учет электроэнергии. В то же время дальнейшее повышение эффективности этих информационных систем связано с необходимостью разработки новых подсистем, предназначенных для выполнения функций диагностики функциональных элементов и оптимизации режимов работы распределительных сетей, которые в настоящее время отсутствуют в составе существующих АСКУЭ.

Основные научные результаты работы заключаются в следующем:

1. Предложен метод синтеза цифрового регулятора в составе системы автоматического управления (САУ) процессом симметрирования распределительной сети.

2. Разработан метод идентификации и локализации мест несанкционированного отбора (хищения) электроэнергии в трехфазной распредсети.

3. Разработан метод обнаружения и локализации мест обрыва проводов распредсети.

4. Разработаны принцип построения и структура коммутатора фазных токов в составе цифровой САУ процессом симметрирования распределительной сети.

По результатам работы опубликовано 26 научных статей в научно-технических журналах, включенных в международные базы цитирования (РИНЦ, Scopus, Web of Science и др.) и получено 5 патентов КР. Разработанный в диссертации модели, методы и алгоритмы, ориентированы для создания

алгоритмического и специального программного обеспечения новых функциональных подсистем АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний Республики. Применение полученных научных результатов позволяет значительно сократить потери электроэнергии в распредсетях 0,4кВ и повысить технико-экономические показатели распредкомпаний.

Результаты работы использованы в ОАО «Северэлектро» и учебном процессе Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Основные результаты диссертационной работы прошли апробацию на следующих научных конференциях и семинарах:

- Международная научно-практическая конференция «Информационные технологии и математическое моделирования в науке, технике и образования», г.Бишкек,6-8 октября 2016г;
- Международная научно-практическая конференция « Интеграционные процессы в научно-техническом и образовательном пространстве », г. Бишкек, сентябрь 2016г.;
- Международная научно-практическая конференция «Современные состояние исследований в области физико-технических проблем и материаловедение в Кыргызской республике» г. Бишкек, 2016г.;
- Международный семинар «Создание импортозамещающих производств для нужд республиканской энергетики». г. Бишкек, 24 марта 2016г.;
- XXVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы в современной науке и пути их решения», г.Москва, 2016г;
- Международный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». г.Бишкек, 2017.;
- Международная конференция «Информационные технологии и математическое моделирование в науке, технике и образовании», г.Бишкек, 2016.

В ходе исследование получены патенты для реализации методов определения координат НОЭ, симметрирования фазных токов и напряжений в трехфазной сети и диагностика обрыва фазных и нулевого проводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок [Текст] / Минэнерго СССР -6-е изд. -М: Энергоатомиздат, 1985. -640 с.
2. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения (НПС-0.38-10) [Текст] / Минэнерго Республики Беларусь приказ № 36 от 05.07.94 -36с.
3. **Наумов, И.В.** Качество электрической энергии и снижение дополнительных потерь мощности в электрических сетях [Текст] / И.В. Наумов, С.В. Подъячих, Д.А. Иванов // Вестник ИрГСХА. -2009. -№37. -С. 83-88.
4. **Наумов, И.В.** Организационно - технические мероприятия в сельских распределительных сетях напряжением 0,38 кВ [Текст] / И.В. Наумов, Г.В. Лукина, С.В. Сукъясов, С.В. Подъячих// Электротехника.-2002. -№ 3. -С. 56-57.
5. **Наумов, И.В.** Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств [Текст]: дис. докт. техн. наук: 05.20.02 / Наумов Игорь Владимирович. -Иркутск, 2002. -387 с.
6. **ГОСТ 32144-201**. Нормы качества электрической энергии в системах элкктроснабжения общего назначения Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. [Текст] -М: Стандартинформ, 2014. -16с.
7. Осн**овы** теории цепей: Учеб. для вузов [Текст] / [Г.В.Зевеке, П.А.Ионкин, А.В.Нетушил, и др.] -5-е изд., перераб. -М.: Энергоатомиздат, 1989. -528с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под. ред. Д. Л, Файбисовича. -М: ЭНАС, 4-е изд, 2012. -376с
9. URL//http://electrik.info/main/school/893-kak-peredaetsya-elektroenergiya-potrebitelyam-po-seti-04-kv.html.
10. **Щуров, В. М.** Состояние и перспективы развития АСКУЭ в энергосистемах

[Текст] / В. М. Щуров // Метрология электрических измерений в энергетике : сб. научн. трудов. / под общ. ред. д.т.н., проф. Я. Т. Загорского. -М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. -С. 143 - 148.

11. Автоматизированная система коммерческого учета и оплаты энергоресурсов АСКУ и ОПЭ[Текст] / Информационные материалы. - М.: Московский завод электроизмерительных приборов, 2002. -41с
12. Системы коммерческого учета потребления электроэнергии на базе PLC технологий с передачей данных по сети GCM [Текст] / Техническое описание. - М.: Группа компаний ТЭСС, 2004. -35с
13. **Данилин, А. В.** Принципы построения и работы АСКУЭ [Текст] / А. В. Данилин, В. А. Захаров // Мир измерений. - 2001. - № 8. – С.10-14
14. Сергеев, А. Интеллектуальные электронные приборы. Реализация политики энергосбережения [Текст] / А. Сергеев // Информ. аналит. ж-л «Промышленностроительное обозрение». - 2002. - № 11. –С. 35-40
15. **Гуртовцев, А**. Современные принципы автоматизации энергоучета в энергосистемах [Текст] / А. Гуртовцев // Новости электротехники. Информационносправочное издание. -2002. - № 6. –С.12-18, 2003. - № 1 –С 21-27, 2003. - № 2. –С. 32-37.
16. **Ануфриев, В.** Электросчетчики в России. История, современность и национальные особенности [Текст] / В. Ануфриев, О. Балашов // Энергослужба предприятия. - 2003. - № 2. –С.9-16
17. **Тубинис, В. В.** АСКУЭ бытовых потребителей. Преимущества PLC технологии связи [Текст] / В. В. Тубинис // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. - 2005. - № 2. –С.5-8
18. **Балашов, О. В.** Автоматизированная система контроля и учета бытового энергопотребления на базе комплекса технических средств «ЭМОС-МЗЭП» [Текст] / О. В. Балашов, С. Г. Ющенко // Энергосбережение. - 1999. - № 2. – С.11-17
19. **Седов, А. В.** Системы контроля, распознавания и прогнозирования

электропотребления: модели, методы, алгоритмы и средства [Текст] / А. В. Седов, И. И. Надтока. - Ростов-на-Дону: Изд-во Рост, ун-та, 2002. - 320 с.

20. **Шингаров, В. П.** Использование технических средств для совершенствования организации расчетов с населением за электропотребление [Текст] / В. П. Шингаров, В. В. Дашков // Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях: сб. научи, трудов. - М.: ЭСКО. -2000. -250с.
21. **Белявский, В. В.** Построение систем АСКУЭ-быт на базе электронных многотарифных счетчиков электроэнергии «Энергия-9» с использованием функции предоплаты посредством пластиковых карт [Текст] / В. В. Белявский // Электронный журнал «ЭСКО» энергосервисной компании «Экологические системы». - 2004. - № 12. –С 25-30
22. Автоматизированная система коммерческого учета и отключения электроэнергии у бытового потребителя [Текст] / Информационные материалы - М.: ООО «Энерго-ПТС», -2004. -37с
23. Пат. 2193812 Рос. Федерация: МКИ 3 H02 J 13/00, G01 R 21/00, 21133 Устройство для оперативного управления процессом отпуска и потребления электрической энергии в сетях переменного тока [Текст] / Сапронов А. А., Зайцев А. А., Никуличев А. Ю. -№ 2000112242/09; заявл. 15. 05. 2000; опубл. 27. 11. 2002, Бюл. №33. -6с
24. http://www.ackye.ru/activities/obsluzhivanie-askue/
24. **Якушев, К.В.** Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для розничного рынка [Текст] / К.В. Якушев // Информатизация и системы управления в промышленности. -2009. -№3. –С. 9-13.
25. **Еремина, М.А.** Развитие автоматических систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) [Текст] / М.А. Еремина // Молодой ученый. -2015. -№3. -С. 135-138.

26.www.sicon.ru

27.http://www.mir-omsk.ru/stuff/career/vacancies

28. www.sanxingelectric.com

29.https://www.altera.com/downloads/software/quartus-ii-we/121.html.

30.www. microcontroller.com

31.**Авербух, М.А.** О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства [Текст] /Авербух М.А., Жилин Е.В. // Энергетик. -2016. -№6. – С. 54-56.

32.Патент № 2490768 (РФ). И.В. Наумов, Д.А.Иванов, С.В. Подъячих, Гантулга Дамдинсурэн. Симметрирующее устройство для трехфазных сетей с нулевым проводом [Текст] // Бюлл. № 23. 20.08.2013.

33.Патент № 2548656 (РФ). Самокиш В.В. Способ симметрирования фазных токов трехфазной четырехпроводной линии и устройство для его осуществления[Текст] // Бюлл. №11. 27.12.2013.

34.Патент № 2249286 (РФ). Г.А. Большанин. Способ автоматизированного активного контроля уровня несимметрии напряжений и токов [Текст] // Бюлл. №9. 27.03.2005.

35.**Косоухов, Ф.Д.** Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками [Текст] / Ф.Д.Косоухов, Н.В.Васильев, Филиппов А.О. // Электротехника. -2014, -№6. – С. 8-12.

36.**Сапронов, А.А.** Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ [Текст]/ А.А.Сапронов, С.Л.Кужеков, В.Г.Тынянский // Изв.вузов. Электромеханика. -2004. -№1. -С.55-58.

37.**Оморов Т.Т.** Идентификация и мониторинг потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т.Оморов , Б.К.Такырбашев // Электричество. -2016, -№11. –С.4-11.

38.**Оморов Т.Т.** К проблеме оценки влияния несимметрии токов и напряжений

в распределительной сети на потери электроэнергии в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т. Оморов // Электричество. 2017. №9. С. 17-23.

39. **Оморов Т.Т.** К проблеме локализации несанкционированного отбора электроэнергии в распределительных сетях в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т. Оморов // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2017. №7. С.27-32.

40. **Оморов, Т.Т**. Диагностика состояний электрических линий распределительных сетей в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т. Оморов, Р.Ч.Осмонова, Б.К. Такырбашев // Контроль. Диагностика. -2017. -№5. С.44-48.

41. **Omorov, T.T.** Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network [Текст] / T.T.Omorov, B. K.Takyrbashev, R.Ch. Osmonova // Engineering Studies. -2016, -№3. -pp. 606-615.

42. **Оморов, Т.Т.** К проблеме оптимизации несимметричных режимов работы распределительных сетей [Текст] / Т.Т.Оморов, Б.К. Такырбашев // Приборы и системы: Управление, контроль, диагностика. -2016, -№6. -С.11-15.

43. **Оморов, Т.Т.** Идентификация состояния распределительной электрической сети в системах автоматизации учета и управления энергопотреблением [Текст] / Т.Т.Оморов, Б.К. Такырбашев // Мехатроника, автоматизация, управление. 2016. №10. С. 651-656.

44. www.hxgroup.cn http://www.mir-omsk.ru/stuff/career/vacancies

45. Справочник по теории автоматического управления [Текст] /Под. ред. Красовского, -М: Наука.Гл. ред.физ.-мат. Лит., 1987. -712с

46. Методы классической и современной теории автоматического управления [Текст] /Учебник в 5-и тт.; 2-е изд, Т2: Статическая динамика и идентификация систему автоматического управления [Текст] / Под. ред. К.А Пупкова, Н.Д. Егупова, -М.: Изд.МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. -640с.

47. **Игнатьев, А.А.** Основы теории идентификации объектов управления

[Текст]: учеб. пособие / А.А. Игнатьев, С.А. Игнатьев. //Саратов: -Сарат. Гос.техн.ун-т, 2008. -44с.

48. **Эйкхофф П.** Основы идентификации системы управления [Текст] / П Эйкхофф. –М.: Мир, 1975. -680с

49. **Красник, В. В.** 101 способ хищения электроэнергии / В. В. Красник. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. - 112 с.

50.. Виноградов А.В., Перьков Р.А. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснования мероприятий по повышении надежности электроснабжения потребителей [Текст] Вестник

51. НГИЭИ -2015. -№12. –С12-21

52. **Железко, Ю.С.** Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Текст] / Ю.С. Железко -М.: ЭНАС, 2009. -456с.

53. **Железко, Ю. С.** Нормирование технологических потерь электроэнергии в сетях - новая методология расчета / Ю. С. Железко // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. - 2003. - № 5. –С.13-20

54. **Апряткин, В.Н.** Человеческий фактор и его влияние на уровень потерь электроэнергии / В. Н. Апряткин // Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения: сб. ст. - Москва, «Мособлэлектро», 12-15 апр. 2004 г.

55. **Воротницкий, В. Э.** Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению[Текст] / В. Э. Воротницкий, В. Н. Апряткин // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2002. - № 4.

56. **Воротницкий, В. Э.** Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить. [Текст] / В. Э. Воротницкий // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. - 2003. - № 6.

57. **Воротницкий, В. Э.** Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, Е. В. Комкова, В. И. Пятигор // Энергосбережение. - 2005. - № 2,№3. –С. 5-11.

58. **Белоусов, В.Н.** Опыт контроля качество электрической энергии [Текст] / В.Н. Белоусов, В.И. Энговатов, В.Н. Никафорова //Семинар. Средства измерения качества электрической энергии, 28-29 янв.-2003, Москва , МЭИ

59. **Сапронов, А.А.** Анализ эффективности мероприятий по снижению коммерческихпотерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4кВ [Текст] /А.А. Сапронов // Энергосбережения и водоподготовка, -2006. - №5. - С.57-58.

60. **Лазаренко, Д. Г.** Использование сети Интернет при комплексной автоматизации энергоучета [Текст] / Д. Г. Лазаренко, А. М. Захаров, В. И. Финаев // Известия ТРТУ. Тематический выпуск «Актуальные проблемы производства и потребления электроэнергии». - Таганрог: Изд-во ТРТУ. - 2004. - № 7. –С. 50-56.

61. **Ершов, А.М.** Система защиты электрической сети напряжением 380В от обрывов воздушной линии [Текст] / А.М Ершов., О.В. Филатов, А.В. Молоток // Электрический станции. -2016. -№5. -С.28-33.

62. **Клочков, А.Н.** Устройство для обнаружения трехфазных сетей с обрывом фазного провода. [Текст] / А.Н. Клочко**в** // Вестник Красноярского государственного аграрного университета, -2011. -№ 1. -С. 221-223.

63. **Оморов, Т.Т.** К проблеме диагностики обрывов электрических линий трехфазных распределительных сетей в составе АСКУЭ [Текст]/ Т.Т.Оморов, Б.К.Такырбашев, К.Э. Закиряев // Электричество. -2018. -№8. -С.24-28.

64. **Пономаренко, О.И.** Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения[Текст] / О.И. Пономаренко, И.Х. Холиддинов // Энергетик. -2015. -№12. -С.6-8.

65. **Авербух, М.А.** О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства [Текст] / М.А.Авербух, Е.В. Жилин // Энергетик. -2016. -№6. -С. 54-56.

66. **Киселев, М.Г.** Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности [Текст] / М.Г.Киселев, М.Г. Лепанов // Электротехника. -2018. -№11. -С.63-70.
67. **Оморов, Т.Т.** Симметрирование распределенной электрической сети методом цифрового регулирования [Текст]/ Т.Т. Оморов // Мехатроника, автоматизация, управление. -2018. Т. 19. -№ 3. -С. 194-200.
68. **Кочергин, С.В.** Моделирование сельских распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ [Текст] / С.В. Кочергин, А.В. Кобелев, Н.А. Хребтов, П.А.Киташин, К.И. Терехов // Fractal simulation. -2013. -№1. -С.5-13.
69. **Демирчян, К.С.** Теоретические основы электротехники. Т.1 [Текст] / К.С.Демирчян, Л.Р.Нейман, А.В. Коровкин. -СПб.: Питер, 2009. -512 с.
70. **Зеленский, Е.Г.** Идентификация параметров распределительных сетей по синхронизированным измерениям токов и напряжений[Текст] / Е.Г. Зеленский, Ю.Г. Кононов, И.И. Левченко // Электротехника. -2016.-№7. -С.3-8.
71. **Степанов, А.С.** Идентификация параметров моделей элементов электрических сетей на основе теоремы Теллегена [Текст] / А.С. Степанов, С.А. Степанов, С.С. Костюкова // Электротехника. -2016. -№7. -С. 8-11.
72. **Бахвалов Н.С.** Численные методы. [Текст] / Н.С. Бахвалов. -М.: Наука, 1975. -632с.
73. **Пшеничный, Б.Н.** Численные методы в экстремальных задачах. [Текст] / Б.Н. Пшеничный, Ю.М. Данилин -М.: Наука, 1975. -319с.
74. **Оморов Т.Т.** Синтез законов управления взаимосвязанными электроприводами [Текст] / Т.Т. Оморов, Г.А. Кожекова // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. -2009. -№10. -С.10-13.
75. **Оморов, Т.Т.** Синтез системы управления синхронным генератором [Текст] / Т.Т. Оморов, Г.А. Кожекова // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. -2011. -№1. -С. 5-9
76. **Ожегов А.Н.** Системы АСКУЭ. [Текст] / А.Н. Ожегов. –Киров.: ВятГУ, 2006. -102 с.

77. **Арутюнян А.Г.** О расчете дополнительных потерь мощности в трехфазных четырехпроводных сетях [Текст] / А.Г. Арутюнян // Электричество. -2015. -№10. -С.55-58.

78. Патент №110876 (РФ). Ф.Д. Косоухов, А.О.Горбунов, В.А.Романов, М.Ю.Темерецкий. Фильтросимметрирующее устройство для трехфазной сети с нулевым проводом [Текст] / Бюлл. №33.27.11.2011.

79. Теория систем с переменной структурой. [Текст] / [Емельянов С.И., Уткин В.И., Таран В.А. и др.] -М.: Наука, 1970. -592с.

80. **Киншт, Н.В.** Диагностика электрических цепей и систем. [Текст] / Н.В. Киншт, Н.Н. Петрунько. –Владивосток.: Дальнаука, 2013. -242с.

81. **Оморов, Т.Т.** Диагностика состояний электрических линий распределительных сетей в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев // Контроль. Диагностика. -2017. -№5. -С.44-48.

82. **Идельчик, В.И.** Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем [Текст] / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 1988. -288 с.

83. **Войтов, О.Н.** Анализ несимметричных режимов электроэнергетических систем и управление ими [Текст] / О.Н. Войтов, В.А. Мантров, Л.В. Семенова // Электричество. -1999. -№ 10. -С.2-18.

84. **Оморов, Т.Т.** К проблеме моделирования несимметричных распределительных электрических сетей в составе АСКУЭ [Текст] / Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев, Р.Ч. Осмонова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия энергетика. -2017. -№1. -С. 21-28

85. Патент 20170087.1 КР, H02J3/26. Способ симметрирования фазных токов распределительной сети 0,4кВ и устройство его осуществления [Текст] /Оморов Т.Т, Новиков А.В., Боронин А. ТакырбашеВ Б.К. ; заявл. 26.07.17; опубл. 31.10.18,Бюллетень -№10. С 16-17.

86. **Аржанников, Е.А.** Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи [Текст] / Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. -М.: Энергоатомиздат, 2003. -272 с.

87. **Redkovsky, N.N.** Optimization problems and calculation of electrical networks work regimes [Текст] / N.N.Redkovsky, V.A. Goureev // Optimization Methods and Software, T. 7. -1997. -№2. -pp.139-155.
88. Диагностика воздушных линий распределительных электрических сетей. [Текст] / [И.Ш. Фардиев, Р.Г. Минуллин, Е.В. Закамский, др.] // -Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики -2004. -№ 7-8. -С.41-49.
89. **Kutina, M.V.** Control system emergency mode for wire break in distribution networks [Текст] / Kutina M.V. -Вісник Вінницького політехнічного інституту. -2011. -№ 6 (99). -pp.60-63.
90. **Кутина, М.В.** Система защиты от обрыва провода и поиск места повреждения в распределительных сетях напряжением 6-35 кВ [Текст] / Кутина М.В. // Технічна електродинаміка. -2012. -№ 2. -С. 46-47.
91. **Оморов, Т.Т.** Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ[Текст]/ Оморов Т.Т. // Электричество. -2017. -№9/ -С.17–23.

ПРИЛОЖЕНИЕ

```
I=[5.4 4.5 3.0 2.5 2.0; 5.4 4.5 3.0 2.5 2.0;  5.4 4.5 3.0 2.5 2.0];
U=[224 222 220 218 216; 224 222 220 218 216; 224 222 220 218 216];
cf=[0.9 0.9 0.9 0.9 0.9; 0.9 0.9 0.9 0.9 0.9; 0.9 0.9 0.9 0.9 0.9];
ZV=[0.2369 0.2369 0.2369 0.2369 0.2369];
ZVB=[0.235 0.221 0.224 0.231 0.243];
ZVM=[0.018 0.015 0.018 0.017 0.021];
IT=[12.9 12.9 12.9];
UT=[226 226 226];
cfT=[0.9 0.93 0.92];
N=5;

 for k=1:3
    for  v=1:N
   Alfai(k,v)=0;
   AlfaI(k,v)=0;
   AlfaU(k,v)=0;
   L(k,v)=0;
   UMod(k,v)=0;
    IMod(k,v)=0;
    iMod(k,v)=0;
    uMod(k,v)=0;
    uuMod(k,v)=0;
    end
   end
  for k=1:3
      Pi=3.14159265359;
      Beta(k)=2*(k-1)*Pi/3;
  end
[ZNagMod, ZNag, ZNagB, ZNagM,Fi] = Znagruzka_0407(I, U, cf, N);
[Zekv, ZekvMod, Lambda, L, FB, FM]=Zekvivalent_0407(N, ZNag,ZV, I);
x(1)=-0.08;       x(2)=-0.05;
for k=1:3
    L2=L(k,N-1);
    FB1=FB(k);
    FM1=FM(k);
   q(1)=x(1); q(2)=x(2);
    [x, El]=OPTIMIZASIA_Alfa_0407(L2, FB1, FM1, q);
    while El>0.000001
    q(1)=x(1); q(2)=x(2);
   [x, El]=OPTIMIZASIA_Alfa_0407(L2, FB1, FM1, q);
    end
end
for k=1:3
   Alfai(k,N)=x(1);
   AlfaI(k,N)=x(1);
   Alfai(k,N-1)=x(2);
   AlfaI(k,N-1)=x(1)+Lambda(k);
   AlfaU(k,N)=AlfaI(k,N-1)+Fi(k,N);
end

[Ik, Uk,i, uu, u, J]=RaschetKonechKontur(N, Beta, I, ZV, ZNag, Alfai, AlfaI);
[UMod, IMod, iMod, uuMod, uMod, JMod]=RaschetPolnoiSeti_0507(N, ZV, Fi, I, Beta,
Ik, Uk, i, uu, u, J)
function [ZNagMod, ZNag, ZNagB, ZNagM,Fi] = Znagruzka_0407(I, U, cf, N)
j=sqrt(-1);

  for k=1:3
    for v=1:N
```

```
   Fi(k,v)=acos(cf(k,v));
   ZNagMod(k,v)=U(k,v)/I(k,v);
   ZNagB(k,v)= ZNagMod(k,v)*cf(k,v);
   ZNagM(k,v)= ZNagMod(k,v)*sin(Fi(k,v));
   ZNag(k,v)=ZNagB(k,v)+j*ZNagM(k,v);
    end
   end
end

function[Zekv, ZekvMod, Lambda, L, FB, FM]=Zekvivalent_0407(N, ZNag,ZV, I)
for k=1:3
ZekvN(k,N)=ZNag(k,N);
end
for s=1:N-1
    v=N-s+1;
    for k=1:3
Zekv(k,v)=(ZNag(k,v-1)*(2*ZV(v)+ZekvN(k,v)))/(ZNag(k,v-1)+2*ZV(v)+ZekvN(k,v));
ZekvMod(k,v)=abs(Zekv(k,v));
ZekvB(k,v)=real(Zekv(k,v));
ZekvM(k,v)=imag(Zekv(k,v));
Gamma(k,v)=atan(ZekvM(k,v)/ZekvB(k,v));
ZekvN(k,v)=Zekv(k,v);
    end
  end
   for k=1:3
    L(k,N)=I(k,N);
  Zekv(k,1)=Zekv(k,2)+2*ZV(1);
  ZekvMod(k,1)=abs(Zekv(k,1));
  D(k)=(ZNag(k,N)+2*ZV(N))/ZNag(k,N-1);
  DB(k)=real(D(k));
  DM(k)=imag(D(k));
  Lambda(k)=atan(DM(k)/DB(k));
  L(k,N-1)=sqrt(L(k,N)^2+I(k,N-1)^2+2*L(k,N)*I(k,N-1)*cos(Lambda(k)));
  FB(k)=L(k,N)+I(k,N-1)*cos(Lambda(k));
  FM(k)=I(k,N-1)*sin(Lambda(k));

  end
end
function [x, El]=OPTIMIZASIA_Alfa_0407(L2, FB1, FM1, q)
Gamma=-25;
h=0.00001;

    E(1)=L2*cos(q(2))-FB1*cos(q(1))+FM1*sin(q(1));
    E(2)=L2*sin(q(2))-FB1*sin(q(1))-FM1*cos(q(1));
    y(1)=((E(1)*FB1+E(2)*FM1)*sin(q(1))-(E(1)*FM1+E(2)*FB1)*cos(q(1)))*Gamma;
    y(2)=(E(2)*L2*cos(q(2))-E(1)*L2*sin(q(2)))*Gamma;


x(1)=q(1)+h*y(1);
x(2)=q(2)+h*y(2);
q(1)=x(1);
q(2)=x(2);
Ex(1)=L2*cos(q(2))-FB1*cos(q(1))+FM1*sin(q(1));
Ex(2)=L2*sin(q(2))-FB1*sin(q(1))-FM1*cos(q(1));
El=Ex(1)^2+Ex(2)^2;

end

function[Ik, Uk,i, uu, u, J]=RaschetKonechKontur(N, Beta, I, ZV, ZNag, Alfai,
AlfaI)
for k=1:3
    L(k,N)=I(k,N);
```

```
    iB(k,N)=L(k,N)*cos(Beta(k)+Alfai(k,N));
    iM(k,N)=L(k,N)*sin(Beta(k)+Alfai(k,N));
    i(k,N)=iB(k,N)+j*iM(k,N);
    iMod(k,N)=abs(i(k,N));
    iB(k,N-1)=L(k,N-1)*cos(Beta(k)+Alfai(k,N-1));
    iM(k,N-1)=L(k,N-1)*sin(Beta(k)+Alfai(k,N-1));
    i(k,N-1)=iB(k,N-1)+j*iM(k,N-1);
    iMod(k,N-1)=abs(i(k,N-1));
    Ik(k,N)=i(k,N);
    IkB(k,N)=iB(k,N);
     IkM(k,N)=iM(k,N);
     IMod(k,N)=iMod(k,N);
     Uk(k,N)=Ik(k,N)*ZNag(k,N);
     UMod(k,N)=abs(Uk(k,N));
     IB(k,N-1)=I(k,N-1)*cos(Beta(k)+AlfaI(k,N-1));
     IM(k,N-1)=I(k,N-1)*sin(Beta(k)+AlfaI(k,N-1));
     Ik(k,N-1)=IB(k,N-1)+j*IM(k,N-1);
     Uk(k,N-1)=Ik(k,N-1)*ZNag(k,N-1);
     UMod(k,N-1)=abs(Uk(k,N-1));
     uu(k,N)=ZV(N)*i(k,N);
    uuMod(k,N)=abs(uu(k,N));

end

    J(N)=i(1,N)+i(2,N)+i(3,N);
     JMod(N)=abs(J(N));
     J(N-1)=i(1,N-1)+i(2,N-1)+i(3,N-1);
     JMod(N-1)=abs(J(N-1));
    JB(N)=real(J(N));
    JM(N)=imag(J(N));
    TetaJ(N)=atan(JM(N-1)/JB(N-1));
    JB(N-1)=real(J(N-1));
    JM(N-1)=imag(J(N-1));
    TetaJ(N-1)=atan(JM(N-1)/JB(N-1));
    u(N)=J(N)*ZV(N);
    uMod(N)=abs(u(N));
    u(N-1)=J(N-1)*ZV(N-1);
    uMod(N-1)=abs(u(N-1));

end

function[UMod, IMod, iMod, uuMod, uMod, JMod]=RaschetPolnoiSeti_0507(N, ZV, Fi,
I, Beta, Ik, Uk, i, uu, u, J)
for v=N-2:-1:1

    J(v)=i(1,v)+i(2,v)+i(3,v)
    JMod(v)=abs(J(v));
    JB(v)=real(J(v));
    JM(v)=imag(J(v));
    AlfaJ(v)=atan(JM(v)/JB(v));
    u(v)=J(v)*ZV(v);
    uMod(v)=abs(u(v));

  for k=1:3
     Uk(k,v)=Uk(k,v+1)+uu(k,v+1)+u(v+1);
     UMod(k,v)=abs(Uk(k,v));
     UkB(k,v)=real(Uk(k,v));
     UkM(k,v)=imag(Uk(k,v));
     PsiU(k,v)=atan(UkM(k,v)/UkB(k,v));
     AlfaI(k,v)=PsiU(k,v)-Fi(k,v);
     IkB(k,v)=I(k,v)*cos(Beta(k)+AlfaI(k,v));
     IkM(k,v)=I(k,v)*sin(Beta(k)+AlfaI(k,v));
```

```
      Ik(k,v)=IkB(k,v)+j*IkM(k,v);
      IMod(k,v)=abs(Ik(k,v));
      i(k,v)=i(k,v+1)+Ik(k,v);
      iMod(k,v)=abs(i(k,v));
      uu(k,v)=ZV(v)*i(k,v);
      uuMod(k,v)=abs(uu(k,v));
  end
end
```