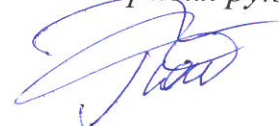


Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт  
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

*На правах рукописи*



Поляков Илья Дмитриевич

**АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ  
ТРЕХФАЗНЫХ МОДЕЛЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

05.14.02 – Электрические станции  
и электроэнергетические системы

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор тех. наук, профессор  
Паздерин Андрей Владимирович

Екатеринбург – 2019

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ НА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ.....</b>	<b>12</b>
1.1 Общее описание распределительных сетей и их информационно-измерительной системы.....	12
1.1.1 Оперативно-информационные комплексы распределительных сетей... 14	14
1.1.2 Существующие в распределительных сетях режимные измерения .....	17
1.2 Перспективы использования теории оценивания состояния в распределительных сетях .....	23
1.3 Обоснование необходимости применения трехфазных моделей для анализа режимов работы распределительных сетей.....	25
1.4 Развитие теории оценивания состояния .....	30
1.5 Выводы по главе 1 .....	34
<b>ГЛАВА 2. ПОДХОДЫ К ОЦЕНИВАНИЮ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.....</b>	<b>36</b>
2.1 Оценивание состояния в фазных координатах .....	36
2.1.1 Классическая постановка задачи оценивания состояния методом взвешенных наименьших квадратов .....	37
2.1.2 Оценивание состояния на базе токов ветвей.....	40
2.1.3 Оценивание состояния на основе напряжений узлов.....	42
2.1.4 Альтернативные постановки задачи оценивания состояния.....	44
2.1.5 Сравнение оценивания состояния на базе токов ветвей с оцениванием состояния на основе узловых напряжений.....	46
2.2 О необходимости учета взаимоиндукций сетевых элементов в трехфазных моделях РС среднего класса напряжения .....	48
2.3 Нелинейные функции для задачи оценивания состояния в фазных координатах на базе узловых напряжений .....	55
2.4 Перспективы применения для трехфазных моделей альтернативных методов оценивания состояния.....	60
2.4.1 Оценивание состояния при учете ограничений типа равенств в виде множителей Лагранжа .....	61
2.4.2 Оценивание состояния с использованием расширенной матрицы.....	63
2.4.3 Оценивание состояния с использованием блочного метода .....	65

2.5 Перспективы применения для трехфазных моделей робастных методов оценивания состояния.....	68
2.6 Результаты оценивания состояния трехфазных моделей .....	71
2.7 Выводы по главе 2.....	76
<b>ГЛАВА 3. АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ ПОИСКА ОШИБОК В ИЗМЕРЕНИЯХ И ТОПОЛОГИИ ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ.....</b>	<b>78</b>
3.1 Способы поиска плохих данных в наборе измерений.....	78
3.2 М-оценка и апостериорный поиск плохих данных с использованием теста нормализованных невязок измерений.....	80
3.3 Поиск топологических ошибок в трехфазных моделях энергосистем.....	88
3.4 Выводы по главе 3.....	104
<b>ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СКОРОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ .....</b>	<b>105</b>
4.1 Обзор тенденций развития вычислительной техники и анализ необходимости модернизации алгоритмов оценивания состояния .....	105
4.2 Предъявляемые требования к функционалу работы с матричными данными для повышения скорости решения задачи оценивания состояния .....	110
4.3 Эффективные методы решения системы линейных уравнений в задаче оценивания состояния.....	116
4.4 Выводы по главе 4.....	124
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>126</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>128</b>
<b>СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....</b>	<b>129</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>130</b>
<b>Приложение А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ .....</b>	<b>141</b>
<b>Приложение Б. Результаты работы модифицированного метода поиска топологических ошибок.....</b>	<b>143</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Основная тенденция модернизации распределительных сетей (РС) напряжением до 35 кВ связана с повышением степени управляемости режимами их работы за счет технического и информационного перевооружения в рамках концепции «интеллектуальных сетей» (Smart Grid). Тенденции развития РС связаны с появлением в них установок распределенной генерации, современной коммутационной аппаратуры и устройств гибкой компенсации реактивной мощности. В настоящее время в РС активно внедряются и развиваются технологии умных домов и офисов, системы накопления электроэнергии, в том числе, привлечение электромобилей к выравниванию графиков потребления, а также другие решения, направленные на оптимизацию энергопотребления. Изначально спроектированные только для передачи электрической энергии до потребителей РС уходят от радиальной структуры. Зарождаются предпосылки их перехода на локально-кольцевые схемы, так как потоки мощности РС становятся двунаправленными. При этом возрастает потребность в более точном контроле сетевых ограничений ввиду возросшего режимного и топологического многообразия, а также несоблюдения условий работы, на которые они изначально проектировались. Все это приближает РС к сетям более высоких классов напряжения, открывает новые возможности по контролю их режимов работы, следовательно, требует создания систем управления, адекватных сложности объекта. Численные объемы элементов РС на порядок больше по сравнению с магистральными сетями и это делает нерентабельным их контроль только лишь на основе оперативно-диспетчерского управления. Управление РС требует большей степени автоматизации при контроле режимов их работы. Функционирование таких систем управления не представляется возможным без on-line расчета режима работы электрической сети на основе измерений текущих электрических параметров, то есть решения задачи оценивания состояния (ОС).

За последнее время как в отечественных, так и в зарубежных РС были запущены процессы реновации измерительной инфраструктуры, благодаря чему она существенно расширилась и обновилась. Устанавливаемое оборудование позволяет получать фазные измерения основных параметров электрического режима и передавать эту информацию в диспетчерские центры и пункты управления. Режимы работы РС имеют существенно большую степень несимметрии, по сравнению с магистральными сетями, о чем свидетельствуют результаты отечественных и зарубежных исследований. Обзор публикаций показал, что для анализа электрических режимов РС требуется применение трехфазных моделей электроэнергетических систем (ЭЭС). Переход от однолинейных моделей к трехфазным порождает проблемы применения классических алгоритмов ОС, связанные с появлением новых типов измерений, снижением скорости выполнения расчетов, а также решением таких стандартных подзадач ОС, как анализ наблюдаемости и поиск плохих данных. При ОС РС необходимо в полной мере воспользоваться информацией, получаемой как со старых аналоговых, так и с новых цифровых измерительных устройств. Аналоговые измерительные устройства ориентированы на линейные измерения, они интенсивно заменяются на современные цифровые измерители, которые позволяют получать трехфазные измерения токов, напряжений и мощностей. Трехфазные модели ЭЭС открывают большие возможности учета таких разнородных измерений, что существенно повышает избыточность измерений, так как их снятие будет осуществляться с разных источников. Перед РС в ближайших перспективах стоит много новых задач. Для перехода к ним некоторые существующие проблемы РС требуют первоочередного решения и являются критическими. Например, проблема определения актуального состояния фаз сетевых элементов ЭЭС. Она может быть решена на базе уже апробированных алгоритмов теории ОС с использованием трехфазной модели, что и выполнено в рамках настоящей работы. Отбраковка плохих фазных измерений также является актуальной задачей для ОС РС.

До недавнего времени исследования в области ОС РС в основном проводились зарубежными учеными. Определение электрического режима по данным телеметрии не являлось актуальной задачей для отечественных РС, что было связано со спецификой их работы, недостаточным информационно-измерительным оснащением. Перспективы развития российских РС свидетельствуют о зарождающейся важности ОС их электрических режимов работы. Выполненные к настоящему моменту исследования в области ОС РС в наибольшей степени были ориентированы на выбор постановки задачи, которая позволяла бы наилучшим образом учитывать все особенности таких сетей и в то же время имела наибольшую простоту. Первоначально упор предлагаемых постановок делался на радиальную структуру РС. Впоследствии такой подход стал выглядеть менее приемлемым, так как укрепилась перспектива работы РС в сложноразветвленном режиме. Последние исследования в данной области были направлены на применение к РС классической формулировки задачи ОС на базе метода взвешенных наименьших квадратов (МВНК) с использованием трехфазных моделей ЭЭС при разных формах записи вектора состояния. При этом рассматривался учет только самых распространенных измерений, доступных в таких сетях. Кроме того, обычно упускалось применение теории ОС для решения других задач РС, связанных с исключением плохих данных из набора измерений, а также поиском ошибок в состоянии сетевых элементов расчетной модели. Настоящая работа является продолжением исследований в области ОС РС. В ней рассматривается применение к трехфазным моделям ЭЭС альтернативных методов ОС на базе МВНК. На основании полученных данных о существующих в отечественных РС измерительных комплексах представлены способы включения в задачу ОС новых измерений, повышающих избыточность исходной информации. В работе рассмотрены особенности применения теста нормализованных невязок измерений для трехфазных моделей, предложена модификация метода поиска топологических ошибок К. Клементса и П. Дэйвиса, позволяющая выполнять идентификацию и определение ошибок в фазах сетевых элементов трехфазной расчетной модели ЭЭС.

**Степень разработанности темы исследования.** Среди отечественных ученых огромный вклад в развитие теории ОС и решение данной задачи на практике внесли А.З. Гамм, И.И. Голуб, И.Н. Колосок, М.В. Хохлов, В.Л. Прихно, П.И. Бартоломей, Б.И. Аюев, В.Г. Неуймин, Д.М. Максименко. Их исследования в большей мере посвящены применению методов ОС в магистральных сетях, где и зарождалась проблема определения текущего режима работы ЭЭС. Большая работа по развитию и систематизации знаний в области ОС была проделана зарубежными учеными: Ф. Швеппе, А. Абуром, А. Гомезом, К. Клементсом, П. Дэйвисом и многими другими. Непосредственно исследования в области ОС РС берут свое начало в 90-х годах прошлого века. В большей степени они сразу были ориентированы на использование трехфазных моделей ЭЭС, они выполнялись М. Бараном, В. Келли, И.И. Голуб и другими учеными.

**Цель работы.** Целью настоящего исследования является адаптация методов ОС для трехфазных моделей РС среднего класса напряжения, в том числе, методов идентификации недостоверных измерений и поиска топологических ошибок. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Выбор наилучшего вектора состояния и других параметров математической модели ЭЭС, на основании которых может быть получено эффективное решение задачи статического ОС в фазных координатах.
2. Адаптация современных методов ОС, разработанных для однолинейной модели, к трехфазной постановке задачи ОС.
3. Обеспечение возможности учета наиболее распространенных типов измерений РС в качестве исходной информации задачи трехфазного ОС.
4. Программная реализация задачи статического ОС в фазных координатах на основании МВНК и робастных М-оценок, анализ их вычислительных характеристик при разных способах формирования и решения системы линеаризованных уравнений (СЛУ).
5. Модификация методов идентификации ошибок измерений и поиска топологических ошибок для трехфазной модели ЭЭС.

6. Повышение скорости работы рассматриваемых алгоритмов ОС при использовании современной вычислительной техники и параллельных вычислений.

**Объектами исследования** являются распределительные сети и системы, работающие на классах напряжения 6-35 кВ, их центры управления, а также информационно-измерительная инфраструктура.

**Научная новизна:**

- Обоснован выбор основных параметров расчетной трехфазной модели ОС РС с использованием наиболее распространенных измерений;
- Получены оценки вычислительных характеристик современных методов ОС применительно к трехфазным моделям ЭЭС;
- Произведен анализ методов поиска недостоверных измерений, в том числе, проверена работоспособность робастной М-оценки на трехфазных моделях ЭЭС с использованием трехфазных измерений;
- Модифицирован алгоритм поиска топологических ошибок, основанный на анализе полученных в результате ОС невязок измерений с целью выявления некорректного состояния фаз сетевых элементов трехфазных моделей ЭЭС;
- Предложены требования к хранению матричных данных для задачи ОС, выполнение которых позволяет в разы увеличить скорость расчета на современных компьютерах за счет применения параллельных вычислений.

**Теоретическая и практическая значимость.** Предложены подходы, позволяющие повысить эффективность алгоритмов ОС. Выполнена программная реализация данных подходов при разработке алгоритмов ОС РС на базе трехфазной модели ЭЭС. Продемонстрирована высокая скорость работы разработанных алгоритмов ОС. Для трехфазных моделей ЭЭС адаптированы методы поиска ошибок в топологии сети и поиска плохих данных.

**Методология и методы исследования.** При проведении исследования использовалась теория математической статистики, теоретические основы электротехники, методы оптимизации и нелинейного программирования, а также



различные методы решения СЛУ. Применялась среда Visual Studio, языки C++ и C# при программной реализации алгоритмов ОС для проведения расчетов на тестовых схемах IEEE. Для верификации получаемых результатов расчетов создавались аналогичные модели тестовых сетей в интерактивной среде для моделирования MatLab Simulink.

**Основные положения диссертационного исследования, выносимые на защиту:**

1. Способы представления различных измерений в задаче ОС в фазных координатах на базе трехфазной модели ЭЭС.
2. Методы ОС РС, позволяющие определять режим работы ЭЭС с использованием трехфазных моделей и различных типов измерений, получивших наибольшее распространение в РС.
3. Модифицированный метод поиска топологических ошибок для трехфазных моделей ЭЭС, позволяющий производить идентификацию и определение топологических ошибок в состоянии фаз сетевых элементов на основании результатов разработанных алгоритмов ОС.
4. Требования к реализации математических операций, позволяющие с использованием параллельных вычислений на современных компьютерах ускорять до трех раз наиболее трудоемкие этапы ОС.

**Личный вклад автора** заключается в разработке алгоритмов ОС для трехфазных моделей, реализации возможности использования при ОС основных типов измерений, встречающихся в РС. На базе разработанных алгоритмов ОС предложен способ выявления топологических ошибок в состоянии фаз сетевых элементов трехфазных моделей ЭЭС. Был проведен анализ используемых при ОС математических операций и предложены подходы, позволяющие получить ускорение расчета на наиболее трудоемких этапах решения задачи.

**Достоверность научных результатов.** Предлагаемые в диссертации алгоритмы и методы ОС РС были использованы при проведении расчетов на распространенных тестовых схемах ЭЭС. Сопоставление результатов работы настоящих методов с данными, полученными с использованием других программ

и другими учеными позволяют судить о надлежащей работе разработанных методов и алгоритмов, а также о возможности их применения для решения практических задач в рамках установленных условий моделирования.

**Апробация результатов работы.** Основные положения работы докладывались и обсуждались на 8 конференциях, в том числе:

- Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Томск-2014, Казань-2016, Самара-2017, Казань-2018;
- International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), Eilat, Israel, 16-18 Nov. 2016;
- Международная конференция и выставка «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Санкт-Петербург, 25 – 28 апреля 2017 г.;
- The 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), Phuket, Thailand, 2017;
- The 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 12 – 14 November 2018.

Также они рассматривались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ УрФУ, г. Екатеринбург, в период с 2015 по 2018 гг.

**Публикации.** По результатам исследований было опубликовано 11 работ, в том числе, две в русскоязычных изданиях из перечня Высшей аттестационной комиссии («Электричество», «Электротехнические системы и комплексы»), 3 статьи в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science.

**Внедрение результатов работы.** Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ на разработанное в рамках данной диссертационной работы программное обеспечение для трехфазного оценивания состояния на основе уравнений узловых напряжений. Имеющиеся наработки были использованы при разработке программно-технологического комплекса для управления цифровой подстанцией, разработанного в рамках

Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы».

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 101 наименования и 2 приложений. Содержит 159 страниц, включает 17 рисунков и 19 таблиц.

Диссертация выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского Энергетического Института «Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы», номер соглашения 075-15-2019-1214 (внутренний номер соглашения 14.578.21.0226, уникальный идентификатор проекта: RFMEFI57817X0226) по теме «Разработка масштабируемого программно-технического комплекса для управления электрическими подстанциями на базе протокола МЭК 61850».

## **ГЛАВА 1. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ТЕОРИИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ НА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ**

На фоне проходящей модернизации РС и с учетом перспектив их развития необходимость определения текущего режима работы РС с каждым днем возрастает. В настоящей главе рассматриваются ключевые отличия РС от магистральных сетей, анализируются актуальные проблемы РС. В главе представлены основные трудности применения классических формулировок задачи ОС на базе однолинейной модели к РС. Рассматриваются как существующие в РС, так и устанавливаемые при их модернизации виды измерительных устройств, оценивается возможность передачи их данных в центры управления РС. Проведенный в рамках данной главы анализ позволяет задать направление дальнейших исследований, сконцентрироваться на решении актуальных проблем РС, с учетом особенностей последних и ближайших перспектив их развития, при использовании алгоритмов ОС в фазных координатах.

### **1.1 Общее описание распределительных сетей и их информационно-измерительной системы**

В своем первоначальном виде как отечественные, так и зарубежные РС проектировались исключительно для передачи электрической энергии от центров питания до потребителей в одном направлении, но со временем их использование перестало ограничиваться только данным функционалом. Возможности управления их режимами работы до недавнего времени были весьма ограниченными. В основном они заключались в регулировании напряжений в узлах сети с помощью РПН на трансформаторах 110 кВ, а также с использованием для данных целей устройств компенсации реактивной мощности. Как способ управления режимом работы, изменение топологии РС применялось для снижения потерь электроэнергии очень редко.

В современных условиях РС уходят от принципа одностороннего питания потребителей, у последних появляются источники распределенной генерации. В

РС стали внедряться и развиваться концепции умных сетей. Кроме того, модернизируется розничный рынок электроэнергии, позволяющий потребителям оптимизировать расходы при выстраивании своего потребления в зависимости от рыночной цены [1 – 6]. В распределительные системы стали внедряться технологии управления спросом на электроэнергию (Demand Response) [7, 8]. К данным факторам можно также отнести рост числа устройств с накопителями электроэнергии и электромобилей. Последние, находясь на парковке, могут использоваться, как дополнительный источник аккумулирования энергии в часы минимума потребления и ее выдачи в часы пиковой нагрузки [9]. Потоки мощности в РС перестают быть однонаправленными, в таких сетях начинают появляться новые измерительные устройства [1, 3, 7, 10], а также оперативно-информационные комплексы нового поколения. При определении действительного электрического режима работы РС, для управления ими, возрастает потребность в применении алгоритмов ОС. На средних и низких классах напряжения возникает необходимость в контроле параметров электрического режима и автоматическом оптимальном управлении этим режимом при помощи интеллектуальных микропроцессорных устройств. Все это требует разработки надежных и эффективных алгоритмов расчета текущего состояния РС на базе имеющейся измерительной информации.

На сегодняшний день многие отечественные и зарубежные РС требуют к себе повышенного внимания для их адаптации к современным реалиям, на что направлены программы развития ответственных компаний. Например, комплекс задач технической политики ОАО «МРСК Урала» включает совершенствование технологического управления сетями, перевооружение сетей, использование современных информационно-измерительных систем [11]. Накопленные за годы эксплуатации проблемы в сфере управления РС с каждым днем все более нуждаются в срочных решениях для соответствия новым требованиям. Ввиду стремительного развития РС, их частичная автономность работы должна быть достигнута за счет автоматизации процесса надзора и контроля за их состоянием. Для реализации данной цели в РС необходима установка современных

измерительных устройств, модернизация программно-аппаратного обеспечения, используемого при управлении режимами работы РС, а также внедрение в данном виде сетей алгоритмов ОС.

### **1.1.1 Оперативно-информационные комплексы распределительных сетей**

Повышается качество информационно-управляющих систем, используемых при эксплуатации РС, о чем можно судить по вводу современных оперативно-информационных комплексов [12]. АО «Теласи», одна из крупнейших сетевых компаний Грузии, осуществляющая эксплуатацию РС г. Тбилиси, в декабре 2014 года ввела в промышленную эксплуатацию оперативно-информационный комплекс (ОИК) под названием СК-2007, на тот момент используемый при управлении режимами работы в магистральных сетях и имеющий широкий перечень дополнительных функций. Например, в него входят модули контроля токовой нагрузки, перетоков в сечениях, а также модуль взаимодействия с комплексом, используемым для ОС и расчета установившегося электрического режима. Екатеринбургская электросетевая компания в марте 2016 года ввела в опытную эксплуатацию программно-технологический комплекс автоматизированной системы диспетчерского управления СК-11, который имеет больший набор функций, чем ОИК в классическом представлении и является развитием линейки ОИК СК. На тот момент СК-11 являлся самым современным комплексом в линейке производителя и параллельно проходил опытную эксплуатацию в Системном операторе ЕЭС России. Помимо стандартных функций ведения базы данных SCADA и просмотра хранящейся в ней информации на формах и схемах, в СК-11 были реализованы собственные расчетные модули, позволяющие решать задачи ОС и расчета установившегося режима. Также, на базе СК-11 может быть настроен функционал автоматического вывода телеуправляемого оборудования энергообъектов в ремонт с помощью программного модуля, предназначенного для создания автоматизированных программ переключений. На настоящий момент СК-11 еще только развивается и со

временем в нем могут быть реализованы новые функции. Информация о других вводах ОИК СК в сетевых компаниях РС представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1. – Внедрение современных ОИК СК в сетевых компаниях РС за последние 10 лет (актуальна на январь 2018 года)

Год внедрения	Комплекс	Сетевая компания
2008	СК-2007	ОАО «Магаданэнерго»
2008	СК-2007	ОАО «ЦИУС ЕЭС»
2009	СК-2007	РАО «ЭС Востока»
2009	СК-2003	ОАО «МРСК Волги»
2010	СК-2007	ЗАО «Самарские городские электрические сети»
2011	СК-2007	ОАО «Сетевая компания»
2012	СК-2007	ОАО «МРСК Юга»
2012	СК-2007	ОАО «МРСК Волги»
2013	СК-2007	ОАО АК «Якутскэнерго»
2014	СК-2007	АО «Теласи»
2015	СК-11	ОАО «ЕЭСК»
2016	СК-11	АО «АЖК»
2017	СК-11	ОАО «МРСК Урала»
2017	СК-11	АО «Янтарьэнерго»
2017	СК-11	ПАО «МРСК Волги»

В настоящее время серьезную модернизацию проходят отечественные ОИК, разработанные специально для нужд РС, например, комплекс технических средств «ОИК Диспетчер». Кроме того, ведутся разработки новых ОИК, например, программного комплекса «Redkit», который, помимо прочего, является кроссплатформенным. Аналогичные разработки ведутся и зарубежными компаниями. Функционал современных ОИК не ограничивается только отображением информации на графической схеме и предоставлением других интерфейсов для работы с данными хранилища SCADA. Новые комплексы ориентированы на просмотр хранящихся в них данных, удовлетворяющей требованиям информационной безопасности, при помощи web-браузеров и мобильных устройств, также, в сравнении с предыдущим их поколением, они ориентированы на решение большего числа задач управления ЭЭС.

Современные оперативно-информационные комплексы должны реализовывать концепцию комплексного управления сетью. Ранее за управление режимами работы сети отвечало сразу несколько систем, в виде SCADA, DMS,

EMS. Это вызывало ряд проблем, связанных с необходимостью поддержания множества интерфейсов обмена данными между системами и их отдельными модулями, трудностями в сопровождении, а также при замене одной системы на другую. Интеграция между системами и их приложениями ранее осуществлялась по принципу «точка-точка» с использованием локальных форматов и протоколов обмена данными. Поддержание работоспособности и развитие созданных по данному принципу систем, при возникшем в последние десятилетия росте числа приложений, оказались очень трудоемкими. Такой подход заставляет привлекать разработчиков тех или иных систем при каждом случае интеграции с обновленным приложением, и, особенно, при внедрении новых систем. Любое изменение в интерфейсе, например, после обновления версии или внедрения нового приложения, может разрушить коммуникации со всеми смежными приложениями и системами, которые уже эксплуатируются. Из этого следовало, что стоимость содержания и развития комплекса подобных систем была очень высокой.

В последнее время наблюдается уход от взаимодействия между системами по принципу «точка-точка» и современные оперативно-информационные комплексы разрабатываются на основании единого формата обмена данными при использовании общей модели информации (Common Information Model, CIM). Это приводит к снижению стоимости эксплуатируемых систем и позволяет сконцентрироваться на решении большего перечня проблем предприятий электроэнергетического комплекса, не привлекая при этом новые источники финансирования. Кроме того, возрастает объем задач [13, 14], которые обязаны решать современные оперативно-информационные комплексы, например, в них появляются функции:

- ОС и расчета установившегося электрического режима работы сети;
- оптимизации работы сети (путем формирования предложений по изменению конфигурации схемы подведомственной сети);
- определения возможности подключения нового потребителя к узлу сети;
- расчета токов коротких замыканий;



- определения места повреждения;
- контроля ремонтов и формирования их планов;
- определения текущего и перспективного режимов работы сети;
- просмотра хранящейся в них информации с помощью web-браузеров;
- контроля напряжений, токовой нагрузки и других технологических ограничений.

Ранее одной из причин отсутствия примеров внедрения алгоритмов ОС в РС являлось недостаточное финансирование последних [1], а также отсутствие в базовом наборе поставки ОИК данного расчетного модуля. Как можно видеть из представленного выше перечня функций, современные тенденции ведут к тому, что в ОИК нового поколения модули ОС электрического режима работы ЭЭС будут глубоко интегрированы и являться его неотъемлемой частью. Получаемые посредством ОС результаты будут выступать основой для решения других задач управления ЭЭС.

### **1.1.2 Существующие в распределительных сетях режимные измерения**

До недавнего времени как для зарубежных, так и для отечественных РС был характерен слабый уровень информационно-измерительного обеспечения, так как принятые принципы их функционирования не предполагали необходимости непрерывного контроля за параметрами электрического режима. Исходя из того, что обслуживание сетей передачи данных возлагает дополнительные затраты, в РС телеизмерения могли не передаваться в центры управления сетями даже при наличии измерительных комплексов на подконтрольных объектах.

Изначально РС проектировались таким образом, чтобы пропускной способности сетей было достаточно для нормального снабжения электроэнергией потребителей при любых режимах их работы, а также обеспечения их бесперебойного электроснабжения в соответствии с категорией надежности. Контроль за соблюдением данных требований выполнялся на этапе проектирования, при подключении новых потребителей к существующим сетям, а

также во время контрольных замеров. Со временем в РС стали внедряться установки распределенной генерации, развиваться розничные рынки электроэнергии. В таких сетях начинают появляться аккумулирующие устройства, которые потребители могут использовать в качестве дополнительного механизма снижения стоимости электроэнергии на рынке в пиковые часы. В РС реализуются концепции «умных» домов и офисов, у потребителей появляется «умное» электрооборудование. Данные факторы способны приводить к большей вариативности электрических режимов в РС. Под влиянием современных тенденций в области РС могут измениться требования к объему измерительной информации, необходимой для управления ими.

До недавнего времени в РС имелось незначительное количество измерительных комплексов, передающих данные в центры управления сетями, хотя для большинства отечественных сетей подобная особенность еще по-прежнему сохранилась. В условиях недостаточной наблюдаемости обычно большое внимание уделяется способам восполнения дефицита информации при помощи псевдоизмерений. Ранее планировалось, что псевдоизмерения станут важным источником данных, используемым при ОС РС [15, 16]. Их значения могут быть получены на основании статистической информации, где в качестве источников могут выступать:

- типовые графики потребления, применяемые при прогнозировании, совместно с коэффициентами распределения нагрузок по узлам модели [15, 17 – 20];
- выставленные потребителям счета за электроэнергию [15, 17, 19 – 21];
- ретроспективные данные [19, 20, 22];
- показания электроэнергии умных счетчиков [1, 18, 19].

Использование псевдоизмерений порождает новую проблему, которая связана с тем, что всю необходимую информацию для их формирования можно найти далеко не в каждом центре управления РС. Следствием этого стали исследования, направленные на развитие способов получения значений

псевдоизмерений на основе имеющихся данных. Например, в [21] предлагается для их формирования использовать групповые коэффициенты распределения нагрузок по узлам расчетной модели и рассчитывать значения псевдопараметров через взаимосвязи реальных измерений с данными коэффициентами. При таком подходе авторы предлагают принять допущение о сильной связи нагрузок потребителей внутри нагрузочной группы. Тогда, согласно источнику, если в наборе измерений подавляющее число параметров является псевдоизмерениями, то при ОС в действительности измеренные параметры могут выступать в качестве ограничений типа равенств (ОТР), для предотвращения их отклонения.

В целом, использование псевдоизмерений для восполнения дефицита исходной информации при ОС приводит к зашумлению решения, снижению его точности, а также к ряду других проблем. Например, обычно при создании псевдоизмерений используются данные об активной мощности или электроэнергии в месте потребления или генерации, так как другая необходимая информация отсутствует. В следствии этого возникают проблемы при определении реактивной мощности в рассматриваемом узле модели [15, 17]. В [5] рекомендуется для различных схемно-режимных ситуаций иметь собственные наборы ретроспективных данных, однако в практике такие данные обычно недоступны. Их отсутствие также оказывает негативное влияние на получаемое при ОС решение.

Если в наборе для оценивания подавляющее число параметров является псевдоизмерениями, то возникает ряд дополнительных проблем. Во-первых, будет существовать большая вероятность того, что в результате ОС полученный режим будет существенно отличаться от действительного состояния системы [20]. Для уменьшения количества псевдоизмерений в [23] предлагается объединить их в группы, при наличии такой возможности. По мнению авторов, такое объединение приведет к повышению точности прогнозирования псевдоизмерений. Другая проблема связана с тем, что в действительности измеряемые параметры обычно согласуются с частью псевдоизмерений, образуя при этом критическую группу. Тогда в процессе оценивания значений измерений данной группы изменяться не будут [16]. Таким образом, если среди измерений данной группы присутствуют

плохие данные или просто существенные отклонения от действительного режима работы системы, то определить ее действительное состояние будет невозможно. Удалить плохие данные в рассматриваемых условиях также не удастся [7].

Обычно считается, что использование данных коммерческого учета для определения значений псевдоизмерений позволяет получить достаточно точные параметры режима. Однако такой способ формирования псевдоизмерений может приводить к другой проблеме, хорошо описанной в [19]. Полагаясь на данные квитанций потребителей, а также другую известную о потребителях информацию, достаточно проблематично определить их место подключения, с точности до узла и фазы расчетной модели. Ошибки при агрегации данных приведут к неверному определению значений псевдоизмерений, что окажет негативное влияние на результат ОС. Современные счетчики используют связь со спутником для синхронизации времени. Согласно [19] данную технологию можно также применять для определения размещения измерительного прибора на местности. Однако даже это не позволяет избежать ошибок как минимум при определении фазы подключения прибора.

На основании проанализированных источников был сделан вывод, что для РС недопустимо использование большого количества псевдоизмерений в задаче ОС, так как в таком случае будет существовать большая вероятность получения режима, существенно отличающегося от реального. Использование подобных результатов при решении других режимных задач является недопустимым. Разработанные на текущий момент методы определения значений псевдоизмерений не позволяют получить необходимую точность таких параметров, потому что информация для их формирования частично отсутствует в центрах управления РС. Ввиду этих причин в настоящей работе псевдоизмерения не рассматриваются в роли одного из основных источников данных задачи ОС.

Распространена точка зрения, что телеизмерения в РС практически отсутствуют, однако проведенный анализ литературы показал рост внедрения различных измерительных устройств в зарубежных РС [24] за последние годы. На

сегодняшний день в них широко распространены и приходят в центры управления сетями следующие типы измерений:

1. Модули тока в ветвях или узлах – наиболее распространенный тип измерений для РС [7, 15, 17, 18, 25, 26], могут передаваться в центры управления сетями как суммой трех фаз, так и в виде измерений для каждой фазы [27];
2. Модули напряжений – встречаются измерения фазных напряжений и междуфазных модулей напряжений [7, 15, 17, 25 – 29];
3. Данные интеллектуальных счетчиков (Smart meters) – такие счетчики активно устанавливаются в современных РС [1, 15, 18, 19, 27], могут передавать в центры управления сетями помимо показаний электроэнергии еще и некоторые параметры электрического режима, такие как мощности и модули напряжений;
4. Модули напряжений и токов нулевой последовательности – распространены в РС [27];
5. Потоки активной/реактивной мощности в ветвях и узлах – до недавнего времени в РС практически не встречались [1, 15, 17, 27, 29, 30], но в последнее время заметно выделяется рост их числа;
6. Векторные измерения – пока отсутствуют в РС, но есть вероятность их наличия на границе с магистральными сетями. О перспективах их применения в РС упоминается в источниках [4, 5, 31, 32].

Как уже отмечалось выше, в настоящее время активно ведутся работы по реновации информационно-измерительного комплекса в РС. Эти процессы протекают и в отечественных энергосистемах (ЭС). Со временем возможности измерительных устройств растут, увеличивается перечень типов параметров, которые могут быть измерены и переданы в системы SCADA. В новых реалиях зачастую ограничением выступает уже не способность измерительных приборов получить конкретный параметр электрического режима, а необходимость передачи измеренной величины в центр управления. При этом, требуется учитывать стоимость пропускной способности сетей передачи данных и возможности оперативно-информационных комплексов осуществлять обработку и запись

полученного объема измерений. Перечень параметров, которые могут быть измерены в отечественных РС с помощью современных измерительных комплексов с разделением на классы напряжения энергообъектов [33], представлен в таблице 1.2, где верхнее подчеркивание символа параметра обозначает его усреднение.

Таблица 1.2. – Существующие в РС виды измерений

Измеряемые параметры электрического режима	Обозначение параметра	Класс напряжения энергообъектов, кВ		
		0.4	6-35 (110)	110 и выше
действующие значения фазных токов	$I_A, I_B, I_C$	+	+	-
действующее значения среднего фазного тока	$\bar{I}_\phi$	-	+	+
ток прямой последовательности	$I_1$	+	+	-
ток обратной последовательности	$I_2$	+	+	+
ток нулевой последовательности	$I_0$	+	+	+
действующие значения фазных напряжений	$U_A, U_B, U_C$	+	+	-
действующее значение среднего фазного напряжения	$\bar{U}_\phi$	-	+	-
действующее значения линейных напряжений	$U_{AB}, U_{BC}, U_{AC}$	-	+	-
действующее значение среднего линейного напряжения	$\bar{U}_L$	-	+	+
напряжение прямой последовательности	$U_1$	+	+	-
напряжение обратной последовательности	$U_2$	+	+	+
напряжение нулевой последовательности	$U_0$	+	+	+
активная и реактивная мощности фаз	$P_A, P_B, P_C,$ $Q_A, Q_B, Q_C$	+	+	+
суммарная активная и реактивная мощности	$P, Q$	-	+	+
полные мощности фаз	$S_A, S_B, S_C$	-	+	-
полная суммарная мощность	$S$	+	+	-
активная и реактивная мощности нулевой последовательности	$P_0, Q_0$	+	+	+

Модули ОС для РС обязательно должны иметь возможность использовать в качестве исходных данных наиболее распространенные в РС измерения, представленные в перечне выше. Первостепенную важность имеет возможность учета при ОС измерений модулей тока в узлах и ветвях, а также модулей междуфазных напряжений. Кроме того, необходимо ориентироваться на новые измерительные комплексы, которые становятся доступны в РС. В последнее время в РС широкое распространение получили измерения умных счетчиков. Согласно [5] такие счетчики способны снабжать информацией о мощности, модуле

напряжения, а также потреблении энергии на интервалах 5, 15, 60 минут. При практическом применении результатов ОС РС очень важно комплексно проработать вопрос учета дискретности измерений, а также периода их снятия и поступления в центры управления сетями. Можно заметить, что в РС видов измерений гораздо больше, чем принято учитывать при ОС магистральных сетей. Это отражается на алгоритмах ОС, разрабатываемых для данных видов сетей. В трехфазную постановку задачи ОС для увеличения избыточности могут быть включены также такие измерения, как: суммарная мощность трех фаз, междуфазное напряжение, токи и напряжения нулевой последовательности [27].

## **1.2 Перспективы использования теории оценивания состояния в распределительных сетях**

Большая размерность подведомственной сети, слабая оснащенность оборудования телеизмерениями и телесигнализацией состояния, отсутствие передачи измеренных параметров в центры управления сетями, отсутствие специализированных расчетных программных комплексов – до недавнего времени были основными факторами, оказывавшими значительное негативное влияние на управление режимами работы РС. Из них вытекали проблемы получения актуальной режимной схемы, поиска мест повреждений, уточнения текущего режима работы ЭЭС, снижения потерь и оптимизации режимов работы, контроля напряжений и токовой нагрузки [18, 34]. Однако к каким-либо критическим последствиям эти проблемы обычно не приводили, так как электроснабжение потребителей осуществлялось в соответствии с их категорией надежности, определяемой на этапе проектирования. По аналогичным причинам возникающие в РС аварии имели в большинстве случаев местный характер и не приводили к системному развитию аварии.

Из-за неполного охвата комплексами телесигнализации состояния объектов диспетчеризации РС, в центрах их управления по-прежнему возникают проблемы определения актуальной схемы ЭЭС. Для большинства РС, как отечественных, так и зарубежных данная проблема может иметь даже более высокий приоритет, в

сравнении с необходимостью определения текущего режима работы ЭЭС [19]. Она влечет за собой другую проблему – при отсутствии телесигнализации состояния определить наличие и примерное место возникновения обрыва в сети возможно только лишь по телефонным звонкам потребителей, так как параметры схемы сети и состояние ее сетевых элементов напрямую не наблюдаются. Данный фактор осложняет процесс поиска обрыва и увеличивает время восстановления электроснабжения потребителей. Работы по поиску, обнаружению и восстановлению возлагается на оперативно-выездные бригады, что увеличивает нагрузку на них, а также приводит к росту времени устранения неисправности.

В последнее время в РС повысилась вероятность появления двунаправленных потоков мощности, что вызвано широким распространением установок распределенной генерации во всем мире. Данное обстоятельство требует более точного контроля за электрическими режимами работы РС, что в свою очередь приводит к необходимости повышения уровня автоматизации этого процесса. Кроме того, для соответствия современным тенденциям в РС должны развиваться розничные рынки электроэнергии. В таких сетях могут возникнуть механизмы управления спросом, появиться аккумулирующие устройства и прочие механизмы, реагирующие на изменение потребления в зависимости от цены за электроэнергию на рынке. В новых реалиях при управлении РС должны решаться вопросы обеспечения надежной работы подключенных потребителей и источников генерации, что в ряде случаев будет уже определяться не категорией надежности, а условиями рынка.

Представленные выше проблемы напрямую или косвенно могут быть решены за счет применения алгоритмов ОС. В предыдущем разделе было показано, что число измерительных комплексов в РС увеличивается достаточно быстрыми темпами. Данный процесс стимулируется государственными программами в данной области, цифровизацией энергетики. Кроме того, современные счетчики АИИС КУЭ способны измерять и передавать мгновенные режимные параметры. При росте количества измерительных комплексов и настройке передачи их параметров в центры управления, увеличивается степень наблюдаемости РС. Если



ранее для некоторых ЭС решить задачу ОС не представлялась возможным, ввиду отсутствия необходимых данных, или это можно было сделать только при вводе большого числа псевдоизмерений, то со временем определить текущий электрический режим работы РС можно будет с помощью ОС данных, собранных с существующей измерительной аппаратуры.

Программные модули ОС уже в ближайшее время должны стать неотъемлемой частью новых информационно-управляющих систем диспетчеризации РС и войти в перечень DMS приложений. На основании результатов ОС может производиться контроль напряжений и токовой нагрузки РС. Также получаемые таким образом данные могут послужит в качестве исходных для решения задачи оптимизации режимов. Существующая на настоящий момент проблема определения актуальной схемы РС может быть решена путем поиска ошибок в состоянии оборудования на предполагаемой текущей схеме. Это может быть реализовано с помощью специальных алгоритмов, разработанных на базе теории ОС, например, представленного в [35], что для РС было рассмотрено в [36, 37]. В ближайшей перспективе механизмы определения текущего электрического режима работы РС должны стать важной частью их систем управления, необходимых для построения интеллектуальных РС [5] и развития рыночных механизмов. Востребованность в применении алгоритмов ОС для РС со временем будет только увеличиваться.

### **1.3 Обоснование необходимости применения трехфазных моделей для анализа режимов работы распределительных сетей**

Для получения наибольшей эффективности постановка задачи ОС должна максимально просто учитывать имеющиеся особенности систем, к которым ее применяют. Принятые в ней упрощения и используемая математическая модель ЭЭС не должны в значительной степени отклонять результаты оценивания от значений параметров действительного электрического режима работы анализируемых сетей. По версии авторов [2] для магистральных сетей наибольшее распространение получила формулировка задачи ОС, где в качестве элементов

вектора состояния (расчетного вектора) выступают узловые напряжения. Произошло это в следствии того, что формируемая в данном случае система уравнений будет содержать минимальное число неизвестных, ввиду преимущественно кольцевой топологии. Однолинейная модель для анализа режимов магистральных сетей стала применяться по причине симметричности их электрических режимов и сбалансированного распределения нагрузок по фазам. Ее использование значительным образом упрощало вычисления и не приводило к потере в их точности. В таблице 1.3, представленной ниже, приведено сравнение основных параметров магистральных и распределительных сетей, которые способны оказывать наибольшее влияние на формулировку задачи ОС, а также выбор между однолинейной и трехфазной моделью.

Исходя из представленного сравнения, можно сделать вывод, что успешно применяемые к магистральным сетям модели и методы ОС нельзя напрямую использовать для РС ввиду особенностей последних. Получившая широкое распространение в магистральных сетях классическая формулировка задачи ОС на базе комплексов напряжений теряет основные свои преимущества при ее использовании в области РС. Детальный анализ целесообразности ее использования, а также возможностей применения альтернативных формулировок задачи ОС для РС содержится в разделе 2.1 настоящей работы. Из представленного сравнения также следует вывод, что широко применяемые в различных задачах магистральных сетей однолинейные модели нельзя использовать в РС, ввиду несимметричности параметров схем замещения последних, а главное – несимметричности распределения нагрузок по фазам.

Модель является неотъемлемой частью любого объекта, характеристики которого планируется получить расчетным путем. На первых этапах исследований в области анализа электрических режимов работы РС использовалась однолинейная модель, в свое время получившая широкое распространение в магистральных сетях. Выбор данной модели для РС преобладающим образом был связан с дефицитом вычислительных мощностей, так как компьютеры прошлых десятилетий обладали достаточно ограниченными ресурсами. Применение

однолинейных моделей для анализа режимов работы РС приводило к необходимости принятия некорректного допущения о симметричности параметров электрического режима и сетевых элементов в РС [3, 38]. Такое допущение могло стать причиной возникновения существенных ошибок в результатах решения задач, целью которых является получение электрического режима работы ЭЭС.

Таблица 1.3. – Сравнение характеристик магистральных и распределительных сетей

Сравниваемый параметр	Магистральные сети	Распределительные сети
Нагрузки в фазах	распределены симметрично	распределены значительно несимметрично
Параметры схемы замещения	<ul style="list-style-type: none"> <li>для сетевых элементов отношение <math>R/X \ll 1</math>;</li> <li>телесигналы состояния имеет каждый объект, о состоянии которого необходимо знать.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>для сетевых элементов <math>R/X \approx 1</math>;</li> <li>большая разнородность параметров элементов схемы замещения;</li> <li>могут встречаться однофазные и двухфазные ответвления;</li> <li>не все оборудование обладает телесигнализацией состояния.</li> </ul>
Конфигурация сети	<ul style="list-style-type: none"> <li>сеть сложнозамкнутая с обилием колец;</li> <li>порядок узлов в модели <math>\sim 1\ 000 - 10\ 000</math>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>сеть радиальная (в перспективе - кольцевая)</li> <li>порядок узлов в модели может превосходить 10 000.</li> </ul>
Доступные измерения	<ul style="list-style-type: none"> <li>присутствует избыточность измерительной информации;</li> <li>распространены замеры потоков/инъекций мощности, модулей напряжений;</li> <li>встречаются векторные измерения;</li> <li>измерения токов и напряжений нулевой последовательности.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>избыточность измерений может отсутствовать, но уже сейчас активно внедряются умные счетчики и новые измерительные комплексы;</li> <li>распространены измерения модулей токов в ветвях и узлах, модулей линейных и фазных напряжений, токов и напряжений нулевой последовательности;</li> <li>начинают активной внедряться измерения мощностей.</li> </ul>
Приложения для управления сетями	<p>В приложения EMS входят:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>модули ОС, расчета установившегося режима, ВРДО и вывода оборудования в ремонт;</li> <li>задачи контроля перетоков, а также параметров электрического режима;</li> <li>комплексы для организации ремонтов оборудования;</li> <li>задачи для поддержания работы рынка электроэнергии и мощности.</li> </ul>	<p>В перспективе DMS будет включать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>модули ОС, расчета установившегося режима, расчета токов короткого замыкания, оптимизации режимов и определения места повреждения;</li> <li>комплексы для организации ремонтов оборудования;</li> <li>определения возможности подключения нового потребителя к узлу сети;</li> <li>контроля напряжений, токовой нагрузки и других технологических ограничений.</li> </ul>

Как в отечественных, так и в зарубежных РС не удастся симметрично распределить нагрузки по фазам сети несмотря на все старания энергетических компаний. В [28] отмечается, что в зарубежных РС уровень несимметричности фазных нагрузок может достигать до 17%. Кроме того, для части зарубежных ЭС свойственно, что их РС содержат неполнофазные ответвления, что повышает уровень несимметричности параметров электрического режима. В отечественных РС, несмотря на использование изолированной нейтрали и соединения обмоток трансформаторов по принципу звезда-треугольник, также не удастся избежать несимметрии распределения нагрузок. Использование такого соединения обмоток трансформатора позволяет снизить коэффициент несимметричности токов нулевой последовательности, но токи обратной последовательности продолжают присутствовать в сетях. Согласно результатам исследований, опубликованных в [39] на основании обследования электрических сетей класса 110 кВ МРСК Юга и Сибири, несимметричность токов основной частоты достигает 10-15%, а в отдельных точках сети превосходит отметку в 40%. Даже уровень несимметричности токов в 10% является существенным и не позволяет получать расчетным путем параметры актуального электрического режима при помощи однолинейных моделей [40, 41]. Кроме того, в РС достаточно редко встречается транспозиция фазных проводов, хотя, согласно [41], ощутимого влияния на анализ электрических режимов ее отсутствие не оказывает.

В отличие от зарубежных, для отечественных РС среднего класса напряжения не свойственны неполнофазные ответвления. Однако, перспективы работы сетей с в такой конфигурации некоторыми учеными рассматривается. Например, в [42, 43] анализируются возможности использования однофазных трансформаторов для снабжения потребителей с небольшой нагрузкой. Согласно представленным в [43] данными, по состоянию на 2013 год к сетям 6-10 кВ филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» присоединены 254 однофазных трансформатора. Найти однофазные трансформаторы можно и в брошюрах отечественных заводов изготовителей. Например, это масляные трансформаторы типов ОМ, ОМП, ОМГ, рассчитанные на напряжение от 6 до 27.5 кВ, имеющие

схему и группу соединений 1/1-0. Использование таких трансформаторов распространено в области железных дорог [44, 45]. В перспективе их применение может иметь значительный экономический эффект при подключении к ним потребителей небольшой мощности, расположенных в отдалении от крупной нагрузки, например, вышек сотовой связи. Однако, использование однофазных трансформаторов приводит к существенной несимметрии электрического режима.

Если однолинейная модель используется для ОС сети, электрический режим работы которой является несимметричным, то определяемое в результате состояние системы не будет являться наиболее вероятным. Кроме того, подзадачи ОС, например, поиск плохих данных, в рассматриваемой ситуации также будут приводить к неверному результату [41]. В последних работах на тему ОС РС применяются трехфазные модели, о чем можно сделать вывод исходя из проанализированной литературы [46].

В начале исследований возможностей применения методов ОС в сфере РС принималось допущение, что данный вид сетей в основном имеет радиальную структуру [21, 47]. В такой постановке задачи предлагались подходы к ОС, кардинально отличающиеся от методов, принятых в практике магистральных сетей. При развитии РС стало очевидным, что постепенно их топология будет меняться и приобретать кольцевую структуру. Таким образом, при разработке методов ОС для РС не желательно ориентироваться на их текущую, преимущественно радиальную структуру [48]. Необходимость в ОС РС будет возрастать с развитием данного вида сетей. Крайне важно, чтобы разрабатываемые для них алгоритмы ОС учитывали перспективные условия работы.

Использование трехфазных моделей требует проверки возможности применения существующих алгоритмов ОС для решения данной задачи. Кроме того, необходима проверка допустимости применения методов, направленных на идентификацию ошибок в наборе измерений и состоянии элементов модели сети. В новых реалиях эти методы могут получить допущения и ограничения, отличающиеся от принятых для однолинейных моделей, а также потребовать модификации. Кроме того, вновь набирает актуальность проблема повышения

скорости решения задачи ОС, так как при использовании трехфазных моделей значительно возрастает ее вычислительная сложность.

#### **1.4 Развитие теории оценивания состояния**

Известно, что управление режимами работы ЭЭС в первую очередь осуществляется на основании телеметрии, поступающей с объектов диспетчеризации в центры управления сетями. Перед использованием показаний телеметрии в EMS и DMS приложениях, а также отображением измеренных значений на графических формах, измерения проходят ряд этапов, на каждом из которых в их значениях может возникнуть ошибка.

При определении значения любого параметра с помощью измерительного комплекса невозможно избавиться от ошибок, так как каждое средство измерения имеет погрешность. Ошибки могут возникать не только в процессе измерения значения, но и в ряде других случаев. Например, при передаче измеренной величины в место сбора и при его сохранении в специализированном комплексе. Следовательно, требуются средства, позволяющие выполнять достоверизацию значений измеренных параметров. Данная задача получения наиболее вероятного электрического режима работы ЭЭС была сформулирована в 70-х годах прошлого века и стала хорошо известна, как задача оценивания состояния. Изначально она была ориентирована лишь на магистральные сети, так как их надежная, устойчивая работа основывается на контроле электрического режима работы сети.

За годы существования теории ОС было посвящено большое количество работ. Огромный вклад в ее развитие внесли отечественные ученые. Среди них у истоков ОС стоят А.З. Гамм, И.И. Голуб, И.Н. Колосок [10, 49 – 55]. Помимо развития теории классического статического ОС их работы также посвящены созданию и разработке подхода к ОС на базе контрольных уравнений [52, 54, 55]. Развитию и популяризации в России методов робастного ОС посвящены исследования М.В. Хохлова [56 – 61]. Важным этапом становления ОС была реализация данных алгоритмов в качестве программных комплексов, используемых на практике в задачах диспетчерского управления ЭЭС. Такая

реализация была произведена В.Л. Прихно [62 – 64] в ПО «КОСМОС», а также Д.М. Максименко и В.Г. Неуйминым [65, 66] в ПК «RastrWin». На развитие теории ОС и систематизацию знаний в данной области огромное влияние оказали работы А. Абура и А. Гомеза. Упоминание об их книге [67] можно встретить практически в каждой научной статье, посвященной ОС.

После того, как основные проблемы использования алгоритмов ОС для магистральных сетей были решены область исследований ученых постепенно стала смещаться в сторону РС. Первые работы на данную тему были представлены в 90-х годах прошлого века [16, 20, 28, 30, 34]. Необходимость в определении электрического режима работы РС начала возникать в связи перспективами их развития, а также с повсеместным распространением вычислительной техники и появлением возможности автоматизации сложных задач, в том числе, частичной автоматизации процесса управления РС. Проекты модернизации РС продолжают реализовываться и актуальность применения алгоритмов ОС в таких сетях начинает повышаться. Об этом свидетельствует увеличение количества выполняемых исследований в данной области, что подтверждают обзорные статьи [1, 3, 7, 46]. С повышением уровня автоматизации РС алгоритмы ОС станут такими же незаменимыми при управлении РС, как при диспетчеризации магистральных сетей.

Первоначально интерес к ОС РС возник у зарубежных исследователей. Впоследствии заинтересованность к данной теме стали проявлять и отечественные ученые [10, 51], специализирующиеся в области ОС. Выполнение к настоящему моменту исследования в рассматриваемой области в наибольшей степени были ориентированы на выбор постановки задачи, которая позволяла бы наилучшим образом учитывать все особенности таких сетей и в то же время имела наибольшую простоту. Также, большой объем работ был посвящен теме восполнения дефицита измерительной информации. Главными проблемными моментами в теме ОС РС по-прежнему остаются:

- выбор состава расчетного вектора (в большинстве случаев – вектора состояния), элементами которого могут быть значения комплексных токов ветвей или напряжений узлов;
- применение теории ОС для решения задач РС, возникающих в процессе эксплуатации;
- учет при ОС распространенных в РС видов измерений, а также повышение уровня наблюдаемости ЭС, в частности, путем создания псевдоизмерений;
- алгоритмическая реализация ОС, включающая:
  - влияющие на скорость ОС арифметические аспекты расчета,
  - снижение числа обусловленности матрицы коэффициентов,
  - а также возможность решать задачу ОС централизованно или с использованием распределенной архитектуры (на нескольких отдельных серверах, обменивающихся информацией при расчете).

Настоящая работа является продолжением исследований в области ОС РС напряжением 6 – 35 кВ. В ней рассматривается применение к трехфазным моделям ЭЭС альтернативных методов ОС на базе МВНК, позволяющие значительно снизить число обусловленности формируемой системы уравнений. На основании полученных данных о существующих в отечественных РС измерительных комплексах представлены способы включения в задачу ОС новых измерений, повышающих избыточность исходной информации. В работе рассмотрены особенности применения теста нормализованных невязок измерений для трехфазных моделей ЭЭС. Кроме того, была предложена модификация метода поиска топологических ошибок, который изначально был разработан К. Клементсом и П. Дэйвисом для однолинейных моделей ЭЭС. Новая модификация данного метода позволяет выполнять идентификацию и определение ошибок в фазах сетевых элементов трехфазной модели, используемой при ОС.

Кроме того, внимание в настоящей работе уделялось вопросом повышения скорости выполнения ОС на современных компьютерах. Необходимость в увеличении быстродействия алгоритмов ОС существовала на протяжении всего



времени развития теории. В первую очередь это вызвано высокой степенью важности задачи, так как получаемые при ее решении данные используются в качестве исходной информации для других модулей EMS. Например, на базе результатов ОС:

- организована работа централизованной системы противоаварийной автоматики магистральных сетей;
- производится контроль режимных ограничений, в том числе, определение значений действительных, а также допустимых перетоков активной мощности;
- решается задача вывода оборудования в ремонт;
- осуществляется выявление недостоверной телеметрии.

Первоначально существенным ограничением для ускорения ОС выступали характеристики используемых в то время ЭВМ, а впоследствии – размерности математических моделей ЭЭС. Например, одна из американских однолинейных моделей для ОС по состоянию на 2013 год включала около 7 500 узлов, 9 300 ветвей и 27 000 измерений [68]. Она принадлежит Бонневильскому управлению энергетики. ОС модели подобной размерности является трудоемким процессом, так как формируемые в ходе решения задачи матрицы обладают огромными размерностью и разреженностью. Даже для современной вычислительной техники работа с такими системами очень затруднительна. Согласно источнику [68], используемый на практике модуль ОС производил решение задачи с использованием такой модели в среднем за 15-30 секунд, что в условиях возникновения аварийной ситуации могло иметь критический характер. Это побудило к проведению исследований, направленных на анализ возможностей увеличения скорости решения задачи [69 – 71].

С появлением перспектив выполнения ОС в фазных координатах проблема увеличения скорости алгоритмов оценивания вновь выходит на ведущий план. Если предположить, что размерности моделей РС будут меньше, чем модель Бонневильского управления энергетики, необходимость учета трех фаз увеличат

размерность задачи в 3 раза. Кроме того, в таком случае увеличится число ненулевых элементов в матрице Якоби, а также производных от нее матрицах. Причиной увеличения числа ненулевых элементов являются междузависимости, которые важно учитывать для получения математических моделей ЭЭС необходимой точности. Последняя глава настоящей работы посвящена аспектам увеличения скорости математических операций и выбора эффективных программных пакетов для решения СЛУ.

### **1.5 Выводы по главе 1**

1. Современные РС развиваются стремительными темпами, что уже сейчас требует обратить внимание на их перспективные проблемы. В них активно появляются новые измерительные комплексы, развиваются розничные рынки и концепции энергоэффективного потребления. В таких условиях невозможно представить их будущее функционирование только лишь с использованием существующего в РС программного обеспечения. Необходимо внедрение новых ОИК, разработанных специально для нужд РС, а также программных комплексов для расчета и анализа электрических режимов работы данного вида сетей.
2. Несмотря на бурное развитие, нерешенными остаются многие проблемы в области РС, существующие в течение длительного времени. К таким проблемам относится получение актуальной топологии сети, определение места аварии, достоверизация поступающей телеметрии, получение текущего режима работы РС и т.д. Их решение должно быть найдено в новых реалиях, с применением современных вычислительных методов и программных комплексов, которые потребуются для управления РС в ближайших перспективах.
3. Правила проектирования и функционирования РС, возникшие при их историческом формировании, имеют свои особенности, что вносит определенные черты, которые кардинально отличают РС от магистральных сетей. В следствии этого, обычно применяемые в магистральных сетях

методы анализа электрических режимов работы зачастую нельзя напрямую использовать в области РС. Следовательно, необходима разработка и адаптация подходов к ОС РС, учитывающая особенности последних.

## **ГЛАВА 2. ПОДХОДЫ К ОЦЕНИВАНИЮ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Во второй главе работы показано, что при ОС с использованием трехфазных моделей РС среднего класса напряжения пренебрежение взаимоиндукциями сетевых элементов приводит к значительным погрешностям моделирования. С другой стороны, их исключение из матрицы проводимостей позволяет выполнить разделение трехфазной модели и решать три задачи ОС в отдельности для каждой из фаз, что является плюсом. Несмотря на данное преимущество, это может привести к значительным ошибкам в результатах ОС. В главе рассмотрены формулировки задачи статического ОС РС, где в качестве элементов вектора состояния в прямоугольной или полярной формах выступают токи ветвей или напряжения узлов. Проанализированы плюсы и минусы данных формулировок, а также рассмотрены некоторые другие альтернативные методы ОС. Показано, как распространенные в РС виды измерений могут быть учтены в задаче ОС в фазных координатах. В текущей главе представлены основные методы ОС, получившие наибольшее распространение в магистральных сетях, а также показано, как они могут быть адаптированы для работы с трехфазными моделями ЭЭС при использовании основных видов измерений РС.

### **2.1 Оценивание состояния в фазных координатах**

Ранее было отмечено, что РС имеют достаточно много отличий от магистральных сетей. Эти отличия связаны как с характером управления ими, так и с особенностями их топологий, режимов, существующими видами измерений и параметрами моделей. Так как режимы работы РС обычно являются значительно несимметричными, то их анализ должен осуществляться с помощью трехфазных моделей. Таким образом, ОС РС должно выполняться в фазных координатах и учитывать основные виды измерений, распространенные в таких сетях.

Особенности применения методов ОС к трехфазным моделям РС будут рассматриваться в следующих разделах настоящей главы.

### **2.1.1 Классическая постановка задачи оценивания состояния методом взвешенных наименьших квадратов**

В теории ОС электрический режим работы ЭЭС в любой момент времени представляется через вектор  $x$ , с помощью элементов которого и математической модели ЭЭС вычисляются другие режимные параметры. Вектор  $x$  принято называть вектором состояния. Иногда вместо вектора состояния используется расчетный вектор. Данный термин применяют ввиду того, что обычно под вектором состояния понимается одномерный массив, состоящий из минимального числа элементов, с помощью которых может быть точно определено состояние ЭЭС. В расчетный вектор может входить избыточное число параметров, относящихся к единому электрическому режиму, что может использоваться для упрощения вычислений некоторых зависимых параметров при ОС.

Собираемые по ЭС измерения могут быть получены расчетным путем с помощью следующей функциональной зависимости:

$$z = h(x) + e, \quad (2.1)$$

где  $z = [z_1 \ z_2 \ \dots \ z_m]^T$  – вектор измерений;  $x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$  – вектор состояния системы или расчетный вектор;  $h(x) = [h_1(x) \ h_2(x) \ \dots \ h_m(x)]^T$  – вектор нелинейных функций;  $h_t(x)$  – нелинейная функция, с помощью которой для измерения  $t$  может быть расчетным путем получено значение соответствующего ему параметра через элементы вектора состояния  $x$  и параметры математической модели ЭЭС;  $e = [e_1 \ e_2 \ \dots \ e_m]^T$  – вектор ошибок измерений;  $m$  – количество измерений;  $n$  – число переменных вектора состояния.

Когда ОС электрического режима работы ЭЭС на базе узловых напряжений выполняется с использованием однолинейной модели, вектор состояния включает линейные напряжения в узлах модели, представленные в комплексной форме. С их помощью при наличии модели сети могут быть расчетным путем получены остальные режимные параметры. Если ОС на базе узловых напряжений

выполняется в фазных координатах и с использованием трехфазных моделей, то в таком случае вектор состояния будет включать комплексные значения фазных напряжений для возможности выражения через них величин измерений, например:

$$x^T = [\delta_{ref+1}^a \quad \delta_{ref+1}^b \quad \delta_{ref+1}^c \quad \cdots \quad \delta_k^c \quad V_{ref}^a \quad V_{ref}^b \quad V_{ref}^c \quad \cdots \quad V_k^c], \quad (2.2)$$

где  $d \in a, b, c$ ;  $\delta_i^d$  – угол (фаза) напряжения фазы  $d$  узла  $i$ ;  $V_i^d$  – модуль напряжения фазы  $d$  узла  $i$ ;  $ref$  – индекс базисного узла;  $ref + 1$  – индекс узла, следующий в векторе состояния за базисным узлом;  $k$  – количество узлов модели (их последний порядковый индекс). Часть фазных модулей и углов напряжений может отсутствовать в векторе состояния для конкретных узлов, если для данных участков сети модель является неполнофазной (двухфазной или однофазной). Углы фаз напряжений базисного узла не включаются в вектор состояния.

ОС позволяет расчетным путем получить наиболее вероятное состояние системы в заданный момент времени при использовании набора измерений, их статистических параметров и математической модели ЭЭС. Наиболее широкое распространение получил подход к ОС, основанный на методе взвешенных наименьших квадратов (МВНК). Он может быть представлен в виде задачи минимизации следующей целевой функции:

$$J(x) = \sum_{t=1}^m W_{tt} \cdot (z_t - h_t(x))^2 = [z - h(x)]^T \cdot W \cdot [z - h(x)], \quad (2.3)$$

где  $W = R^{-1}$ , а  $R$  является диагональной матрицей весовых коэффициентов измерений, в которой каждый элемент ( $R_{tt} = \sqrt{\sigma_t}$ ) равняется соответствующему квадратному корню дисперсии измерения  $t$ . Обычно решение задачи ОС находится итерационно с применением метода Гаусса-Ньютона:

$$G(x^k) \cdot \Delta x^k = H^T(x^k) \cdot W \cdot (z - h(x^k)), \quad (2.4)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^{k+1}, \quad (2.5)$$

где  $x^k$  – вектор состояния системы на итерации  $k$ ;  $\Delta x^k$  – вектор приращения вектора состояния системы на итерации  $k$ ;  $H(x^k) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$  – полученная на итерации  $k$  матрица Якоби, состоящая из частных производных нелинейных функций измерений  $h(x)$  по переменным вектора состояния (она является прямоугольной и

имеет размерность  $m \times n$ ;  $G(x^k) = H^T(x^k) \cdot W \cdot H(x^k)$  – матрица коэффициентов.

Как и в постановке задачи ОС для однолинейной модели [67], при использовании трехфазной модели матрица Якоби будет прямоугольной. В таком случае ее размерность увеличится приблизительно в девять раз, что будет зависеть от наличия однофазных и двухфазных ответвлений. Матрица Якоби при ОС трехфазной модели измерениями которой являются потоки мощности в ветвях и узлах, а также модули напряжений будет иметь следующий вид:

$$H = \left[ \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial \theta_a} & \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial \theta_b} & \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial V_a} & \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial V_b} & \frac{\partial P_{inj}^a}{\partial V_c} \\ \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial \theta_a} & \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial \theta_b} & \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial V_a} & \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial V_b} & \frac{\partial P_{inj}^b}{\partial V_c} \\ \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial \theta_a} & \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial \theta_b} & \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial V_a} & \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial V_b} & \frac{\partial P_{inj}^c}{\partial V_c} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial \theta_a} & \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial \theta_b} & \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial V_a} & \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial V_b} & \frac{\partial P_{flow}^a}{\partial V_c} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial \theta_a} & \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial \theta_b} & \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial V_a} & \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial V_b} & \frac{\partial Q_{inj}^a}{\partial V_c} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial \theta_a} & \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial \theta_b} & \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial \theta_c} & \dots & \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial V_a} & \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial V_b} & \frac{\partial Q_{flow}^c}{\partial V_c} \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \frac{\partial V_{mag}^a}{\partial V_a} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial V_{mag}^b}{\partial V_b} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \frac{\partial V_{mag}^c}{\partial V_c} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

В качестве элементов расчетного вектора, на основании которых будет находиться решение задачи ОС, обычно выступают комплексные параметры токов

ветвей или напряжений узлов. Элементы расчетного вектора могут быть записаны в полярной или прямоугольной форме. Помимо представленных, в научных публикациях можно встретить постановку задачи ОС на базе мощностей ветвей [3], но, судя по количеству найденных источников, широкого распространения она не получила.

### **2.1.2 Оценивание состояния на базе токов ветвей**

Согласно [7], наибольшее распространение для ОС РС получили подходы, где в качестве элементов расчетного вектора используются комплексные значения токов ветвей, представленные в полярной [31, 48, 72, 73] или прямоугольной форме [4, 29 – 31, 73, 74]. В данных подходах каждая итерация решения задачи состоит из двух этапов – получения уточненных значений измерений и расчета напряжений в узлах системы. В первоначальном виде такие подходы учитывали только измерения модулей тока в узлах и ветвях. При совместном наличии измерений активных и реактивных мощностей они также учитывались в задаче и переводились в токи на каждой итерации расчета, после обновления значений узловых напряжений. В оригинале формулировки [30] измерения напряжений были исключены из анализа, за счет чего матрица Якоби не изменялась в процессе итерационного решения задачи.

Принятое в оригинальной формулировке подхода исключение напряжений из вектора измерений приводит к снижению уровня информационной избыточности, а также существенно ухудшает точность результата ОС. Для решения этой проблемы дальнейшие модификации рассматриваемого подхода были направлены на компенсацию данного недостатка. От модификации требовалось, чтобы учет измерений модулей напряжений не приводил к потере простоты и основных преимуществ рассматриваемого подхода [4, 29, 31, 72, 74]. Исходя из опубликованных в исследованиях результатов, учет напряжений в данной формулировке значительно улучшает точность получаемого решения. В таком случае полученные в результате ОС модули напряжений будут гораздо ближе к измеренным, а следовательно, и реальным значениям. Однако, в данной



модификации ухудшается обусловленность формируемой при ОС СЛУ, так как сопротивления линий возвращаются в функции некоторых измерений. Следовательно, они возвратятся и в матрицу Якоби. Также, в данном случае, ввода допущений потребуют восстановление неизменности матрицы Якоби и пофазное разделение задачи при использовании трехфазной модели ЭЭС. Так, например, в [29, 72], при вводе измерений напряжений предлагается взаимное влияние фаз не учитывать, следовательно, задачу по-прежнему можно будет разделить и решать для каждой фазы в отдельности.

В [4, 31] предлагается включить в вектор состояния только модуль напряжения балансирующего узла для возможности подавления в нем ошибок. Согласно данным источникам для учета комплексного измерения напряжения балансирующего узла лучше использовать прямоугольную форму записи вектора состояния, где оно будет иметь действительную и мнимую части. Плюсом прямоугольной формы записи является сохранение линейности функций расчета элементов матрицы Якоби. При учете векторных измерений в формулировке задачи ОС в токах, выраженных в полярной форме, среди элементов матрицы Якоби появляется нелинейность.

К другим недостаткам формулировки ОС в токах относится необходимость одновременного наличия измерений активной и реактивной мощностей [3] для возможности их преобразования в комплексное псевдоизмерение тока. Перевод измерений мощностей в токи потребует перерасчета весов измерений [7]. Если действий по коррекции весов не предпринимать, то при ОС не удастся учесть полученные измерения в контексте их новой погрешности. Кроме этого, возникает проблема решения задачи поиска плохих данных. Так как измерения активной и реактивной мощностей не будут использованы напрямую, грубая ошибка не сможет быть обнаружена только в одном из данных измерений, тогда при идентификации плохих данных с большой вероятностью будет целиком удалено комплексное псевдоизмерение тока.

Поиск плохих данных в наборе измерений для формулировки задачи ОС в токах можно производить по значениям нормализованных невязок измерений или

с помощью робастных методов ОС. Если измерения напряжений исключены из вектора измерений, то поиск плохих данных в них может быть выполнен путем сравнения расчетных значений напряжений в узлах с измеренными величинами [30]. Так как в данной формулировке расчетные значения напряжений в узлах сети зависят от принятого напряжения базисного узла, то о наличии в нем ошибки будут свидетельствовать отклонения всех остальных измерений напряжений от расчетных значений. Аналогично, если отклонения выявлены в ряде измерений модулей напряжений, за исключением измерений в базисном узле, то это будет свидетельствовать о наличии в них ошибок.

Проведенный анализ публикаций показал, что при формулировке задачи ОС в токах проводимый на каждой итерации расчет узловых напряжений наиболее часто предлагается выполнять методом простой итерации. В первую очередь это связано тем, что на текущий момент существующие РС имеют преимущественно радиальную структуру, при их переходе на локально-кольцевые схемы, ожидаемом в перспективе, расчет узловых напряжений методом простой итерации может стать менее привлекательным. Скорость расчета узловых напряжений существенно влияет на вычислительные характеристики формулировки ОС в токах. В [48] рассматривается возможность использования метода Ньютона-Рафсона для расчета узловых напряжений. Данный метод может оказать положительное влияние на вычислительные характеристики задачи не только ввиду изменения схем работы РС, но и по причине его хорошей алгоритмической проработанности.

### **2.1.3 Оценивание состояния на основе напряжений узлов**

В сфере магистральных сетей наиболее широкое распространение получили формулировки задачи ОС, где в качестве элементов вектора состояния используются комплексы напряжений узлов. Для РС предпринимались попытки адаптации данных формулировок как в полярных [3, 16, 20, 22, 27, 28, 75 – 78], так и в прямоугольных [5, 20, 26, 51, 76] координатах. Основным недостатком использования напряжений узлов в качестве вектора состояния является проблема плохой обусловленности. Наиболее остро она проявляется при учете измерений

транзитных узлов и, в меньшей мере, из-за наличия измерений инъекций (потоков мощности или токов в узлах). Данную проблему можно комплексно, но только частично, решить изменением формы записи итоговой системы уравнений, что более подробно описано в разделе 2.4 настоящей работы. Кроме того, негативное влияние на обусловленность оказывает одновременное наличие в модели длинных и коротких линий, что можно в некоторой степени подавить путем эквивалентирования коротких линий в узлы. Такой подход применяется в промышленной программе для оценивания электрических режимов ПО «КОСМОС» [79]. Другой проблемой, связанной с ухудшением сходимости ОС, имеющей особую важность для РС, является использование в данной формулировке задачи измерений модулей тока в узлах и ветвях [16].

В некоторых источниках для рассматриваемой формулировки поднимается проблема нелинейности функций, используемых при получении расчетных значений измеряемых параметров, а также элементов матрицы Якоби. Данные нелинейные функции обычно содержат тригонометрические операции. Если для ОС используется трехфазная модель, то число тригонометрических операций возрастает в три раза, в сравнении с применением однолинейной модели. Расчеты с использованием данных функций являются достаточно трудоемкими с вычислительной точки зрения. Для их упрощения в [16] предлагается не обновлять значения напряжений и тригонометрических функций по мере изменения вектора состояния, что приведет к неизменности значений элементов матрицы Якоби, но может оказать негативное влияние на результаты ОС. Большинство элементов матрицы Якоби будут являться константами в том случае, если ОС выполняется на базе представленных в прямоугольной форме комплексов напряжений узлов, когда измерения мощностей заменяются на эквивалентные измерения токов [20]. В [26], в дополнении, авторы предлагают пренебрегать взаимоиндукцией фаз, что позволяет решать задачу ОС для каждой фазы в отдельности. Такой подход позволяет выполнять ОС быстрее, в сравнении с предыдущим случаем.

При использовании измерений тока в формулировке задачи ОС на базе напряжений узлов в полярной форме существуют некоторые ограничения,

которые, во-первых, связаны с возникновением плохой обусловленности при вводе в задачу значений замеров малой величины, и, во-вторых, появляются при использовании плоского старта в качестве начального приближения. Первую проблему можно решить при преобразовании измерений токов малой величины в измерения мощностей [16]. Для решения второй проблемы существуют несколько способов [16, 67]:

- внесение небольших случайных отклонений в элементы вектора состояния, формируемом при плоском старте;
- исключение измерений тока на первых итерациях решения задачи ОС;
- добавление шунтов в узлы, в которых есть измерения токов.

Более подробно подходы к использованию измерений тока при формулировке задачи ОС на базе напряжений в полярной форме описаны в разделе 2.3 настоящей работы.

#### **2.1.4 Альтернативные постановки задачи оценивания состояния**

Проведенный в рамках текущей работы анализ публикаций [46] по теме ОС РС показал, что достаточно многие исследователи [18, 19, 21, 24, 34] придерживаются мнения, что адаптировать подходы ОС магистральных сетей для нужд РС нецелесообразно, ввиду большого числа отличительных характеристик последних. Обычно в таких работах можно встретить альтернативные постановки задачи ОС. Чаще всего подобные алгоритмы имеют множество допущений, например: рассчитаны исключительно на сети радиальной структуры, используют только наиболее распространенные виды измерений (токи и напряжения). Однако данные алгоритмы имеют простые формулировки, что при реализации должно положительно сказаться на их вычислительных характеристиках.

Большинство альтернативных подходов к ОС РС основываются на алгоритме прямого-обратного хода [19, 21, 24]. С помощью него решение задачи ОС достигается за счет выполнения нескольких итераций, в течение которых производится перебор всех узлов. Изначально он выполняется в направлении от

конечных потребителей к питающему узлу, во время которого осуществляется балансировка измерений с учетом их весов. Далее, при движении в обратном направлении, выполняется расчет узловых напряжений. Развитие данного подхода рассматривается в [24], где представлен способ получения дорасчетных параметров, основывающийся на топологическом анализе и обработке существующих измерений. Использование такого рода подхода в качестве восполняющего источника данных может стать весьма актуальным, ввиду слабого оснащения РС измерительной информацией. Получаемые таким образом значения параметров, при их надлежащем учете в задаче ОС, могут стать гораздо полезнее, чем псевдоизмерения, формируемые на основании статистических и прогнозных данных. Результаты проведенных в [19] исследований показали, что основанное на алгоритме прямого-обратного хода ОС хорошо приспособлено к учету измерений потоков в узлах и ветвях, но значительно хуже обрабатывает измерения напряжений. Данные постановки имеют наибольшую эффективность при их применении к ЭС, имеющим радиальную структуру. Если топология модели ЭС будет содержать кольца, то при решении задачи ОС в рассматриваемой постановке будут проводиться расчеты уравнивающего тока.

В [34] представлен альтернативный подход для однолинейной модели, основанный на расчете УР, позволяющий с помощью измерений и псевдоизмерений, согласно их статистическим характеристикам, получать приближенный электрический режим. В [18] предлагается алгоритм на основе УР и ОС МВНК для трехфазной модели, где ОС применяется для создания баланса между прогнозными значениями потребления нагрузочных групп и измеренных параметров, а расчет УР для определения потерь и, в соответствии с ними, изменения коэффициентов, используемых при расчете нагрузочных групп.

На сегодняшний день достаточно распространена ситуация, когда на одних энергообъектах РС может быть установлено современное измерительное оборудование, предоставляющее фазные параметры режима, в то время как на других объектах, не прошедших модернизацию, будут измеряться только усредненные трехфазные параметры, то есть будут доступны только линейные

измерения. Все рассматриваемые энергообъекты могут работать на едином классе напряжения и относиться к одной сетевой компании. Трехфазная постановка ОС к ним будет не применима, так как в рамках нее система не будет наблюдаемой посредством существующего набора измерений. Ввиду несимметричности режимов использование однолинейной модели для такой системы приведет к существенным ошибкам в результатах ОС и к непригодности полученных таким образом данных. При существенном проценте энергообъектов, наблюдаемых только с помощью трехфазных измерений и расположенных в рамках одного энергопредприятия, может стать обоснованным применение модели, способной производить расчеты ЭС, содержащих трехфазные и однолинейные участки сети в рамках одной математической модели. В [33] для данных целей предложена и описана гибридная трехфазно-однолинейная модель установившегося режима работы электрической сети. Она использует в качестве независимых переменных потоки мощностей в ветвях схемы сети, что позволяет в зависимости от доступной измерительной информации на участке или элементе сети и требований к решаемой задаче применять фазную или линейную форму описанной модели.

### **2.1.5 Сравнение оценивания состояния на базе токов ветвей с оцениванием состояния на основе узловых напряжений**

Основываясь на проделанном анализе можно сделать вывод, что существует множество формулировок задачи ОС для РС, но наибольшее распространение получили только две из них. В первой формулировке в качестве элементов вектора состояния выступают комплексы напряжений узлов, а во второй – параметры токов ветвей. Каждая из них имеет свои плюсы и минусы. На подавление их отрицательных характеристик обычно направлены подходы к формированию СЛУ, создаваемых в ходе итерационного решения задачи ОС, а также способы записи расчетного вектора. Краткое сравнение данных формулировок представлено в таблице 2.1. При сопоставлении использовались получившие наибольшее распространение модификации рассматриваемых формулировок, за счет которых часть их недочетов была устранена.

Таблица 2.1. – Сравнение формулировок задачи ОС для РС

	<b>Токи ветвей</b>	<b>Напряжения узлов</b>
<b>+</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• простота функций измерений и снижение вычислительной нагрузки при использовании исключительно измерений тока;</li> <li>• наличие возможности с незначительными допущениями разделения задачи на три подзадачи, решаемые независимо для каждой фазы;</li> <li>• простота эквивалентирования модели.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• распространение формулировки в магистральных сетях и множество примеров ее успешного практического применения;</li> <li>• проработанность основных проблемных моментов;</li> <li>• простота учета широкого спектра измерений.</li> </ul>
<b>—</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• расчет узловых напряжений, выполняемый на каждой итерации задачи ОС;</li> <li>• необходимость при изменении напряжений обновления эквивалентных измерений тока, получаемых на основании измерений мощностей;</li> <li>• для получения комплексного псевдоизмерения тока необходимы измерения активной и реактивной мощности;</li> <li>• при идентификации плохих данных в псевдоизмерении тока с большой вероятностью происходит избыточное исключение измерений активной и реактивной мощностей;</li> <li>• необходимость добавления для каждого кольца сети в систему уравнения, составленного по первому закону Кирхгофа или измерения потока в ветки контура.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• проблема плохой обусловленности, которая для РС стоит еще более остро;</li> <li>• существенная нелинейность, при использовании трехфазных моделей, усугубляющаяся при учете взаимного влияния фаз;</li> <li>• отсутствие возможности разделения задачи, при использовании трехфазных моделей, без ввода дополнительных упрощений;</li> <li>• трудность учета измерений тока как при выборе начального приближения для вектора состояния, так и при вычислениях, при сходимости итерационного расчета.</li> </ul>

С момента начала исследований в области ОС РС было написано множество работ, посвященных сравнению данных формулировок, например [2, 20, 26]. Полученные в них результаты неоднозначны и позволяют заключить, что преимущества и недостатки каждой из формулировок достаточно сбалансированы. Обычно, при сопоставлении формулировок ОС сравнивается только время, затрачиваемое на решение задачи, так как каждая из них приводит к практически одинаковому результату, который может незначительно отличаться ввиду принятых допущений. В то время как одна формулировка будет лучшей среди рассматриваемых в условиях ее применения к конкретной модели и конфигурации измерений, другая может оказаться лучшей при изменении этих условий. Такой

вывод можно сделать из результатов расчетов, приведенных в [2]. Когда количество измерений модулей напряжений преобладает над числом других измерений, формулировка ОС на основе узловых напряжений будет работать быстрее, но так как в РС измерения напряжений обычно занимают малую часть от общего числа, выгоднее использовать формулировку задачи ОС на базе токов ветвей.

Стоит учитывать, что при выборе формулировки ОС на базе токов ветвей наиболее оптимальным является исключение из расчетного вектора параметров напряжений, иначе основные преимущества данной формулировки теряются. Однако, если расчетный вектор содержит исключительно токи ветвей, тогда при ОС на каждой итерации минимизации ошибок измерений необходимо решать задачу расчета установившегося режима для определения значений напряжений в узлах сети, а также других параметров режима. Наиболее часто для расчета электрического режима модели сети промышленного размера применяются итерационные методы. В таком случае во время решения одной итерационной задачи будет решаться другая, что может быть отнесено к недостатку рассматриваемого подхода.

В данной диссертационной работе исследования проводились при использовании в качестве элементов вектора состояния комплексов напряжений узлов, выраженных в полярной форме. Выбор был сделан в пользу такой формулировки, так как она получила широкое распространение в магистральных сетях. Данная формулировка имеет высокий уровень проработанности и в ходе выполненного анализа в ней не было выявлено существенных проблем, препятствующих ее применению для решения задачи ОС РС.

## **2.2 О необходимости учета взаимоиндукций сетевых элементов в трехфазных моделях РС среднего класса напряжения**

На первых этапах данной работы проводились исследования [75], направленные на анализ необходимости учета междуфазных взаимосвязей сетевых элементов при ОС РС среднего класса напряжения, где учитывалось, что



нормальные режимы работы РС могут быть в значительной степени несимметричны. Для осуществления такой оценки была взята типовая схема РС IEEE 13. Данная сеть имеет однофазные и двухфазные ответвления на среднем классе напряжения, что более характерно для зарубежных ЭС. Она имеет существенно несимметричные нагрузки в местах потребления и симметричные параметры линий. Модель данной сети создавалась на основании характеристик, представленных в [80].

Для упрощения моделирования и расчетов из схемы IEEE 13 были удалены регулятор напряжения, трансформаторы и батареи конденсаторов, а междуфазные нагрузки у фаз А и В в узлах 646 и 645 были заменены на точечные нагрузки в фазе В с последующим удалением для этих узлов линий фазы А. Полученная в результате упрощений тестовая схема с выбранной расстановкой измерительных комплексов в трехфазном виде представлена на рисунке 2.1.

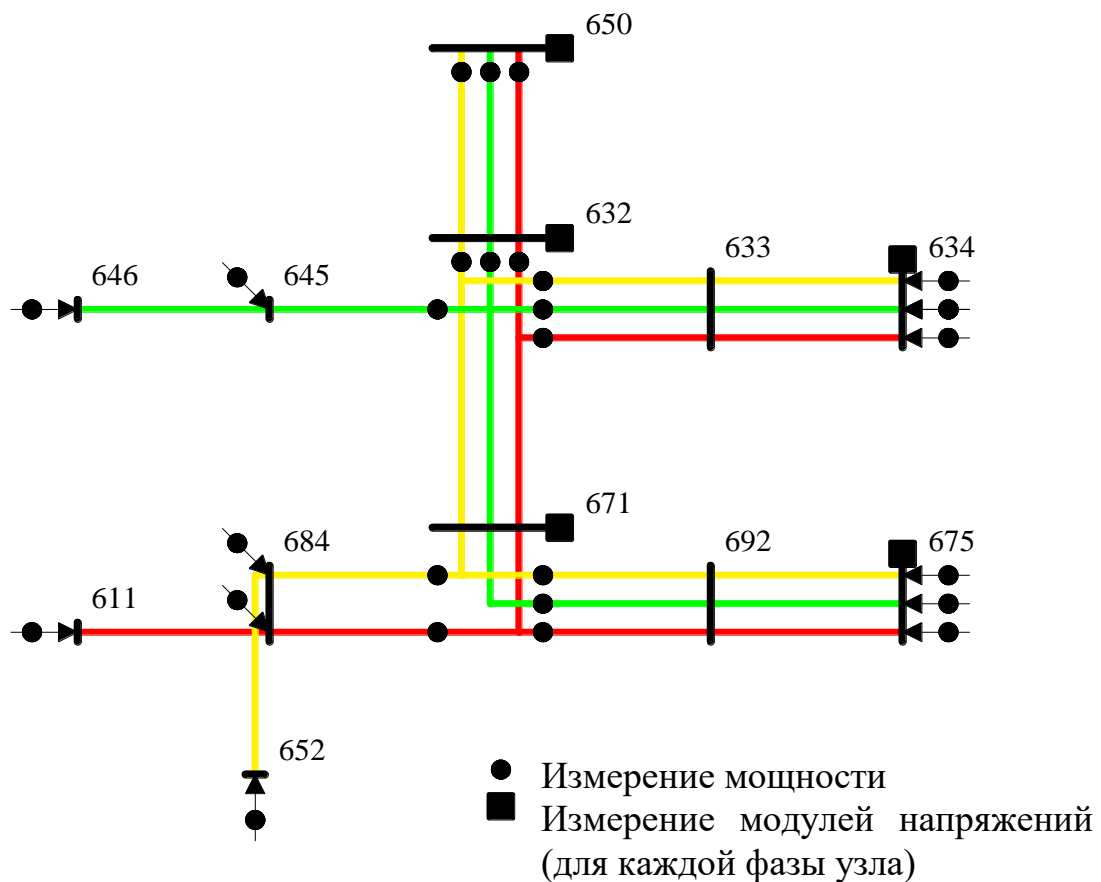


Рисунок 2.1 – Трехфазная тестовая схема РС IEEE 13

Для рассмотренной тестовой схемы была создана трехфазная модель в среде Matlab Simulink, с помощью которой были получены параметры установившегося

электрического режима. Линии электропередач в данной модели были представлены при помощи блока распределенных параметров линий, который позволяет учитывать несимметричность сопротивлений и междуфазные магнитные связи, а также исключать отсутствующие фазы. Смоделированный в ПО Matlab Simulink режим был взят за основу для получения значений параметров электрического режима, измеряемых приборами, конфигурация размещения которых представлена на рисунке 2.1. Далее этот режим выступал в роли эталонного в ходе исследования. Впоследствии, перед ОС на него накладывались случайные ошибки, в соответствии с нормальным законом распределения их величин и учетом выбранной точности измерений.

Тестовые расчеты ОС выполнялись для полученной сети с использованием двух трехфазных моделей. В первой модели (МВИ) учитывались сопротивления, характеризующие взаимоиндукции сетевых элементов, в то время как во второй модели (МБВИ) взаимоиндукции сетевых элементов игнорировались, что позволяло разбить ее на три (по числу фаз) отдельные модели для каждой из которой выполнялось ОС. С точки зрения вычислительных характеристик расчеты на МБВИ позволяют решать задачу ОС намного быстрее. Несмотря на то, что в данном случае задач становится три, в каждой из них уменьшаются практически в девять раз размерности матриц и формируемой СЛУ в сравнении с ОС на МВИ.

Анализ результатов ОС с использованием МВИ и МБВИ производился на основании полученных по окончании решения задачи итогового вектора состояния и расчетных значений измерений. Первоначально данные характеристики были рассмотрены при наложении на набор измерений случайных величин ошибок со среднеквадратичным отклонением (СКО) в 1.8%. В таблице 2.2 приведены значения элементов вектора состояния, полученные по результатам моделирования установившегося режима в MatLab, а также отклонения от данных величин значениями элементов векторов состояний, полученных после ОС с использованием рассматриваемых моделей. В данной таблице при помощи градиентной заливки подкрашены отклонения в расчетных параметрах после ОС относительно их эталонных значений. Из полученных результатов следует, что

наибольшие отклонения от действительного электрического режима имеют элементы вектора состояния, полученные при использовании МБВИ. В то время как отклонения в МБВИ превышают отклонения в МВИ для модулей напряжений примерно в 3 раза, для углов напряжений аналогичное отношение превышает 3.5 градуса. Такой порядок ошибок в значениях углов, содержащихся в векторе состояния в результате ОС на МБВИ, приводит к некорректному расчету потерь в сетевых элементах модели, что оказывает негативное влияние на последующее определение значений параметров электрического режима работы сети.

Таблица 2.2. – Сравнение элементов векторов состояний МВИ и МБВИ

Узел	Фаза	Отклонения от расчета УР  U , %		U , о.е.  Расчет УР (MatLab)	Отклонения от расчета УР угла U, град		Угол, град  Расчет УР (MatLab)
		ОС, МБВИ	ОС, МВИ		ОС, МБВИ	ОС, МВИ	
650	А	-3,36	-0,04	1,0101	0	0	0,00
650	В	0,65	0,42	1,0101	0	0	-120,00
650	С	-5,17	-0,85	1,0101	0	0	120,00
632	А	-0,49	-0,03	0,9612	-1,29	0,14	-2,24
632	В	1,50	0,69	0,9858	-1,30	-0,15	-122,00
632	С	-2,44	-1,16	0,9631	-0,79	-0,03	118,36
645	В	2,69	0,79	0,9709	-1,44	-0,20	-122,19
646	В	3,11	0,84	0,9659	-1,50	-0,22	-122,27
634	А	-0,25	0,00	0,9579	-1,34	0,13	-2,32
634	В	1,62	0,68	0,9839	-1,33	-0,15	-122,05
634	С	-2,25	-1,17	0,9604	-0,76	-0,01	118,37
671	А	1,73	0,08	0,9250	-3,59	0,08	-5,37
671	В	0,10	0,66	0,9925	-1,40	-0,16	-122,46
671	С	1,53	-1,33	0,9107	-1,30	0,07	117,08
684	А	1,87	0,08	0,9229	-3,64	0,08	-5,43
684	С	1,84	-1,33	0,9070	-1,31	0,07	117,05
611	С	2,16	-1,35	0,9034	-1,37	0,07	116,96
652	А	2,41	0,08	0,9167	-3,57	0,08	-5,34
675	А	2,41	0,08	0,9169	-3,75	0,09	-5,54
675	В	-0,04	0,67	0,9936	-1,50	-0,16	-122,55
675	С	1,81	-1,37	0,9068	-1,19	0,07	117,20

Отклонения начального и полученных в результате ОС на двух моделях наборов измерений от эталонных величин измеряемых параметров представлены в виде графиков на рисунке 2.2. По оси абсцисс на графике определены порядковые номера измерений схемы, а по оси ординат представлены соответствующие

значения отклонений этих измерений от действительных значений параметров электрического режима, полученного в результате моделирования в MatLab Simulink. Из графиков видно, что ОС на МВИ позволяет получить более близкие к действительности результаты, в сравнении с ОС на МБВИ, о чем можно также судить по СКО величин параметров итоговых наборов измерений от действительных значений. Для рассматриваемой ситуации СКО составили 1.2% и 1.5% для МВИ и МБВИ соответственно. Из графика хорошо заметно, что при выполнении ОС с использованием МБВИ наибольшие отклонения имели значения измерений модулей напряжений (диапазон номеров измерений модулей напряжений на графике 55 - 66).

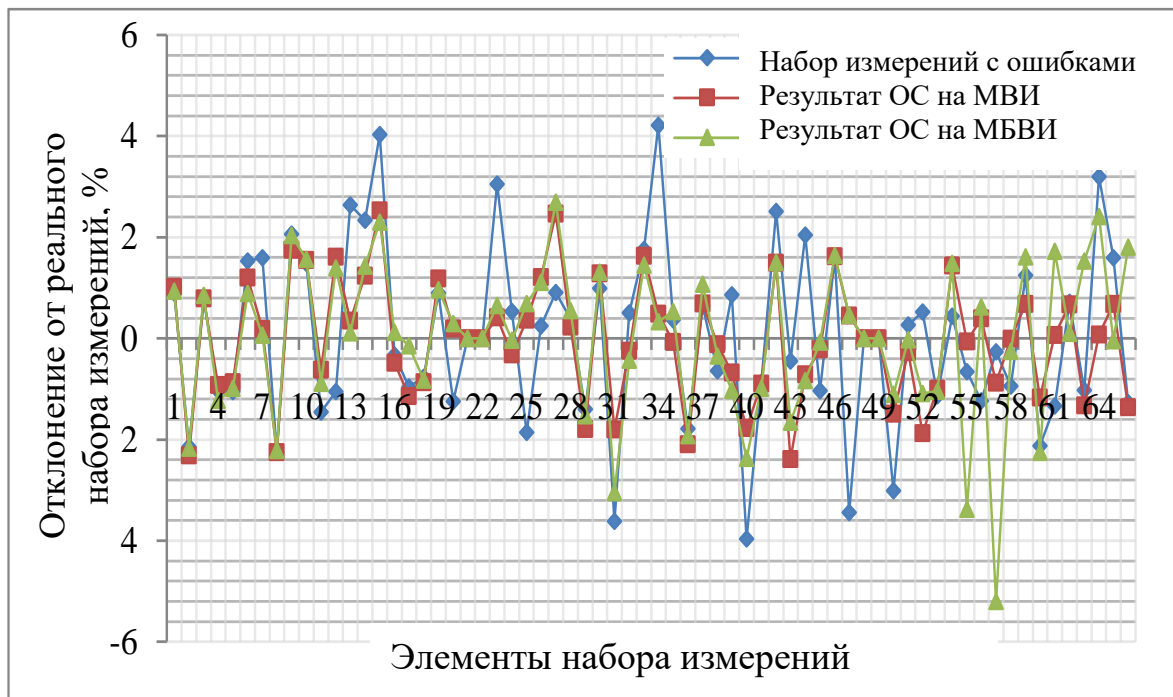


Рисунок 2.2 – Отклонения расчетных значений измерений от измеренных

Для тестируемой схемы также исследовалась возможность снижения начального СКО ошибок набора измерений при его оценивании с использованием рассматриваемых моделей. Результаты проведенных расчетов показали, что использование МБВИ при СКО в начальном наборе измерений ниже 1.5% приводит к росту СКО ошибок расчетных значений измерений по завершении ОС, что можно видеть из рисунка 2.3. Исходя из того, что ОС на МБВИ набора измерений без ошибок приводит к появлению существенных ошибок в значениях измерений, что видно из графика, то можно сделать вывод о недопустимости

применения МБВИ для анализа режимов РС напряжения 6 – 35 кВ. Следовательно, для получения наиболее вероятного режима работы РС среднего класса напряжения, а также уточнения значений измеренных параметров необходимо использовать трехфазную модель с учетом взаимоиндукций сетевых элементов.

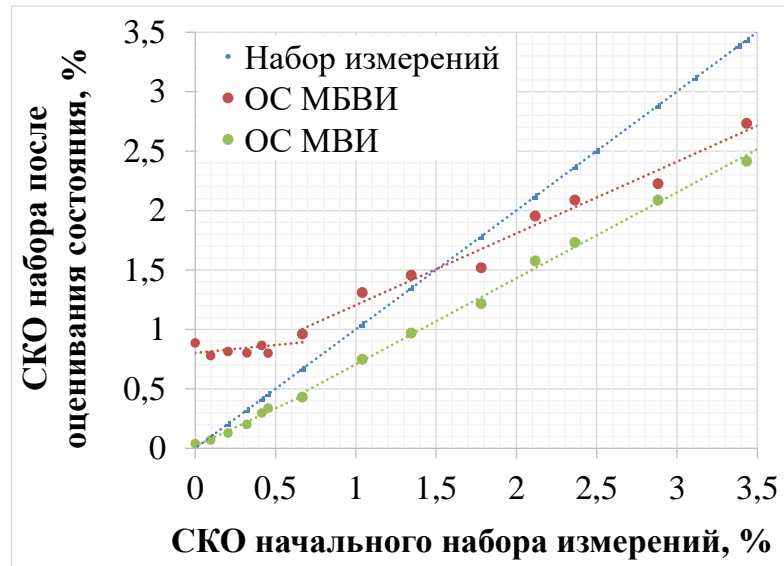


Рисунок 2.3 – График снижения СКО начального набора измерений при ОС

Необходимость учета взаимовлияния фаз сетевых элементов для рассматриваемой модели РС также следует из проекционной матрицы, отражающей, какое влияние при решении задачи ОС одни измерения окажут на другие:

$$A = H \cdot (H^T \cdot R^{-1} \cdot H)^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}. \quad (2.7)$$

Необходимые для ее получения параметры были представлены выше. Размерность данной матрицы равна  $m \times m$ . Ее элементы принимают значения от -1 до 1, что характеризует степень влияния одних измерений на другие, где 0 – не влияют, а 1 (-1) соответствуют критическим измерениям, неизменяемым в ходе ОС. На рисунке 2.4 красным цветом закрашены элементы данной матрицы, превышающие по модулю значение 0.2, а синим – в диапазоне от 0.01 до 0.2. Таким образом, синим цветом представлены элементы в таблице, которые оказывают влияние при оценивании значений измерений в диапазоне от 1 до 20%, что существенно. В рассматриваемой матрице присутствуют и другие ненулевые элементы, но так как они в меньшей степени влияют на итоговые значения измерений они не обозначены отдельным цветом на рисунке. Хорошо заметно, что относящиеся к измерениям

напряжений коэффициенты проекционной матрицы в ряде случаев имеют достаточно большое влияние на другие измерения, расположенные как в той же фазе, что и измерение напряжения, так и в смежной с ним фазе. Подобным образом коррелируют между собой измерения активных и реактивных мощностей, в том числе смежные их фазы. Следовательно, расположенные в одном узле фазные измерения оказывают ощутимое взаимовлияние друг на друга. Таким образом, междуфазные взаимосвязи должны учитываться в модели ЭЭС во избежание отклонения от действительного электрического режима в процессе ОС под влиянием принятых допущений.

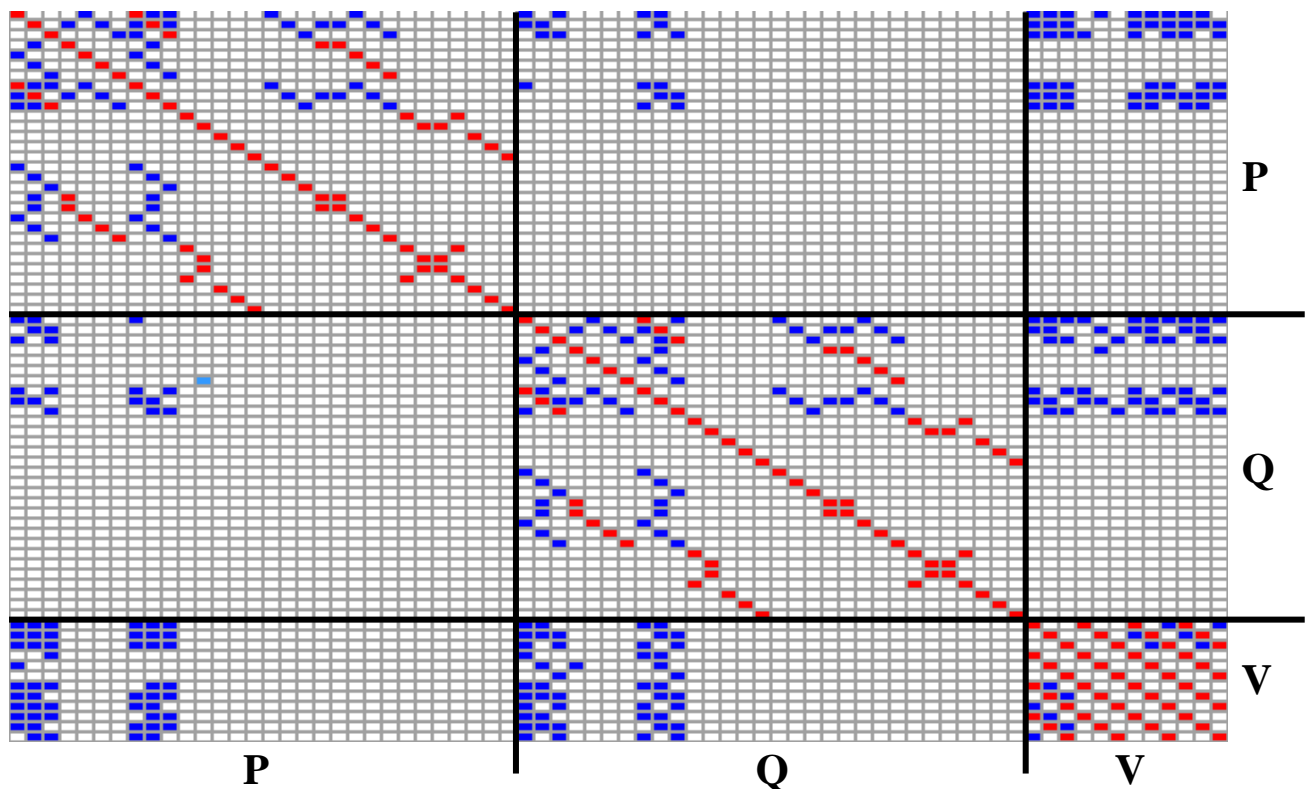


Рисунок 2.4 – Проекционная матрица МВИ

В рамках данного теста была взята модель небольшой типовой схемы РС среднего класса напряжения. При увеличении размерности модели сети результат ее ОС без учета взаимоиндукций фаз приведет к более существенным отклонениям значений вектора состояний и расчетных величин измерений. Наибольшее влияние на это оказывает несимметричность распределения нагрузок по фазам, которая характерна и для отечественных РС.

Результаты представленного анализа могут быть резюмированы следующим образом: параметры схемы замещения РС среднего класса напряжения, характеризующие магнитные междуфазные взаимосвязи, оказывают существенное влияние на получаемый в результате ОС электрический режим работы ЭЭС и не могут быть удалены из модели. Это в первую очередь связано с несимметричностью электрического режима, характерного как для отечественных, так и для зарубежных РС среднего класса напряжения. Игнорирование междуфазных связей приводит к недостоверным значениям режимных параметров, например, модулей и углов напряжений, получаемым в результате решения задачи ОС, что будет являться следствием неверного определения потерь в сетевых элементах модели, которые, в свою очередь, окажут негативное влияние при получении расчетных значений измеряемых параметров.

### 2.3 Нелинейные функции для задачи оценивания состояния в фазных координатах на базе узловых напряжений

В предыдущем разделе было показано, что игнорирование междуфазных взаимосвязей сетевых элементов приводит к ощутимому снижению точности получаемого результата при ОС сети среднего класса напряжения, имеющей несимметричные нагрузки. При работе с трехфазной моделью ЭЭС для точности учета параметров сетевых элементов и электрического режима в данной диссертационной работе использовалась модель линии электропередач, представленная на рисунке 2.5.

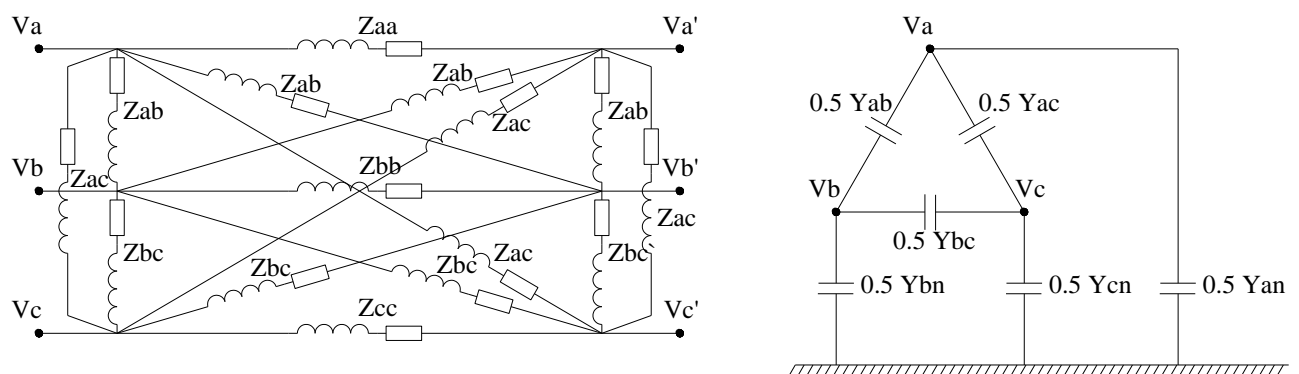


Рисунок 2.5 – Модель линии электропередач

В настоящей модели параметры линий электропередач выражаются с помощью матриц размерностью 3 на 3. Такие матрицы, к примеру, могут быть получены путем применения упрощения Крона [81] к четырехпроводной системе, когда матрица проводимостей сетевого элемента помимо учета междуфазных взаимоиндукций определяет связи фаз с нулевым проводом. Также, матрица размерностью 3 на 3 для сетевого элемента может быть получена путем преобразования системы симметричных составляющих Фортескью в систему составляющих ABC [82]. Необходимым условием использования данной модели является допущение, что в рассматриваемых электрических режимах работы сети падение напряжения в нейтрали должно приблизительно равняться нулю. Таким образом, настоящая модель позволяет выполнять анализ электрических режимов, в которых нагрузки могут быть несимметрично распределены по фазам сети. Однако, ее применение исключает возможность анализа аварийных режимов. В представленных далее выражениях, как и в настоящей работе, для определения значений режимных параметров не рассматривается учет силовых трансформаторов. Информация об их моделировании в трех фазах может быть найдена в [83, 84].

Для РС среднего класса напряжения линии электропередач обычно представлены параметрами активного ( $R_0$ ) и реактивного ( $X_0$ ) сопротивлений, емкостной проводимостью шунта ( $C_0$ ), а также набором коэффициентов ( $k_r, k_x, k_c$ ), позволяющим получить параметры нулевой последовательности. В таком случае сопротивления линии для трехфазной модели системы могут быть рассчитаны через сопротивления симметричных составляющих [82, 85] при использовании выражений (2.8 – (2.11).

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} k_r \cdot R_0 + k_x \cdot X_0 \cdot j & 0 & 0 \\ 0 & R_0 + X_0 \cdot j & 0 \\ 0 & 0 & R_0 + X_0 \cdot j \end{bmatrix}, \quad (2.8)$$

$$C_{012} = \begin{bmatrix} k_c \cdot C_0 \cdot j & 0 & 0 \\ 0 & C_0 \cdot j & 0 \\ 0 & 0 & C_0 \cdot j \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$



$$Z_{abc} = T_{abc-012} \cdot Z_{012} \cdot T_{abc-012}^{-1} =$$

$$= \begin{bmatrix} R_{aa} + j \cdot X_{aa} & R_{ab} + j \cdot X_{ab} & R_{ac} + j \cdot X_{ac} \\ R_{ba} + j \cdot X_{ba} & R_{bb} + j \cdot X_{bb} & R_{bc} + j \cdot X_{bc} \\ R_{ca} + j \cdot X_{ca} & R_{cb} + j \cdot X_{cb} & R_{cc} + j \cdot X_{cc} \end{bmatrix}, \quad (2.10)$$

$$C_{abc} = T_{abc-012} \cdot C_{012} \cdot T_{abc-012}^{-1} = \begin{bmatrix} j \cdot C_{aa} & j \cdot C_{ab} & j \cdot C_{ac} \\ j \cdot C_{ba} & j \cdot C_{bb} & j \cdot C_{bc} \\ j \cdot C_{ca} & j \cdot C_{cb} & j \cdot C_{cc} \end{bmatrix}, \quad (2.11)$$

$$\text{где } T_{abc-012} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}; \quad a = e^{-j\frac{2\pi}{3}}.$$

С учетом представленных выше параметров сетевых элементов и при выборе в качестве элементов вектора состояния комплексов напряжений узлов в полярной форме, функции расчета значений наиболее распространенных измерений, в зависимости от элементов вектора состояния и параметров модели, могут иметь следующий вид для:

1. фазных активных и реактивных потоков мощностей:

$$P_{flow_{ij}}^d = V_i^d \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} V_i^l [g_{ij}^{d,l} \cdot \cos(\delta_i^d - \delta_i^l) + b_{ij}^{d,l} \cdot \sin(\delta_i^d - \delta_i^l)]$$

$$- V_i^d \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} V_j^l [g_{ij}^{d,l} \cdot \cos(\delta_i^d - \delta_j^l) + b_{ij}^{d,l} \cdot \sin(\delta_i^d - \delta_j^l)], \quad (2.12)$$

$$Q_{flow_{ij}}^d = V_i^d \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} V_i^l [g_{ij}^{d,l} \cdot \sin(\delta_i^d - \delta_i^l) - b_{ij}^{d,l} \cdot \cos(\delta_i^d - \delta_i^l)]$$

$$- V_i^d \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} V_j^l [g_{ij}^{d,l} \cdot \sin(\delta_i^d - \delta_j^l) - b_{ij}^{d,l} \cdot \cos(\delta_i^d - \delta_j^l)], \quad (2.13)$$

2. фазных активных и реактивных инъекций мощностей:

$$P_{inj_i}^d = (V_i^d)^2 \cdot G_i^{d,sh} + \sum_{j=1}^{NB} P_{flow_{ij}}^d, \quad (2.14)$$

$$Q_{inj_i}^d = -(V_i^d)^2 \cdot B_i^{d,sh} + \sum_{j=1}^{NB} Q_{flow_{ij}}^d, \quad (2.15)$$

3. фазных модулей потоков токов:

$$I_{flow_{ij}}^d = \sqrt{(P_{flow_{ij}}^d)^2 + (Q_{flow_{ij}}^d)^2} / V_i^d, \quad (2.16)$$

4. фазных модулей инъекций токов:

$$I_{inj_i}^d = \sqrt{(P_{inj_i}^d)^2 + (Q_{inj_i}^d)^2} / V_i^d, \quad (2.17)$$

5. фазных модулей напряжений:

$$V_{mod_i}^d = V_i^d, \quad (2.18)$$

6. фазных углов напряжений:

$$V_{ang_i}^d = \delta_i^d, \quad (2.19)$$

где  $g_{ij}^{d,l}$  – последовательность активных проводимостей между фазой  $d$  и фазой  $l$  линий, связывающих узлы  $i$  и  $j$ ;  $b_{ij}^{d,l}$  – реактивная проводимостей между фазой  $d$  и фазой  $l$  линий, связывающих узлы  $i$  и  $j$ ;  $G_i^{d,sh}$  – эквивалентная активная проводимость шунта фазы  $d$  узла  $i$ ;  $B_i^{d,sh}$  – эквивалентная реактивная проводимость шунта фазы  $d$  узла  $i$ ;  $NB$  – общее количество узлов;  $i, j$  – номера узлов;  $d, l$  – номера фаз;  $V_i^d$  – модуль напряжения фазы  $d$  узла  $i$ ;  $\delta_i^d$  – угол напряжения фазы  $d$  узла  $i$ .

Использование представленных выше функций распространено в алгоритмах ОС РС, где в качестве параметров вектора состояния выступают фазные модули и углы напряжений [16, 20, 22, 27, 28]. В ходе исследований вычислительных характеристик такой формулировки задачи было установлено, что на них оказывает влияние состав вектора измерений. Например, если в наборе измерений имеются параметры, относящихся к измерениям тока, то могут возникнуть проблемы в представленной формулировке задачи ОС при начале расчета с плоского старта. В таком случае нулевыми будут элементы матрицы Якоби, относящиеся к производным от измерений тока, что может привести к потере

наблюдаемости в фрагменте сети, если для него измерение тока было критическим. Во избежание данной проблемы в [67] предлагается в начальные величины элементов вектора состояния, генерируемые при плоском старте, вносить незначительные случайные отклонения от их значений по умолчанию, что является лучшей альтернативой простого исключения таких измерений на начальных итерациях [16]. Кроме того, не следует использовать в качестве измерений тока незначительные его величины, так как это может стать причиной плохой обусловленности или даже привести к потере наблюдаемости [67]. Вместо небольших значений измерений тока, а также для контроля нулевых значений тока, например, в транзитных узлах, предпочтительнее использовать эквивалентные измерения мощностей.

Ранее было показано, что при ОС РС имеется возможность учитывать большое количество разнотипной измеренной информации, взаимодействовать с данными аналоговых и цифровых устройства, использовать информацию из таких источников, как SCADA, векторных измерений, умных счетчиков и т.д. [1, 2, 3, 7]. Полный набор типов измерений, которые обычно присутствуют в РС, представлен в таблице 1.2. Для возможности учета наиболее распространенных из них, помимо приведенных выше нелинейных функций, в рамках настоящей работы предлагается использовать следующие функции, отражающие связь величины измеряемого параметра от вектора состояния, элементами которого являлись модули и углы напряжений, для:

1. трехфазных активных и реактивных потоков мощностей:

$$P_{flow_{ij}}^{ABC} = P_{flow_{ij}}^A + P_{flow_{ij}}^B + P_{flow_{ij}}^C, \quad (2.20)$$

$$Q_{flow_{ij}}^{ABC} = Q_{flow_{ij}}^A + Q_{flow_{ij}}^B + Q_{flow_{ij}}^C, \quad (2.21)$$

2. трехфазных активных и реактивных инъекций мощностей:

$$P_{inj_i}^{ABC} = P_{inj_i}^A + P_{inj_i}^B + P_{inj_i}^C, \quad (2.22)$$

$$Q_{inj_i}^{ABC} = Q_{inj_i}^A + Q_{inj_i}^B + Q_{inj_i}^C, \quad (2.23)$$

3. междуфазных (линейных) модулей напряжений:

$$V_i^{k-l} = \sqrt{(V_i^k)^2 + (V_i^l)^2 - 2 \cdot V_i^k \cdot V_i^l \cdot \cos(\delta_i^k - \delta_i^l)}, \quad \text{при } k \neq l, \quad (2.24)$$

4. модулей напряжений нулевой последовательности:

$$V_{0_i} = \sqrt{\left[ \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} (V_i^l \cdot \sin(\delta_i^l)) \right]^2 + \left[ \sum_{l=1}^{3 \in (a,b,c)} (V_i^l \cdot \cos(\delta_i^l)) \right]^2}. \quad (2.25)$$

Не для всех видов измерений, нелинейные функции определения значения которых были приведены выше, передаются в центры управления РС, но при надлежащем обосновании такой передачи она может быть организована. Некоторые измерения могут поступать от старых измерительных комплексов, часть информации может быть получена в результате дорасчетов в местах установки измерительной аппаратуры. Использование различных типов измерительной информации повышает избыточность исходных данных задачи ОС. Кроме того, если эти измерения будут получены от независимых комплексов, как от старых, так и от вновь установленных, это повысит реальную избыточность информации. Это позволит лучше выявлять и подавлять ошибки в измерениях, а получаемый при ОС результат будет более точным.

#### **2.4 Перспективы применения для трехфазных моделей альтернативных методов оценивания состояния**

Ранее были рассмотрены получившие наибольшее распространение формулировки задачи ОС РС, а также были представлены их преимущества, ограничения и недостатки. Проведенный анализ показал, что наибольшее распространение для ОС РС получил МВНК, несмотря на имеющиеся минусы. Большое внимание в области ОС этот метод получил, в том числе, благодаря разработанным на его базе альтернативным методам решения задачи ОС, направленным на снижение влияния недостатков классического МВНК. К таким методам относятся: учет ограничений типа равенство в формате множителей Лагранжа, применение расширенной матрицы (метод Хачтела), а также Блочный

метод. Детальное описание настоящих методов для однолинейной модели и первоисточников их возникновения представлено в [67]. Все они направлены на изменение формы записи СЛУ, формируемой при итерационном решении методом Гаусса-Ньютона задачи ОС. Несмотря на широкое распространение, применение этих методов обычно не рассматривалось по отношению к РС. В рамках следующих подразделов будет приведено описание данных методов, после чего будет представлен анализ их вычислительных характеристик по отношению к трехфазным моделям РС.

#### **2.4.1 Оценивание состояния при учете ограничений типа равенств в виде множителей Лагранжа**

Основными недостатками классической формулировки задачи ОС МВНК на базе параметров узловых напряжений являются плохая обусловленность матрицы коэффициентов ( $G$ ), невозможность учета ограничений типа равенств (ОТР), а также сильное влияние грубых ошибок на корректные измерения. Первые две проблемы тесно связаны друг с другом. Необходимость учета строгих ограничений вызвана наличием транзитных узлов, в которых потребление и генерация мощности равняются нулю. В классической формулировке МВНК учет нулевых измерений мощности в транзитных узлах обычно выполняется путем ввода больших весовых коэффициентов [67]. В таком случае, при приведении матрицы коэффициентов к квадратичной форме возводятся в квадрат ее элементы, относящиеся к очень точным измерениям, что, в том числе за счет их весов, ухудшает обусловленность итоговой системы уравнений. Для строгого учета ОТР в задаче ОС на базе МВНК может быть применен метод записи системы уравнений с использованием множителей Лагранжа. В таком виде задача ОС сводится к минимизации целевой функции  $J(x)$  при учете ОТР, что может быть записано в виде следующей системы:

$$\begin{cases} J(x) = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \\ c(x) = 0 \end{cases} \quad (2.26)$$

где  $c(x)$  – вектор нелинейных функций измерений, являющихся ОТР, которые будут исключены из общего вектора нелинейных функций измерений  $h(x)$  и из вектора измерений  $z$ .

С использованием метода множителей Лагранжа полученная система может быть записана в виде следующей функции:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = J(x) - \lambda^T c(x), \quad (2.27)$$

где  $\lambda$  – вектор множителей Лагранжа. Необходимым условием оптимальности представленной функции является равенство нулю ее градиента  $\nabla \mathcal{L}(x, \lambda) = 0$ , что эквивалентно равенству нулю частных производных ее слагаемых:

$$\begin{cases} \frac{d\mathcal{L}}{dx} = H^T W [z - h(x)] + C^T \lambda = 0 \\ \frac{d\mathcal{L}}{d\lambda} = c(x) = 0. \end{cases} \quad (2.28)$$

При использовании метода Гаусса-Ньютона решение полученной системы нелинейных уравнений может быть найдено итерационно:

$$\begin{bmatrix} H^T(x^k) \cdot \beta \cdot W \cdot H(x^k) & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T(x^k) \cdot \beta \cdot W \cdot \Delta z^k \\ \Delta c^k \end{bmatrix}, \quad (2.29)$$

где  $C$  – матрица Якоби измерений с ОТР, нелинейные функции которых удаляются из обычной матрицы Якоби и матрицы  $G$ ;  $\Delta z^k = z - h(x^k)$ ;  $\Delta c^k = c - c(x^k)$ ;  $c$  – вектор значений измерений с ОТР;  $c(x^k)$  – вектор нелинейных функций измерений с ОТР; нулем в представленной системе обозначены нулевые элементы формируемой матрицы коэффициентов;  $\beta$  – масштабирующий коэффициент, который задается пользователем или может быть получен автоматически. Он используется для снижения числа обусловленности формируемой матрицы коэффициентов и служит для масштабирования весов измерений. Его величина зависит от исходных данных задачи, а его достаточно оптимальное значение может быть получено следующим образом:

$$\beta = \frac{1}{\max(W_{ii})} \quad \text{или} \quad \beta = \frac{m}{\sum_{i=1}^m W_{ii}}. \quad (2.30)$$

В [67] отмечается, что если  $\beta = 1$ , то число обусловленности матрицы коэффициентов может быть даже больше, чем в классической формулировке

задачи ОС МВНК (2.4 – (2.5). Данную особенность следует учитывать и для ОС трехфазных моделей РС, что было подтверждено расчетами в рамках данной работы. Дополнительным минусом рассматриваемого метода является то, что в представленной форме записи матрица коэффициентов становится неопределенной. Из-за этого достаточно эффективные методы решения СЛУ, обычно используемые в задачах ОС ЭЭС, не могут быть применены напрямую.

При ОС РС с использованием трехфазных моделей основным недостатком рассмотренного метода будет выступать проблема плохой обусловленности, которая им была решена только частично. Для РС, ввиду большей разнородности параметров сетевых элементов и использования трехфазной модели, она имеет большую критичность, чем для магистральных сетей. Использование корректировочного коэффициента  $\beta$  не гарантирует снижения числа обусловленности матрицы коэффициентов до его значения при классическом МВНК, а сам метод способен привести к увеличению этого числа. Таким образом, для РС применение данного метода является нецелесообразным при наличии альтернативных вариантов учета ОТР.

#### **2.4.2 Оценивание состояния с использованием расширенной матрицы**

В сравнении с предыдущим методом, намного большего снижения числа обусловленности матрицы коэффициентов можно достичь при использовании записи системы уравнений в форме расширенной матрицы. Ее применение для решения разреженных задач было предложено Хачтелом [86]. Для задачи ОС получение расширенной матрицы основано на выражении невязок измерений  $r$  в виде нулевых ограничений:

$$r = z - h(x) \Rightarrow r - z + h(x) = 0. \quad (2.31)$$

Тогда их учет совместно с измерениями в форме ОТР при ОС МВНК может быть произведен с использованием следующей системы:

$$\begin{cases} J(x) = \frac{1}{2} \cdot r^T \cdot W \cdot r \\ c(x) = 0 \\ r - z + h(x) = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

Запись настоящей системы с использованием множителей Лагранжа сводится к формированию функции:

$$\mathcal{L}(x, \lambda, \mu) = J(x) - \lambda^T c(x) - \mu^T (r - z + h(x)), \quad (2.33)$$

где  $\mu$  – является под-вектором множителей Лагранжа. Данная функция, согласно условию оптимальности, будет эквивалентна системе, состоящей из приравненных к нулю частных производных ее слагаемых:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} = C^T \lambda + H^T \mu = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = c(x) = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial r} = W r - \mu = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu} = r - z + h(x) = 0 \end{cases} \quad (2.34)$$

Так как из третьего уравнения системы (2.34) следует, что  $r = R \cdot \mu$ , то оно может быть исключено из системы путем выполнения соответствующей подстановки. Полученная таким образом система уравнений может быть решена итерационно при использовании метода Гаусса-Ньютона:

$$\begin{bmatrix} \beta^{-1} \cdot R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z^k \\ 0 \\ \Delta c^k \end{bmatrix}, \quad (2.35)$$

Данная форма записи идентична предыдущей, если из системы (2.35) исключить верхний под-вектор множителей Лагранжа путем математических преобразований. Положительное влияние на обусловленность в таком методе помимо точного учета ОТР оказывает исключение действия возведения элементов матрицы Якоби в квадрат. Существенное снижение числа обусловленности матрицы коэффициентов крайне выгодно выделяет данный метод среди прочих. По отношению к трехфазным моделям РС, где разнородность параметров сетевых элементов обычно выше, чем у магистральных сетей, именно снижение числа



обусловленности может стать определяющим фактором в пользу выбора данного метода для решения задачи ОС на практике.

Другим преимуществом рассматриваемого метода является сокращение числа математических операций с матрицами – в настоящем методе отсутствуют достаточно трудоемкие действия по взаимному перемножению разреженных матриц и умножению матрицы на вектор. Для эффективной работы настоящего метода необходима хорошая программная реализация метода решения СЛУ. Она должна учитывать, что получаемая в таком случае система является очень разреженной и имеет большую размерность, а ее матрица коэффициентов не будет положительно определена, как и в предыдущем случае. Однако последнее замечание исключает возможность применения для решения системы (2.35) методов факторизации положительно определенных матриц, хорошо зарекомендовавших себя в области ОС. На сегодняшний день существует большое количество альтернатив для эффективного решения СЛУ с такими характеристиками и есть все основания полагать, что данные методы, а также их программно-алгоритмические реализации будут совершенствоваться и далее.

#### **2.4.3 Оценивание состояния с использованием блочного метода**

Как было отмечено выше, на обусловленность СЛУ классической формулировки ОС МВНК на базе параметров напряжений узлов наибольшее влияние оказывают высокоточные измерения, в оригинальной формулировке имеющие большой весовой коэффициент, а также измерения потоков в узлах. В предыдущем подходе был рассмотрен крайний случай, в котором снижение влияния измерений потоков в узлах на обусловленность достигалось за счет ухода от приведения взвешенной матрицы Якоби к квадратичной форме. Таким образом, помимо измерений потоков в узлах затрагиваются и другие измерения, уже не оказывающие такого влияния на обусловленность, следовательно, такие меры являются избыточными. Логичным продолжением этой идеи стал следующей метод, в котором только измерения потоков в узлах и измерения с ОТР выносятся в отдельные блоки СЛУ, что выполняется путем разделения невязок измерений на

две группы. В первой группе содержатся измерения потоков в узлах. Относящиеся к ней матрицы и вектора далее будут иметь индекс  $I$ . Во вторую группу переносятся все остальные измерения. Связанные со второй группой матрицы и вектора далее имеют индекс  $F$ .

$$r_I = z_I - h_I(x) \Rightarrow r_I - z_I + h_I(x) = 0, \quad (2.36)$$

$$r_F = z_F - h_F(x) \Rightarrow r_F - z_F + h_F(x) = 0. \quad (2.37)$$

При ОС на базе МВНК и учете ОТР совместно с данными группами невязок формируется следующая система:

$$\begin{cases} J(x) = \frac{1}{2} \cdot r^T \cdot W \cdot r \\ c(x) = 0 \\ r_I - z_I + h_I(x) = 0 \\ r_F - z_F + h_F(x) = 0 \end{cases} \quad (2.38)$$

С использованием метода множителей Лагранжа полученная система может быть записана в виде функции:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(x, \lambda, \mu_I, \mu_F) \\ = J(x) - \lambda^T c(x) - \mu_I^T (r_I - z_I + h_I(x)) - -\mu_F^T (r_F - z_F \\ + h_F(x)), \end{aligned} \quad (2.39)$$

наиболее оптимальное значение которой будет получено при решении следующей системы:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} = C^T \lambda + H^T \mu_I + H^T \mu_F = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = c(x) = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_I} = R_I \cdot \mu_I - z_I + h_I(x) = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_F} = R_F \cdot \mu_F - z_F + h_F(x) = 0 \end{cases} \quad (2.40)$$

При использовании метода Гаусса-Ньютона решение полученной системы нелинейных уравнений может быть найдено итерационно:

$$\begin{bmatrix} R_F & 0 & H_F & 0 \\ 0 & R_I & H_I & 0 \\ H_F^T & H_I^T & 0 & C^T \\ 0 & 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_F \\ \mu_I \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z_F \\ \Delta z_I \\ 0 \\ \Delta c^k \end{bmatrix}, \quad (2.41)$$

Элементы представленной системы, соответствующие измерениям потоков мощности, могут быть перегруппированы, путем подстановки  $\mu_F = W_F \cdot \Delta z_F - W_F \cdot H_F \cdot \Delta x$ , тогда:

$$\begin{bmatrix} R_I & H_I & 0 \\ H_I^T & -H_F^T W_F H_F & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_I \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z_I \\ -H_F^T W_F \Delta z_F \\ \Delta c^k \end{bmatrix}, \quad (2.42)$$

где  $\mu_I$  – является верхним под-вектором множителей Лагранжа, связанных с измерениями инъекций.

Записанная таким образом система (2.42) является гибридной между методом Хачтела и оригинальным методом, где учет ОТР осуществляется в виде множителей Лагранжа. ОС путем формирования такой СЛУ обычно называется ОС блочным методом. В сравнении с предыдущем он позволяет не допустить возведения в квадрат исключительно элементов матрицы Якоби, связанных с измерениями потоков в узлах, а также имеющих ОТР измерения. Согласно [67], одним из его основных преимуществ является возможность перестановок строк и столбцов таким образом, чтобы переменные, соответствующие каждому узлу, располагались последовательно и могли быть сгруппированы в блоки. Тогда могут быть применены эффективные методы для решения СЛУ.

Тем не менее, формируемая в блочном подходе матрица коэффициентов по-прежнему является плохо обусловленной, как и в случае ОС, когда учет ОТР выполняется в виде множителей Лагранжа. В зависимости от выбора весов измерений число обусловленности матрицы коэффициентов в блочном методе может быть даже выше, чем при ОС с учетом ОТР в формате множителей Лагранжа. Следовательно, для РС метод Хачтела является более предпочтительным.

## 2.5 Перспективы применения для трехфазных моделей робастных методов оценивания состояния

В последнее время все большее внимание стало уделяться методам ОС, основанным на теории робастной статистики. Они позволяют избавиться от предположения о нормальном законе распределения ошибок измерений, фактически являющегося неверным и выполнять отбраковку плохих данных в ходе ОС. Предложенная Хьюбером М-оценка [56] относится к числу робастных методов ОС. В данном методе при минимизации ошибок измерений используется целевая функция, в которой невязка каждого измерения выражается функциональной зависимостью:

$$J(x) = \sum_{t=1}^m \rho(r_t) = \sum_{t=1}^m \rho(z_t - h_t(x^k)), \quad (2.43)$$

где  $\rho(r_t)$  – функция зависимости веса измерения  $t$  от его невязки  $r_t$ . Ее значение для каждого измерения формируется после определения величины его невязки и обновляется на каждой итерации ОС. Появление функциональной неквадратичной зависимости при учете веса измерения приводит к тому, что задача ОС на каждой итерации может перестать монотонно сходиться к итоговому решению, но именно эта особенность позволяет выполнять отбраковку плохих данных в ходе ОС.

Методы робастного ОС позволяют отойти от гипотезы, что распределение ошибок измерений соответствует нормальному закону, и избегать случаев, когда при оценивании большая ошибка в измерении приводит к существенному отклонению корректных измерений от их действительных значений. В качестве функции  $\rho(r_t)$  в настоящей работе были рассмотрены зависимости, представленные в таблице 2.3 и на рисунке 2.6, где значение параметра  $a$  устанавливается расчетчиком эмпирически перед решением задачи, где обычно  $1 \leq a \leq 4$ . Данный параметр будет определять чувствительность выбранной функции робастного метода к большим ошибкам.

Для снижения числа обусловленности и учета ОТР, ОС данным методом может выполняться с использованием уже представленных методов формирования системы уравнений. Более подробно вопросы применения рассмотренных методов

для учета ОТР и снижения обусловленности задачи при робастном ОС разбираются в [57, 87]. В оригинальной формулировке М-оценки приращение вектора состояния можно находить с использованием выражения:

$$\Delta x^k = \left( H^T \cdot [\nabla Y(r^k)]^{-1} \cdot H \right)^{-1} \cdot H^T \cdot Y(r^k), \quad (2.44)$$

где  $r^k = z - h(x^k)$  – невязки измерений на итерации  $k$ ;

$Y(r^k) = \frac{\partial \rho(r^k)}{\partial r^k}$  – функция градиента невязок измерений на итерации  $k$ ;

$\nabla Y(r^k) = \frac{\partial Y(r^k)}{\partial r^k}$  – функция весов измерений на итерации  $k$ .

Таблица 2.3. – Неквадратичные функции

Название	Функция
Квадратичная-постоянная (а)	$\rho(r) = \begin{cases} \frac{r^2}{\sigma^2}, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  \leq a \\ \frac{a^2}{\sigma^2}, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  > a \end{cases}$
Квадратичная-линейная (б)	$\rho(r) = \begin{cases} \frac{r^2}{\sigma^2}, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  \leq a \\ 2 \cdot a \cdot  r  \cdot \sigma - a^2 \cdot \sigma^2, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  > a \end{cases}$
Квадратного корня (в)	$\rho(r) = \begin{cases} \frac{r^2}{\sigma^2}, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  \leq a \\ 4 \cdot a^{\frac{3}{2}} \cdot \sqrt{ r /\sigma} - 3 \cdot a^2, & \left  \frac{r}{\sigma} \right  > a \end{cases}$

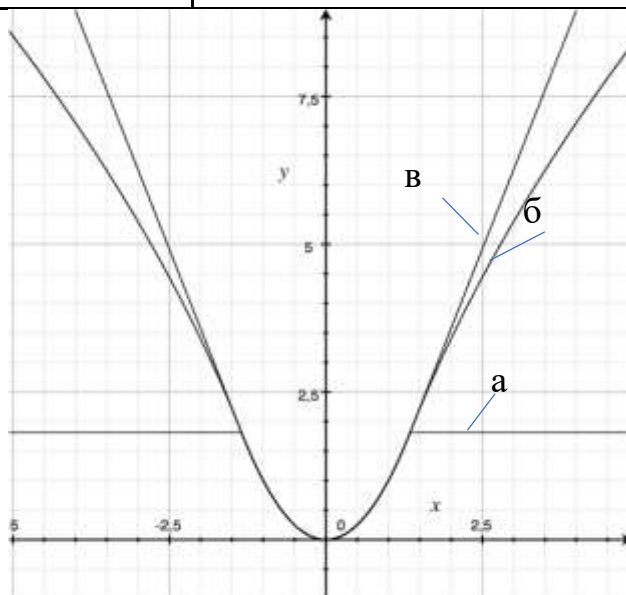


Рисунок 2.6 – Вид функций таблицы 2.3

С момента публикаций первых результатов исследований применения неквадратичных критериев для ОС ЭЭС до момента их активного использования на практике прошло достаточно много времени. По причине плохой сходимости итерационного процесса подобная постановка для большинства ученых показалась менее привлекательной и их интерес переключился на МВНК, а также развитие методов поиска плохих данных в наборе измерений. С ростом размерностей моделей ЭЭС и количества измерительных комплексов повышалась трудоемкость решения задачи определения и идентификации недостоверных измерений. В тот момент внимание исследователей вновь привлекли робастные методы и начали активно прорабатываться проблемы их вычислительных характеристик. Среди отечественных ученых в развитие способов повышения надежности сходимости вычислительного процесса при ОС робастными методами, а также в развитие данной групп методов в целом, большой вклад внесли Хохлов [57 – 61, 87], а также Неуймин и Максименко [65, 66].

На сегодняшний день робастные методы ОС в связке с неквадратичными функциями хорошо изучены и активно применяются на практике. Их использование для решения задачи ОС в РС является перспективным. В первую очередь это вызвано большой размерностью моделей РС, особенно, представленных в трех фазах, и внушительным количеством измеряемых параметров, требующихся для обеспечения наблюдаемости этих моделей. Таким образом поиск плохих данных специальными методами при ОС МВНК будет вычислительно трудоемким. Кроме того, неквадратичные функции позволяют лучше моделировать характер ошибок, следовательно, полученные с использованием данных методов результаты ОС будут более точными. Далее в настоящей работе на типовой тестовой трехфазной модели РС среднего класса напряжения будут рассмотрены расчетные примеры использования М-оценки для получения наиболее вероятного электрического режима работы сети и подавления влияния грубых ошибок в наборе измерений для оценивания.

## 2.6 Результаты оценивания состояния трехфазных моделей

Представленные в данной главе методы были запрограммированы на языках C#, C++ и реализованы в рамках единого программного комплекса (ПК) «ТОСТЭР», выполняющего ОС на базе комплексов напряжений, выраженных в полярной или прямоугольной форме. ПК «ТОСТЭР» позволяет производить оценивание как трехфазных моделей, имеющих неполнофазные ответвления, так и однолинейных моделей ЭЭС. Внешний вид основного окна программы, предназначенного для ввода информации об узлах и сетевых элементах, выполнения параметризации расчета, а также вызова других промежуточных меню и форм представлен на рисунке 2.7.

The screenshot displays the main window of the TOC: 13bus\_RMS0,211\_ software. The interface includes a menu bar, a toolbar, and a left-hand panel for calculation parameters. The main area contains two tables: a top table with columns for node number, phase voltage, and power, and a bottom table with columns for line parameters and power flow.

№	№ <sub>ф</sub>	Вш. мкСм	V <sub>н.кВ</sub> ф.А	V <sub>н.кВ</sub> ф.В	V <sub>н.кВ</sub> ф.С	L <sub>гр</sub> ф.А	L <sub>гр</sub> ф.В	L <sub>гр</sub> ф.С	V <sub>р.кВ</sub> ф.А	V <sub>р.кВ</sub> ф.В	V <sub>р.кВ</sub> ф.С	L <sub>гр</sub> ф.А	L <sub>гр</sub> ф.В	L <sub>гр</sub> ф.С	M
650	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,425...	2,422...	2,424...	0	-119,99...	119,99...	...
632	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,306...	2,365...	2,311...	-2,25...	-121,98...	118,42...	...
645	6...	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	0	2,331...	0	0	-122,13...	0	...
646	6...	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	0	2,320...	0	0	-122,19...	0	...
634	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,298...	2,361...	2,305...	-2,32...	-122,03...	118,41...	...
671	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,219...	2,382...	2,185...	-5,41...	-122,44...	117,16...	...
684	6...	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,214...	0	2,176...	-5,47...	0	117,14...	...
611	6...	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	0	0	2,167...	0	0	117,05...	...
652	6...	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,199...	0	0	-5,38...	0	0	...
675	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	2,200...	2,385...	2,175...	-5,58...	-122,53...	117,28...	...
-1	0	0	2,4	2,4	2,4	0	-120	120	0	0	0	0	0	0	...

Узел начала	Узел конца	Состояние	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	l, км	K <sub>г</sub>	K <sub>к</sub>	K <sub>тр</sub>	Тип	P <sub>a</sub>	P <sub>б</sub>	P <sub>с</sub>	Q <sub>a</sub>	Q <sub>б</sub>	Q <sub>с</sub>	Voltage	M
650	632	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	1,203...	0,974...	1,035...	0,769...	0,685...	0,714...	2,4	...
632	645	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0	0,406...	0	0	0,263...	0	2,4	...
645	646	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0	0,230...	0	0	0,133...	0	2,4	...
632	634	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0,160...	0,120...	0,120...	0,110...	0,090...	0,090...	2,4	...
632	671	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	1,012...	0,448...	0,884...	0,575...	0,282...	0,563...	2,4	...
671	684	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0,129...	0	0,169...	0,086...	0	0,081...	2,4	...
684	611	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0	0	0,169...	0	0	0,080...	2,4	...
684	652	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0,129...	0	0	0,086...	0	0	2,4	...
671	675	Вкл	0	0	0	1	0	0	0	none	0,488...	0,067...	0,291...	0,193...	0,060...	0,212...	2,4	...
-1	-1		0	0	0	1	0	0	0		0	0	0	0	0	0	-1	...

Рисунок 2.7 – Основное окно ПК «ТОСТЭР»

Интерфейс для ввода информации об измерениях сети, а также установки для них весовых коэффициентов и признаков ОТР представлен на рисунке 2.8. Он позволяет вводить соответствующие эталонному режиму значения измеряемых параметров (колонки Изм. ф.А-С), а также их значения с ошибками (Ош. ф.А-С), и на выходе отображать значения измеряемых параметров, рассчитанные на основании полученного в результате ОС электрического режима (Расч.ф.А-С). Значения измеряемых параметров с ошибками могут быть получены с помощью интерфейса программы из эталонных значений, путем наложения на них ошибок с нормальным распределением и заданным в процентах СКО.

ТОС: Измерения																	
Узел изм.	Узел кон.	Тип измер.	Изм. ф.А	Изм. ф.В	Изм. ф.С	Вес ф.А	Вес ф.В	Вес ф.С	Ош. ф.А	Ош. ф.В	Ош. ф.С	Расч. ф.А	Расч. ф.В	Расч. ф.С	ОТР ф.А	ОТР ф.В	ОТР ф.С
650	632	Pflow	1,2041	0,9749	1,0351	1	1	1	1,2041	0,9749	1,0351	1,2038...	0,9747...	1,0352...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
650	632	Qflow	0,7692	0,6853	0,7149	1	1	1	0,7692	0,6853	0,7149	0,7692...	0,6852...	0,7145...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	645	Pflow	0	0,4062	0	0	0,4	0	0	0,4062	0	0	0,4061...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	645	Qflow	0	0,2632	0	0	0,4	0	0	0,2632	0	0	0,2630...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	634	Pflow	0,1604	0,1201	0,1204	0,2	0,2	0,2	0,1604	0,1201	0,1204	0,1604...	0,1201...	0,1203...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	634	Qflow	0,1106	0,0902	0,0903	0,2	0,2	0,2	0,1106	0,0902	0,0903	0,1105...	0,0902...	0,0903...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	671	Pflow	1,0124	0,4478	0,885	1	1	1	1,0124	0,4478	0,885	1,0124...	0,4481...	0,8849...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
632	671	Qflow	0,5756	0,2819	0,5633	1	1	1	0,5756	0,2819	0,5633	0,5754...	0,2823...	0,5634...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
671	684	Pflow	0,1292	0	0,1675	0,2	0	0,2	0,1292	0	0,1675	0,1292...	0	0,1691...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
671	684	Qflow	0,0864	0	0,0812	0,2	0	0,2	0,0864	0	0,0812	0,0865...	0	0,0811...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
671	675	Pflow	0,4887	0,0678	0,292	0,5	0,5	0,5	0,4887	0,0678	0,292	0,4886...	0,0678...	0,2919...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
671	675	Qflow	0,1931	0,06	0,2124	0,5	0,5	0,5	0,1931	0,06	0,2124	0,1931...	0,0600...	0,2124...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
645	-1	Pinj	0	-0,1699	0	0	0,2	0	0	-0,1699	0	0	-0,1699...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
645	-1	Qinj	0	-0,125	0	0	0,2	0	0	-0,125	0	0	-0,1251...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
646	-1	Pinj	0	-0,2299	0	0	0,3	0	0	-0,2299	0	0	-0,2300...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
646	-1	Qinj	0	-0,132	0	0	0,3	0	0	-0,132	0	0	-0,1322...	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
634	-1	Pinj	-0,16	-0,12	-0,12	0,2	0,2	0,2	-0,16	-0,12	-0,12	-0,1600...	-0,1199...	-0,1200...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
634	-1	Qinj	-0,11	-0,09	-0,09	0,2	0,2	0,2	-0,11	-0,09	-0,09	-0,1100...	-0,0899...	-0,0900...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
684	-1	Pinj	0	0	0	0,1	0	0,1	0	0	0	4,1191...	0	0,0008...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
684	-1	Qinj	0	0	0	0,1	0	0,1	0	0	0	8,2027...	0	-4,2020...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
611	-1	Pinj	0	0	-0,1705	0	0	0,2	0	0	-0,1705	0	0	-0,1688...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
611	-1	Qinj	0	0	-0,0802	0	0	0,2	0	0	-0,0802	0	0	-0,0802...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
652	-1	Pinj	-0,1282	0	0	0,2	0	0	-0,1282	0	0	-0,1281...	0	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
652	-1	Qinj	-0,0861	0	0	0,2	0	0	-0,0861	0	0	-0,0859...	0	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
675	-1	Pinj	-0,485	-0,068	-0,2903	0,5	0,5	0,5	-0,485	-0,068	-0,2903	-0,4850...	-0,0679...	-0,2903...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
675	-1	Qinj	-0,19	-0,0601	-0,2122	0,5	0,5	0,5	-0,19	-0,0601	-0,2122	-0,1899...	-0,0600...	-0,2121...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
650	-1	Vmod	2,42419	2,42427	2,42424	0,5	0,5	0,5	2,424...	2,424...	2,424...	2,4250...	2,4227...	2,4248...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
634	-1	Vmod	2,29899	2,36141	2,30494	0,5	0,5	0,5	2,298...	2,361...	2,304...	2,2989...	2,3611...	2,3051...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
671	-1	Vmod	2,22001	2,38196	2,18559	0,5	0,5	0,5	2,220...	2,381...	2,185...	2,2196...	2,3827...	2,1852...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Рисунок 2.8 – Интерфейс ПК «ГОСТЭР» для ввода информации об измерениях



Темно-серым цветом в табличной области ввода информации о модели ПК «ГОСТЭР» выделены несуществующие фазы узлов и сетевых элементов. Как можно заметить, на рисунках выше представлен интерфейс программы с загруженными параметрами упрощенной тестовой модели IEEE13, описание которой было представлено в пункте 2.2. На рисунке 2.7 параметры сетевых элементов отсутствуют, так как они были заданы согласно описанию тестовой сети IEEE13 в формате матриц проводимостей, имеющих размерность  $3 \times 3$ . Для ввода параметров сетевых элементов с помощью матриц в программе реализован специальный интерфейс.

Основной целью разработки ПК «ГОСТЭР» было создание функционала для тестирования и возможности сравнения алгоритмов трехфазного ОС при использовании разных тестовых моделей РС. Потребность в разработке программы возникла ввиду сложности расчетных функций задачи ОС в фазных координатах и необходимости выполнения проверки разрабатываемых методов на нескольких моделях. Особенности реализации ПК «ГОСТЭР», направленные на повышение скорости расчетов схем большой размерности будут подробно разбираться в 4 главе настоящей работы, они также рассматривались в [88, 89]. На данную программу было получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, копия которого приведена в Приложении А.

Проверка работоспособности представленных методов выполнялась в разработанной программе с использованием типовых схем РС IEEE13 и IEEE37, описание трехфазных моделей которых может быть найдено в литературе [80]. Ошибки в наборах измерений моделировались с помощью наложения на параметры установившихся электрических режимов работы тестовых моделей случайных отклонений, соответствующих нормальному закону распределения. В ходе расчетов были рассмотрены несколько наборов измерений с разным СКО ошибок. В качестве критерия завершения итерационного процесса ОС выступало максимальное по модулю значение невязки вектора приращения вектора состояния, которое должно было быть меньше установленного значения в  $1 \times$

$10^{-5}$ . В таблице 2.4 представлено сравнение некоторых вычислительных характеристик рассмотренных методов при ОС тестовой сети IEEE13.

Различные подходы к ОС МВНК на простой схеме привели практически к одинаковым результатам – значениям элементов вектора состояния и, следовательно, значениям элементов набора измерений. М-оценка не потребовала увеличения числа итераций для решения задачи ОС, так как плохие данные отсутствовали и в рассматриваемой области отклонений измерений ошибка имела квадратичный характер согласно заданным условиям и выбранной функции. В таком случае полученное с помощью М-оценки решение совпадало с решением задачи ОС МВНК, где ОТР не учитывались, а данной группе измерений присваивались большие веса.

Таблица 2.4. – Сравнение методов решения задачи ОС

Метод ОС	Число итераций	СКО начального набора измерений, %	СКО оцененного набора измерений, %	Число обусловленности матрицы коэффициентов СЛУ
ОС МВНК	4	1.488	0.896	8.0E+09
ОС МВНК с учетом ОТР				4.0E+06
ОС МВНК, подход Хачтела				6.7E+03
Блочный подход				4.7E+06
М-оценка				8.0E+09

Полученные результаты позволяют заключить, что ОС с использованием трехфазной модели ЭЭС может выполняться любым из рассмотренных методов. При сравнении методов наименьшего числа обусловленности удалось добиться при использовании метода Хачтела. Снижение числа обусловленности было выбрано в качестве одного из основных критериев ввиду того, что параметры сетевых элементов РС имеют большую разнородность в сравнении с параметрами магистральных сетей. Минусом расширенной матрицы Хачтела являются ее характеристики. Так как она не имеет положительного определителя, это препятствует применению методов решения СЛУ, обычно используемых в задачах

электроэнергетики и имеющих хорошую эффективность. В четвертой главе настоящей работы будет показано, что на сегодняшний день существуют альтернативные эффективные методы решения СЛУ большой размерности, для которых матрица коэффициентов должна быть очень разреженной, симметричной, но, в то же время, она может не иметь положительный определитель.

В представленных выше расчетах были использованы только фазные измерения. Кроме них, в ПК «ТОСТЭР» была реализована возможность учета других типов измерений, описание которых было представлено в разделе 2.3. Преимущества использования измерений трехфазных параметров мощностей может быть продемонстрировано на следующем примере.

Если из модели IEEE13, используемой в прошлом расчете, удалить фазные измерения потоков активной мощности в линии 632 – 634, то измерения фазных потоков активной мощности в узле 634 ( $P_{inj_{634}}^A$ ,  $P_{inj_{634}}^B$ ,  $P_{inj_{634}}^C$ ) становятся критическими. Об этом также свидетельствует полученная для настоящей конфигурации измерений проекционная матрица, фрагмент которой представлен ниже (2.45).

$$A = \begin{matrix} & P_{inj_{634}}^A & P_{inj_{634}}^B & P_{inj_{634}}^C & \dots \\ P_{inj_{634}}^A & \left[ \begin{array}{cccc} 0.9793 & \dots & \dots & \vdots \\ \dots & 0.9807 & \dots & \vdots \\ \dots & \dots & 0.9795 & \vdots \\ \dots & \dots & \dots & \ddots \end{array} \right] & & & \\ P_{inj_{634}}^B & & & & \\ P_{inj_{634}}^C & & & & \\ \vdots & & & & \end{matrix} \quad (2.45)$$

Тогда, если совокупное трехфазное измерение потока активной мощности ( $P_{inj_{634}}^{ABC}$ ) будет добавлено в узел 634, то, в результате ОС нового набора измерений, это снизит на ощутимый процент коэффициенты проекционной матрицы, относящиеся к измерениям фазных потоков активной мощности в узле 634. Следовательно, ошибка в данных фазных измерениях уже частично сможет быть компенсирована введенным трехфазным измерением (2.46).

$$A = \begin{matrix} & P_{inj\ 634}^A & P_{inj\ 634}^B & P_{inj\ 634}^C & \dots & P_{inj\ 634}^{ABC} \\ P_{inj\ 634}^A & \left[ \begin{array}{cccccc} 0.7359 & \dots & \dots & \vdots & 0.2486 & \vdots \\ \dots & 0.7366 & \dots & \vdots & 0.2489 & \vdots \\ \dots & \dots & 0.7359 & \vdots & 0.2487 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \\ P_{inj\ 634}^{ABC} & 0.2486 & 0.2489 & 0.2487 & \ddots & 0.7462 & \ddots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{array} \right. & \end{matrix} \quad (2.46)$$

Если, например, для рассматриваемого случая вместо измерения  $P_{inj\ 634}^{ABC}$  будет добавлено трехфазное измерение потока активной мощности в линии 632 – 634 ( $P_{flow\ 632-634}^{ABC}$ ), то оно также сможет снизить коэффициенты проекционной матрицы (2.47), относящиеся к измерениям фазных потоков активной мощности в узле 634. Кроме того, такое измерение будет получено от отдельного измерительного комплекса, а значит, его ввод повысит реальную избыточность измерительной информации для решения задачи ОС.

$$A = \begin{matrix} & P_{inj\ 634}^A & P_{inj\ 634}^B & P_{inj\ 634}^C & \dots & P_{flow\ 632-634}^{ABC} \\ P_{inj\ 634}^A & \left[ \begin{array}{cccccc} 0.7351 & \dots & \dots & \vdots & 0.2486 & \vdots \\ \dots & 0.7364 & \dots & \vdots & 0.2485 & \vdots \\ \dots & \dots & 0.7358 & \vdots & 0.2482 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \\ P_{flow\ 632-634}^{ABC} & 0.2485 & 0.2485 & 0.2482 & \ddots & 0.7472 & \ddots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{array} \right. & \end{matrix} \quad (2.47)$$

Таким образом, использование трехфазных измерений позволяет повысить избыточность измерений ЭЭС при ее ОС в условиях недостатка телеметрической информации, а также предоставить источник компенсации ошибок в критических измерениях. Кроме того, с помощью настоящих измерений упрощается поиск ошибок в измерениях модели ОС, внесенных в результате ее корректирования.

## 2.7 Выводы по главе 2

1. В настоящее время существует множество формулировок задачи ОС, ориентированных на РС. Сопоставление наиболее распространенных из них позволяет заключить, что преимущества и недостатки каждой из

формулировок достаточно сбалансированы. В данной диссертационной работе исследования проводились при использовании МВНК и М-оценки, где в качестве элементов вектора состояния выступали комплексы напряжений узлов, выраженные в полярной форме. Такая формулировка задачи получила широкое распространение в магистральных сетях, она имеет высокий уровень проработанности и в ней не было выявлено существенных проблем, препятствующих ее применению для решения задачи ОС РС.

2. Несмотря на кажущуюся маловажность значений величин междуфазных сопротивлений сетевых элементов, характеризующих фазные взаимоиндукции, они оказывают существенное влияние на расчет параметров электрического режима с использованием трехфазных моделей сетей среднего класса напряжения. При их исключении модель перестает соответствовать анализируемому объекту и не позволяет расчетными методами получить его реальные характеристики.
3. В РС существует большое количество разнотипной измерительной информации. Для повышения избыточности исходных данных задачи ОС РС необходима реализация возможности использования всего спектра доступных измерений. С целью такого учета в работе представлены функции, позволяющие включить в набор измерений такие параметры, как модули линейных значений напряжений и модули напряжений нулевой последовательности, а также совокупные измерения мощностей.
4. Параметры сетевых элементов в моделях РС обычно обладают большой разнородностью, что необходимо учитывать при выборе подхода к ОС таких сетей. С учетом этого, наибольшая эффективность ОС может быть достигнута при использовании подхода Хачтела. Несмотря на ограничения, возникающие при создании матрицы коэффициентов с применением данного подхода, современные методы позволяют быстро найти решение таких СЛУ в условиях задачи ОС.

### **ГЛАВА 3. АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ ПОИСКА ОШИБОК В ИЗМЕРЕНИЯХ И ТОПОЛОГИИ ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ**

Третья глава посвящена анализу возможности применения методов поиска грубых ошибок в измерениях, а также методов поиска топологических ошибок при ОС в фазных координатах и использовании трехфазных моделей ЭЭС. Для задачи ОС имеет первостепенную важность исключение данных ошибок, так как их наличие существенно искажает результаты оценивания и может привести к проблемам в сходимости итерационного процесса. Кроме того, поиск топологических ошибок может быть использован для уточнения реальной топологии, что особенно важно для управления РС. Использование данных методов распространено в магистральных сетях, где их реализация основывается на однолинейной модели ЭЭС. Применительно к трехфазным моделям эти методы могут иметь некоторые дополнения, ограничения или допущения, а также нуждаться в адаптации, что рассматривается в рамках текущей главы.

#### **3.1 Способы поиска плохих данных в наборе измерений**

Часть поступающих в центры управления сетями значений измерений неизбежно содержит грубые ошибки. Грубыми ошибками считаются величины измерений, чьи значения существенно отклоняются от действительной величины, а вероятность их возникновения не соответствует закону распределения ошибок, принятому в рамках используемого подхода ОС. В теории ОС такие измерения обычно называют плохими данными. ОС направлено на уменьшение величин ошибок измерений, собранных по системе, путем минимизации значений их невязок. При использовании МВНК грубые ошибки могут негативно повлиять на корректные измерения, получаемый конечный результат и характеристики сходимости итерационного процесса. Так как значения грубых ошибок не соответствуют принятому в рамках постановки задачи закону распределения

ошибок, то порождаемые в процессе оценивания невязки для измерений с грубыми ошибками будут компенсироваться путем отклонения корректных измерений от их действительных значений, что в конечном счете станет причиной некорректного определения режима работы ЭС.

За время развития теории ОС задача поиска плохих данных частично выделилась из общей проблематики и стала отдельной обширной областью для проведения исследований, которой посвящено множество работ. Существующие методы позволяют производить обработку плохих данных как априорно, так и в процессе ОС, а также и после его завершения – апостериорно. Априорный поиск плохих данных обычно заключается в применении статических и динамических фильтров [90, 91] к необработанным значениям телеизмерений или использовании контрольных уравнений. Необработанными телеизмерениями называются параметры, непосредственно поступающие в базу данных SCADA-системы с объектов диспетчеризации по каналам связи. Отсутствуют какие-либо сомнения в том, что методы априорного обнаружения грубых ошибок могут применяться в контексте трехфазных моделей и рассматриваемых методов ОС с использованием в качестве входной информации фазных измерений. Применение априорного поиска плохих данных имеет высокую важность на практике. Он позволяет исключить перед ОС измерения, которые могли существенно снизить скорость расчета и сильно повлиять на конечный результат решения задачи, тем самым, априорный поиск снижает нагрузку на алгоритмы ОС и последующие поиски плохих данных. Однако, даже с его применением необходимость в поиске недостоверных данных при ОС или после его окончания по-прежнему существует.

В предыдущем разделе разбиралась возможность применения робастных методов ОС к трехфазным моделям ЭЭС. С их помощью идентификация плохих данных и подавление их влияния выполняются в ходе итерационного процесса. Также, грубые ошибки могут быть идентифицированы при использовании контрольных уравнений. Основанные на них подходы получили широкое распространение благодаря исследованиям Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН [52, 54]. В рамках следующего раздела будут рассмотрены

особенности использования теста нормализованных невязок, апостериорного метода поиска, применительно к РС и трехфазным моделям ЭЭС, а также возможности исключения из набора измерений плохих данных при М-оценке.

### **3.2 М-оценка и апостериорный поиск плохих данных с использованием теста нормализованных невязок измерений**

Апостериорный поиск плохих данных предназначен для определения и идентификации измерений с грубыми ошибками на основании результатов ОС. Одним из подходов к его реализации является тест нормализованных невязок измерений. Нормализация невязок измерений необходима, так как в процессе ОС в соответствии с весовыми коэффициентами происходит перераспределение отклонений величин измерений в условиях приближения к предполагаемому режиму. После нормализации становится очевидным, какое измерение в соответствии с его весовым коэффициентом имело наибольшее отклонение, которое было перераспределено на остальные значения измерений в ходе решения задачи ОС. Процесс нормализации заключается в преобразовании элементов вектора невязок измерений с помощью следующего выражения:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}}, \quad (3.1)$$

где  $\Omega = R - H \cdot G^{-1} H^T$ ;  $r_i$  – расчетная невязка измерения  $i$ , полученная в результате ОС.

При нормализации вектора невязок его элементы будут представлены вектором абсолютных величин и иметь нормальное распределение (по модулю). Превышение группой его элементов пороговой величины, зависящей от предполагаемой точности оценивания, будет свидетельствовать о наличии грубых ошибок, по меньшей мере в части измерений рассматриваемой группы. В некоторых случаях, при наличии грубых ошибок, в данную группу могут войти корректные измерения, существенно отклонившиеся в процессе ОС от своего действительного значения под влиянием плохих данных и прочих ошибок измерений. Исходя из этого в оригинальной постановке теста рекомендуется



исключать из набора измерений недостоверные измерения по одному и после идентификации каждой ошибки проводить ОС и данный тест повторно. Процесс поиска плохих данных считается завершенным, если значение наибольшей из нормализованных невязок будет меньше установленной пороговой величины.

С целью верификации метода поиска плохих данных при использовании трехфазных моделей ЭЭС посредством теста нормализованных невязок измерений были произведены расчеты на модели РС IEEE13, описание которой было представлено в разделе 2.2. Без внесения плохих данных СКО ошибок набора измерений тестируемой модели составляло 1.2%.

Достаточно распространенной грубой ошибкой является неверный знак в величине измерения. Например, такая ошибка может появиться на этапе создания или корректировки связи между измерениями и параметрами модели, а также после выполнения поверки измерительного комплекса. В рамках проведенных в настоящей работе исследований ошибка в знаке измерения активной мощности была внесена в фазу А измерения потока активной мощности линии, расположенной между узлами 632 и 671 тестируемой модели. Вместо значения измерения 1.014 МВт, которое уже содержало незначительную ошибку в 0.2%, была взята величина -1.014 МВт. На графике (см. Рисунок 3.1 (а)) представлены результаты ОС (классический МВНК) набора измерений, содержащего данную ошибку. По графику отчетливо видно, что в результате ОС наличие ошибки привело к отклонению расчетных значений некоторых других измерений. Наибольшие отклонения от действительных значений получили параметры, имеющие наибольший коэффициент в той строке проекционной матрицы, которая относится к измерению с ошибкой в знаке. Пять измерений, имеющие на момент завершения теста наибольшую нормализованную невязку представлены в таблице 3.1 (колонки теста 1). Наибольшая из нормализованных невязок принадлежит измерению с ошибкой, что свидетельствует о корректной работе теста нормализованных невязок. При ОС набора измерений без грубых ошибок и выполнении поиска плохих данных, отклонения значений измерений от действительной величины, а также пять наибольших значений нормализованных

невязок, полученных в результате рассматриваемого теста, представлены на рисунке 3.1 (в) и в таблице 3.1 (колонки теста 3) соответственно.

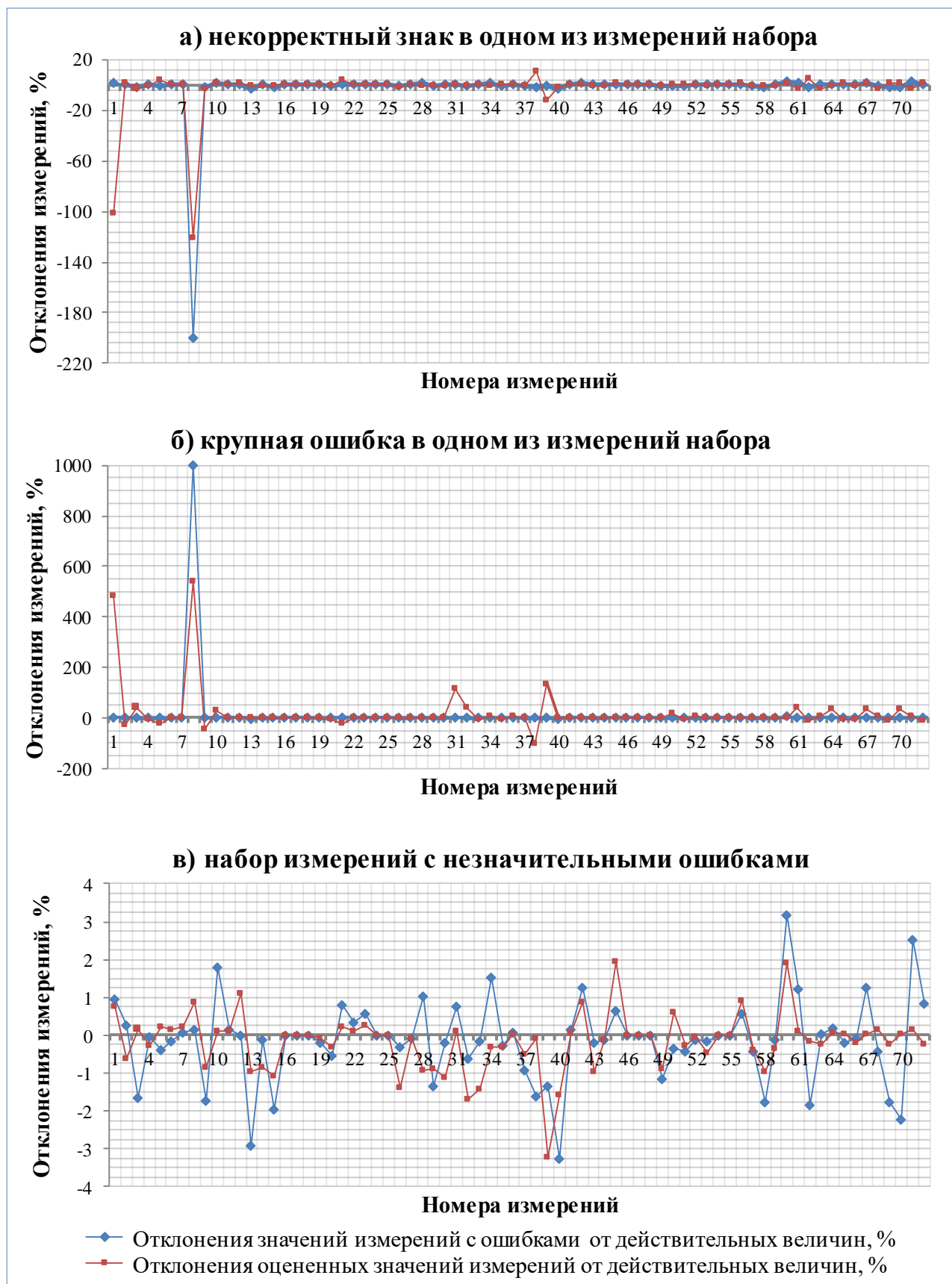


Рисунок 3.1 – Анализ результатов ОС МВНК (классический подход)

Таблица 3.1. – Результат поиска плохих данных с помощью анализа нормализованных невязок измерений.

Тест 1. Некорректный знак в измерении		Тест 2. Крупная ошибка в измерении		Тест 3. Набор измерений с незначительными ошибками	
Название измерения	$r_i^N$ , о.е.	Название измерения	$r_i^N$ , о.е.	Название измерения	$r_i^N$ , о.е.
Pflow_632-671 (A)	5.540	Pflow_632-671 (A)	14.934	Vmod_650 (B)	0.377
Vmod_650 (B)	1.599	Pflow_650-632 (A)	6.483	Vmod_675 (B)	0.321
Pflow_650-632 (A)	1.300	Vmod_634 (A)	5.780	Vmod_675 (A)	0.231
Vmod_650 (A)	1.246	Vmod_675 (B)	4.057	Vmod_671 (C)	0.169
Vmod_675 (B)	0.743	Vmod_634 (A)	3.749	Vmod_650 (A)	0.159

Помимо ошибки в знаке измерения, рассматривались условия, в которых крупная ошибка была внесена в набор измерений. Ошибка была внесена в фазу А измерения потока активной мощности линии, расположенной между узлами 632 и 671 тестируемой модели, путем увеличения значения измерения в десять раз. В данной ситуации необходимо отметить важность априорного поиска плохих данных. Наличие в наборе измерений очень больших ошибок, значительно превосходящих значения остальных измерений набора, может стать причиной расхождения итерационного процесса при ОС ЭЭС. В рассматриваемом случае ОС завершилось успешно, хотя и потребовало 52 итерации для достижения установленной точности. Для ОС данной схемы с незначительными ошибками в измерениях обычно требуется 4-5 итераций. Результаты поиска ошибки в данном наборе измерений представлены на рисунке 3.1 (б), а пять наибольших нормализованных невязок приведены в таблице 3.1 (колонки теста 2).

Исходя из результатов представленных тестов, а также других расчетов, которые были выполнены при анализе работоспособности теста нормализованных невязок был сделан вывод о возможности его применения в рамках трехфазных моделей. Основным недостатком теста нормализованных невязок измерений является необходимость выполнения повторного ОС после идентификации и последующей замены или удаления измерений с ошибками. Это приводит к тому, что перед данным тестом требуется выполнить ОС, а после выявления ошибки необходимо принять действия по ее исключению из набора и повторно провести ОС, для того, чтобы его результат можно было использовать в решении последующих задач. Более того, тест нормализованных невязок измерений

гарантирует выявление только одной ошибки в наборе измерений, следовательно, может потребоваться несколько циклов его работы при рассмотрении одного среза телеметрии. Подобный недостаток отсутствует при робастном ОС, когда плохие данные выявляются в ходе решения задачи и удаляются из набора измерений до окончания расчета.

Результаты робастного ОС при неверном знаке измерения, для первого из рассматриваемых ранее случаев, и большой ошибке, внесенной во время второго теста, представлены на рисунке 3.2 (а) и рисунке 3.2 (б) соответственно. В обоих случаях М-оценка потребовала 5 итераций. Как видно из графиков, во время ОС измерения с ошибками были идентифицированы и исключены из набора.

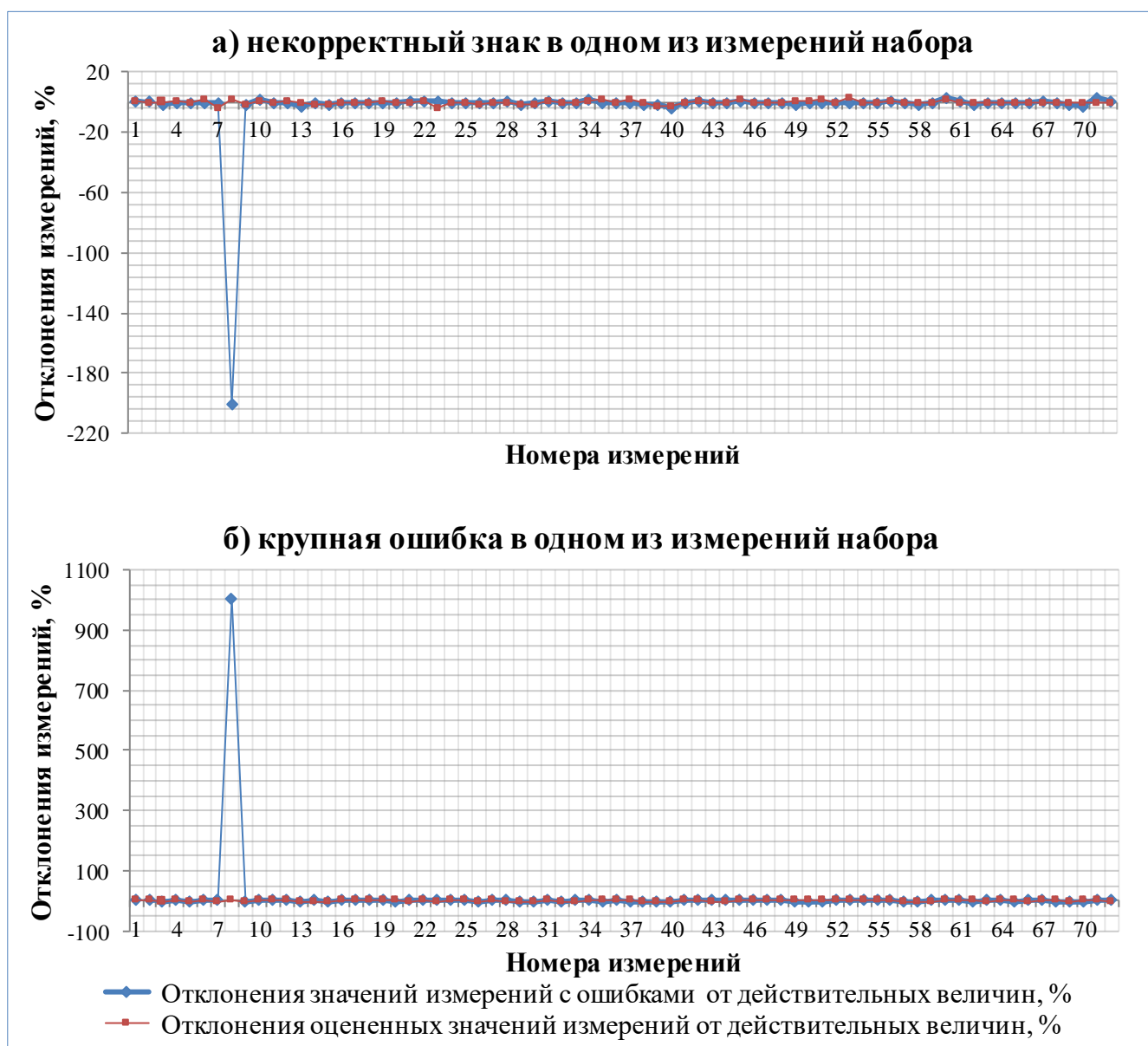


Рисунок 3.2 – Анализ результатов ОС (М-оценка), когда набор измерений имел плохие данные

Рассматривалась возможность идентификации плохих данных с помощью теста нормализованных невязок и М-оценки при одновременном наличии нескольких грубых ошибок в фазных измерениях, принадлежащих одному сетевому элементу. Для этого были проведены расчеты на модели, которая использовалась во время предыдущих поисков плохих данных. Ошибки вносились в знаки фазных измерений потоков активной мощности ветви, соединяющей узлы 632 и 671. В первых трех тестах ошибки вносились в знаки измерений для фаз А и В, А и С, С и А соответственно. В четвертом тесте неверный знак был задан всем фазным измерениям потоков активной мощности ветви, соединяющей узлы 632 и 671. Результаты поиска плохих данных путем выполнения теста нормализованных невязок измерений для рассмотренных случаев представлены в таблице 3.2. В ней содержится по пять наибольших нормализованных невязок измерений для каждого из тестов, где желтым цветом выделены верно идентифицированные ошибки. В ходе тестов нормализованных невязок измерений все введенные ошибки были успешно идентифицированы. Исходные значения измерений с ошибками, а также полученные их оцененные величины при М-оценке представлены на графиках (см. Рисунок 3.3 и Рисунок 3.4). Как видно из графиков, во время М-оценки измерения с ошибками были исключены из набора.

Таблица 3.2. – Результаты теста нормализованных невязок измерений

Тест 1. Некорректный знак в фазных измерениях Pflow_632-671 (А, В)		Тест 2. Некорректный знак в фазных измерениях Pflow_632-671 (А, С)	
Название измерения	$r_i^N$ , о.е.	Название измерения	$r_i^N$ , о.е.
Pflow_632-671 (А)	6.743	Pflow_632-671 (С)	7.066
Pflow_632-671 (В)	2.005	Pflow_632-671 (А)	4.521
Pflow_650-632 (А)	1.316	Pflow_650-632 (А)	1.309
Pflow_650-632 (В)	0.552	Pflow_650-632 (С)	1.152
Vmod_650 (А)	0.289	Vmod_650 (С)	0.301
Тест 3. Некорректный знак в фазных измерениях Pflow_632-671 (В, С)		Тест 4. Некорректный знак в фазных измерениях Pflow_632-671 (А, В, С)	
Название измерения	$r_i^N$ , о.е.	Название измерения	$r_i^N$ , о.е.
Pflow_632-671 (С)	4.380	Pflow_632-671 (С)	5.595
Pflow_632-671 (В)	4.133	Pflow_632-671 (А)	4.878
Pflow_650-632 (С)	1.138	Pflow_632-671 (В)	2.338
Pflow_650-632 (В)	0.581	Pflow_650-632 (А)	1.318
Qflow_632-671 (С)	0.171	Pflow_650-632 (С)	1.151

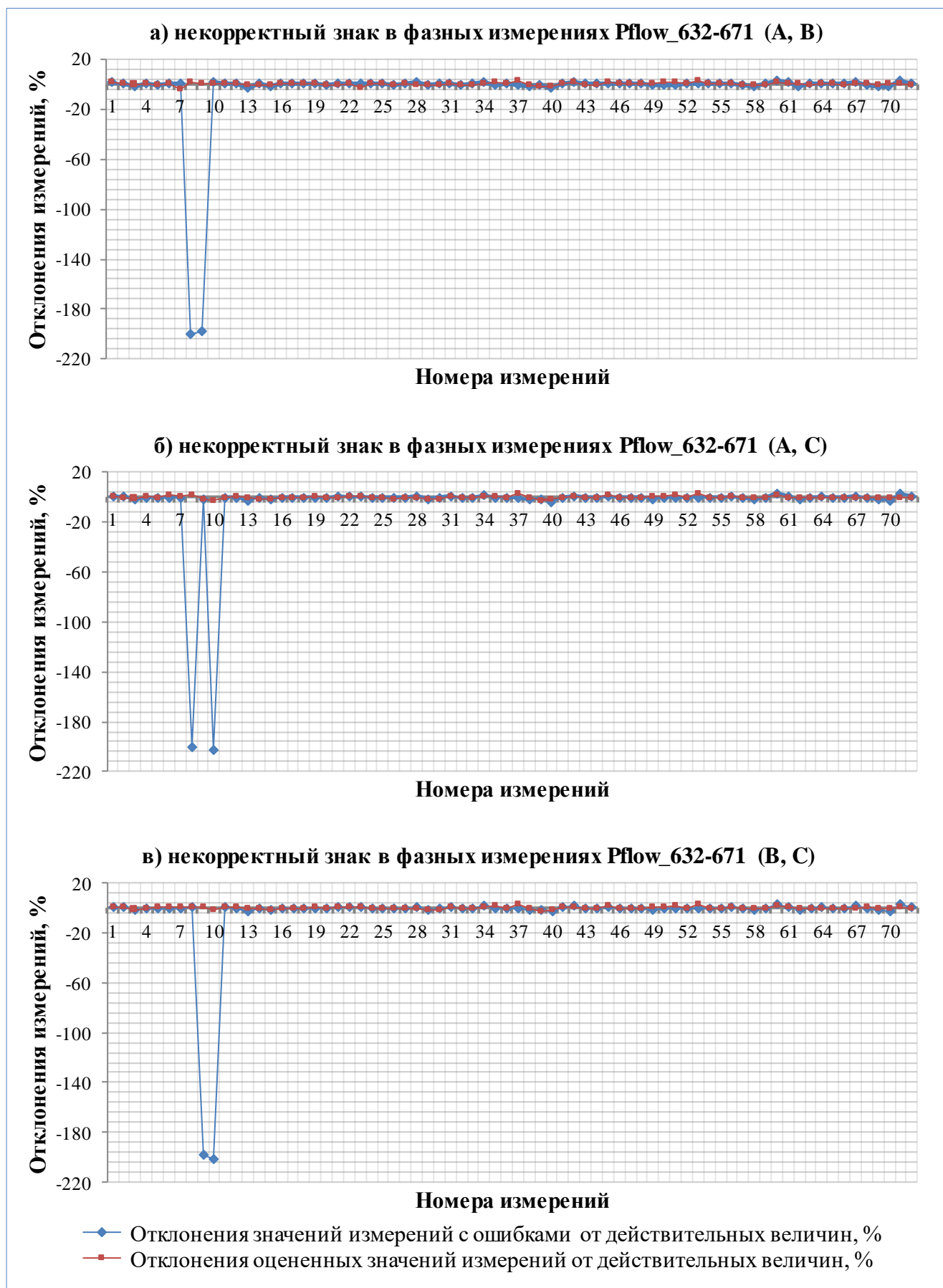


Рисунок 3.3 – анализ результатов ОС (М-оценка)

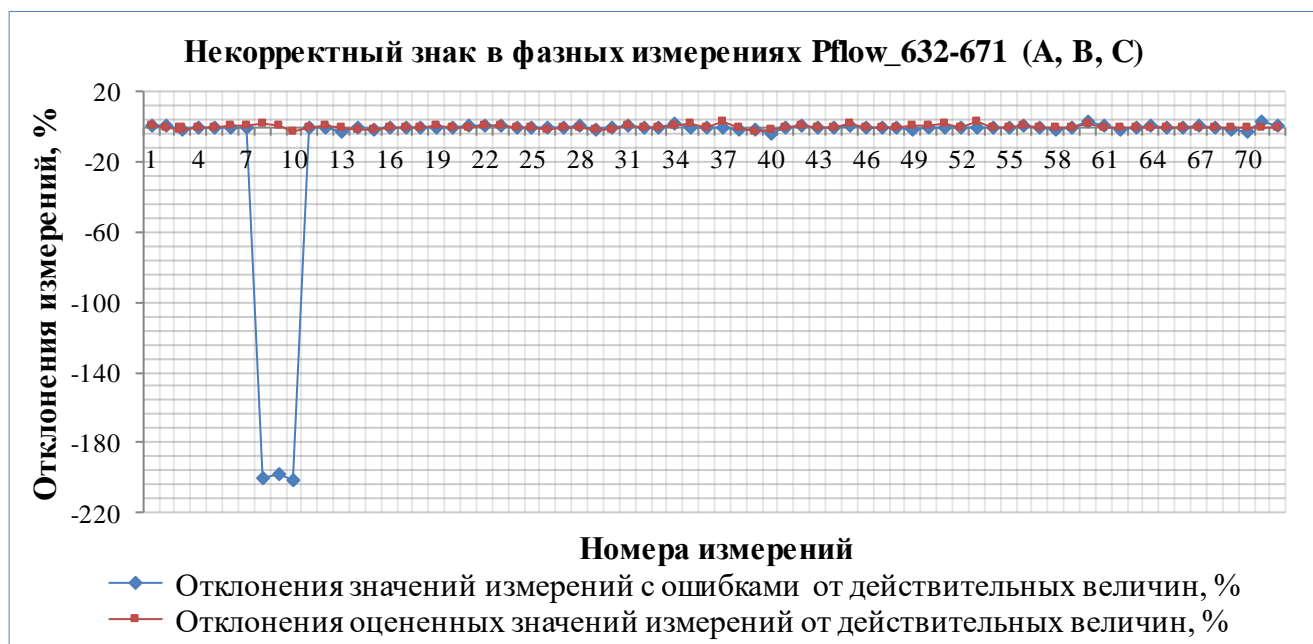


Рисунок 3.4 – анализ результатов ОС (М-оценка)

Из результатов проведенных тестов следует, что междуфазные связи трехфазных моделей обладают достаточно слабым взаимовлиянием на поиск плохих данных, что позволяют одновременно идентифицировать ошибки в разных фазах, словно в разных моделях, а не исключать их по одной на каждом цикле теста нормализованных невязок. Аналогичный вывод может быть сделан из проекционной матрицы, которая для рассматриваемой сети приведена на рисунке 2.4. Так как коэффициенты данной матрицы, характеризующие междуфазные взаимосвязи фазных параметров режима, имеют достаточно маленькое значение, то наличие плохих данных в фазных измерениях не окажет значительного влияния на связанные с ними измерения других фаз. Следовательно, тест нормализованных невязок измерений для трехфазной модели потребует столько же циклов расчета, сколько и для однолинейной.

Представленные в настоящей разделе результаты свидетельствуют о возможности использования теста нормализованных невязок и М-оценки для идентификации ошибок измерений в трехфазных моделях ЭЭС. Выявленные в результате проведенных расчетов особенности применения теста нормализованных невязок измерений необходимо учитывать при разработке алгоритмов поиска плохих данных для повышения скорости его работы.

### 3.3 Поиск топологических ошибок в трехфазных моделях энергосистем

Для РС проблема получения актуальной топологии сети обычно имеет даже более высокий приоритет, чем проблема определения параметров электрического режима. Подобное заключение встречается как в отечественных, так и в зарубежных работах, а также совпадает с мнением специалистов организаций, отвечающих за контроль РС. Данное обстоятельство связано с тем, что неверно определенное состояние сетевых элементов будет оказывать негативное влияние на решение других задач управления РС. В магистральных сетях для решения настоящей проблемы обычно используется топологический процессор. Он позволяет получить актуальную топологию сети основываясь на данных о состоянии коммутационных устройств, передаваемых в диспетчерские центры с помощью установленной на объектах ЭС телесигнализации состояния оборудования. Такая телесигнализация чаще всего отсутствует на большей части объектов РС. Кроме того, на многих подстанциях и распределительных пунктах РС отсутствует оперативный персонал. Об изменении топологии на таких объектах, в частности, аварии, можно узнать только из телефонных звонков потребителей, сообщающих о перебоях в электроснабжении. Организация ремонтных работ в РС не так жестко регулируется, как в магистральных сетях. Следовательно, ввиду возможного отсутствия телесигнализации состояния для части объектов РС и других восполняющих источников данных топологическому процессору может быть недостаточно информации для актуализации состояний всех элементов модели ЭЭС. Это приводит к необходимости предположения их текущего состояния, что, в свою очередь, может стать причиной возникновения топологических ошибок в модели ЭЭС.

Отдельно следует отметить, что используемые при управлении модели и схемы РС могут иметь в разы большую размерность в сравнении с моделями и схемами магистральных сетей. Это усложняет процессы их актуализации, диспетчеризации и информационного сопровождения. При внесении изменений в модели РС, их актуализации, в следствии упомянутых выше особенностей,



увеличивается вероятность внесения ошибок при привязке телеметрии и псевдосигналов к параметрам модели. Процесс их выявления может измеряться годами и сопровождаться внесением новых ошибок, появляющихся на этапах ручного изменения состояния неверно привязанных сигналов, а также корректировки и расширения модели. Для большинства центров управления РС актуальна ситуация, когда количество ручных псевдосигналов состояния в рамках модели ЭЭС по-прежнему велико в сравнении с числом телемеханизированных телесигналов. Обычно значения псевдосигналов состояния обновляются через ручной или автоматизированный ввод, например, с помощью контролирующей программы или набора условий, по наступлению которых оперативно-информационный комплекс изменяет состояние параметра в хранилище SCADA. Если во взаимосвязях псевдосигнала были допущены ошибки и в течение времени его состояние изменялось каким-либо способом, то, при обнаружении ошибки в связи данного параметра с моделью или схемой, определить его текущее состояние будет проблематично.

Как было отмечено во введении, в последнее время проблема получения текущего состояния РС приобретает все большую актуальность. Любая постановка задачи ОС базируется на избыточном наборе измерений, собранном по системе. Также одной из ее основ является актуальная модель ЭЭС, где состояния сетевых элементов должны соответствовать реальным состояниям оборудования. Соблюдение вышеизложенных условий является обязательным для нормальной работы методов ОС. Также, это обязательные условия для работы подходов, базирующихся на результатах ОС, например, методов анализа наблюдаемости и поиска плохих данных в наборе измерений. Обычно в исследованиях на данную тему отмечают, что топологические ошибки оказывают значительно большее негативное влияние на результаты ОС в сравнении с ошибками в величинах измеряемых параметров. В то же время теме поиска топологических ошибок посвящено меньшее количество исследований, так как для магистральных сетей, для которых задача ОС повсеместно решается на протяжении достаточно длительного времени, данная проблема имеет меньшую актуальность, чем

проблема недостоверной телеметрии ввиду надлежащего охвата оборудования ЭС устройствами телесигнализации. Из вышесказанного следует, что проблема определения состояний сетевых элементов моделей РС в режиме реального времени стоит достаточно остро и в перспективе важность ее решения будет только возрастать.

Достаточно распространенными способами поиска топологических ошибок являются подходы, основывающиеся на переборе вариантов возможных топологий для рассматриваемого момента времени. В [92] описан один из способов их реализация для однолинейных моделей РС. В [93, 94] предлагается алгоритм поиска ошибок топологии, ориентированный на трехфазную модель ЭЭС. Он основывается на взвешенной сумме невязок измерений, проверке критерия  $\chi^2$ , а также переборе возможных конфигураций для участков сети, в которых подозревается наличие топологической ошибки. Для анализа схем РС большой размерности, содержащих замкнутые/разомкнутые кольца и множество возможных точек разрыва, данная группа методов плохо применима. В таком случае перебор возможных конфигураций потребует значительных вычислительных мощностей и займет много времени на решение поставленной задачи. Кроме того, данные подходы обычно позволяют производить поиск ошибки в состоянии линии, но они не предназначены для идентификации ошибки в состоянии одной из ее фаз, либо нескольких ее фазах. Это является дополнительным минусом, так как РС предпочтительнее рассматривать в рамках трехфазных моделей и в таких сетях работа при обрыве одной из фаз допустима.

Другой широко известный метод поиска топологических ошибок в модели ЭЭС, основанный на МВНК, был предложен К.А. Клементсом и П.В. Дэвисом [35]. Далее в настоящей работе будет кратко представлено его описание и предложена модификация, направленная на определение топологических ошибок в состоянии фаз сетевых элементов трехфазной модели ЭЭС. Классическая постановка данного метода направлена на поиск ошибки в состоянии сетевого элемента однолинейной модели ЭЭС. Рассматриваемый метод основывается на геометрической интерпретации возникновения невязок измерений, вызванных ошибками в

топологии сети. Он позволяет выполнять действия с топологическими ошибками по их определению и идентификации, как и в случае с поиском плохих данных в наборе измерений. Для его краткого описания следует напомнить, что в теории ОС параметры электрического режима выражаются через вектор состояния следующим образом:

$$z = h(x) + e, \quad (3.2)$$

На основе вектора состояния могут быть выражены перетоки активной мощности, протекающие по сетевым элементам модели ЭЭС, которые далее будут представлены совокупным вектором  $f(x)$ . Полученные перетоки можно связать с измеренными значениями потоков активной мощности в узлах и ветвях путем ввода специальной матрицы  $M$ , характеризующей связь ветвей и измерений:

$$h(x) = M \cdot f(x), \quad (3.3)$$

Матрица связности ветвей и измерений  $M$  имеет размерность, равную произведению числа анализируемых измерений на число сетевых элементов, и формируется путем перебора всех измерений и ветвей по следующим правилам:

- Для измерения инъекции мощности или потока мощности, напрямую связанного с ветвью, в соответствующий элемент рассматриваемой матрицы стоящий на пересечении ветви и измерения:
  - выставляется единица, если оно расположено в условном начале ветви и переток мощности ветви больше нуля или замер производится в конце ветви и переток мощности ветви меньше нуля;
  - в противном случае записывается -1.
- В остальные элементы матрицы записываются нули.

Известно, что ошибка в наборе измерений может быть найдена с помощью теста нормализованных невязок измерений с использованием отношения (3.1). Аналогичную процедуру нормализации невязок можно произвести и по отношению к вектору  $f(x)$ :

$$r = (I - H_e \cdot (H_e^T \cdot R^{-1} \cdot H_e)^{-1} \cdot H_e^T \cdot R^{-1}) \cdot M \cdot f(x), \quad (3.4)$$

Используя геометрическую постановку метода Клементса и Дэвиса, топологическая ошибка в модели ЭЭС может быть найдена при обнаружении столбца  $\vartheta$  формируемой матрицы  $T$  коллинеарного вектору невязок измерений:

$$\cos(\theta_{\vartheta}) = \frac{T_{\vartheta}^T \cdot r_e}{\|T_{\vartheta}\| \cdot \|r_e\|}, \quad (3.5)$$

где  $T = (I - H_e \cdot (H_e^T \cdot R^{-1} \cdot H_e)^{-1} \cdot H_e^T \cdot R^{-1}) \cdot M$ ;  $r_e$  – полученный в результате ОС вектор невязок измерений системы. Нижний индекс  $e$  в элементах выражения (3.5) обозначает, что матрица или вектор с индексом были получены на последней итерации ОС для модели сети, содержащей топологическую ошибку. Для работы рассматриваемого метода в матрицах  $H_e$  и  $R$  достаточно присутствия значений параметров, относящихся к потокам и инъекциям активных мощностей.

Согласно предложенной авторами метода постановке, на основании выражения (3.5), топологическая ошибка будет считаться:

- идентифицированной в ветви  $\vartheta$ , если  $\cos(\theta_{\vartheta}) \cong 1$ , в то время как  $\cos(\theta_u) \ll 1$  для всех остальных ветвей  $u \neq \vartheta$ ;
- определенной в модели сети (выявлено наличие топологической ошибки в модели сети без точной идентификации места), если  $\cos(\theta_{\vartheta}) \cong 1$  для нескольких ветвей модели.

Как и в случае поиска плохих данных в наборе измерений, существующие ограничения для поиска ошибок предложенным методом связаны с критическими объектами. Для лучшего их понимания авторами метода были введены термины критических ветвей и их групп, по аналогии с критическими измерениями. Как следует из [35], критической ветвью называется ветвь наблюдаемой сети, исключение которой из модели ЭЭС приводит к потере наблюдаемости. Критической парой ветвей называются две ветви одновременное удаление из модели которых приводит к потере наблюдаемости, но удаление любой одной из них к подобному эффекту не приводит. Более подробно условия определения критических ветвей и их групп изложены в [35]. Число элементов, входящих в критическую группу (например, критическая пара, критическая тройка и т. д.),

может быть увеличено при одновременном увеличении числа сетевых элементов и росте избыточности измерительной информации в ЭС. Ошибки в состоянии критических ветвей не идентифицируемы и не определяемы. Неидентифицируемыми, но определяемыми являются ошибки в состоянии одной ветви из критической пары ветвей.

Последний из представленных методов поиска топологических ошибок может быть применен к трехфазным моделям ЭЭС. Необходимые для этого модификации предложены в рамках настоящей работы. Для поиска топологических ошибок в состоянии каждой из существующих фаз линий в качестве измерений могут выступать фазные параметры потоков и инъекций активных мощностей. Матрица связности ветвей и измерений  $M$  будет включать в себя только существующие физические взаимосвязи (связи от взаимоиндукций исключаются). Тогда матрица связности ветвей и измерений будет иметь размерность, равную произведению числа измерений на число существующих фаз ветвей. Ее заполнение организуется путем перебора измерений набора согласно сформированным ранее правилам, но с условием, что рассматриваются фазы сетевых элементов. Порядок построения матрицы Якоби и матрицы весов измерений для данного метода не изменяется относительно того, что будет использоваться в применяемом методе ОС для трехфазной модели ЭЭС. Тогда, при использовании предложенной трехфазной формы записи матрицы  $M$  и трехфазной постановки задачи ОС поиск будет производиться не для сетевого элемента в целом, а в отдельности для каждой его фазы  $\theta_{\vartheta}^d$ :

$$\cos(\theta_{\vartheta}^d) = \frac{[T_{\vartheta}^d]^T \cdot r_e}{\|T_{\vartheta}^d\| \cdot \|r_e\|}, \quad (3.6)$$

В ходе дальнейших исследований было установлено, что взаимовлияние фаз трехфазной модели оказывает воздействие на геометрические свойства нормализованных невязок измерений. Для этого была взята небольшая трехфазная модель сети с однородными параметрами без неполнофазных ответвлений. Для данной сети был получен электрический режим, параметры которого напрямую,

без зашумления, использовались в качестве измерений для решения задачи ОС. В первом случае топологическая ошибка в состоянии одной из фаз ветви была внесена в рассмотренную модель. Данную ошибку удалось идентифицировать путем определения значения  $\cos(\theta_g^d)$  и проверки соответствующих условий, предложенных авторами метода для поиска топологических ошибок в однолинейной модели. Во втором случае в модель была внесена топологическая ошибка в состоянии трех фаз сетевого элемента, не являющегося критическим. С помощью выражения (3.6) были найдены значения  $\cos(\theta_g^d)$  для каждой фазы каждого сетевого элемента рассматриваемой трехфазной модели. Было отмечено, что полученные значения  $\cos(\theta_g^d)$  в  $\sqrt{3}$  раз меньше, чем значения  $\cos(\theta_g)$ , рассчитанные для соответствующих сетевых элементов эквивалентной однолинейной модели. В ходе следующего теста ошибка была внесена для того же сетевого элемента в две фазы из трех. Тогда, полученные для фаз, состояние которых было задано некорректно, значения  $\cos(\theta_g^d)$  были в  $\sqrt{2}$  раз меньше, чем значения  $\cos(\theta_g)$ , рассчитанные для предыдущего случая на аналогичной однолинейной модели, содержащей ошибку в состоянии трех фаз данного сетевого элемента.

На основании проведенных расчетов было выдвинуто предположение о возможности выявления двухфазных и трехфазных топологических ошибок путем использования векторной суммы колонок матрицы  $T$ , соответствующих проверяемым фазам сетевого элемента. В ходе дальнейших расчетов данное предположение подтвердилось. Необходимость в выполнении векторного сложения при анализе обусловлена тем, что при взаимовлияющих ошибках вектор невязок измерений должен быть коллинеарен вектору, представленному совокупностью векторов матрицы  $T$ , относящихся к фазам сетевого элемента, в состоянии которых допущена ошибка.

Следовательно, в трехфазных моделях ЭЭС при анализе сетевых элементов, имеющих более одной фазы, необходимо расширить область проверки и выполнять ее для всех возможных вариантов некорректного состояния фаз. Тогда, для поиска

топологических ошибок в фазах ветвей трехфазной модели ЭЭС необходимо выполнять проверку условия коллинеарности (3.5) как для каждой фазы в отдельности, так и для всех возможных совокупных вариантов:

$$\cos(\theta_{\vartheta}^d) = \frac{[T_{\vartheta}^d]^T \cdot r_e}{\|T_{\vartheta}^d\| \cdot \|r_e\|}, \quad d = A, B, C, \quad (3.7)$$

$$\cos(\theta_{\vartheta}^{AB}) = \frac{[T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^B]^T \cdot r_e}{\|(T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^B)\| \cdot \|r_e\|}, \quad (3.8)$$

$$\cos(\theta_{\vartheta}^{BC}) = \frac{[T_{\vartheta}^B + T_{\vartheta}^C]^T \cdot r_e}{\|(T_{\vartheta}^B + T_{\vartheta}^C)\| \cdot \|r_e\|}, \quad (3.9)$$

$$\cos(\theta_{\vartheta}^{AC}) = \frac{[T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^C]^T \cdot r_e}{\|(T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^C)\| \cdot \|r_e\|}, \quad (3.10)$$

$$\cos(\theta_{\vartheta}^{ABC}) = \frac{[T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^B + T_{\vartheta}^C]^T \cdot r_e}{\|(T_{\vartheta}^A + T_{\vartheta}^B + T_{\vartheta}^C)\| \cdot \|r_e\|}. \quad (3.11)$$

Если идентифицируемая топологическая ошибка была выявлена посредством данных условий в трехфазной модели сети, то часть или каждое из представленных условий (3.7 – (3.11) могут равняться значению, близкому к единице. Тогда, топологическая ошибка будет считаться идентифицированной в конкретной фазе/фазах рассматриваемого сетевого элемента, соответствующей наибольшему значению косинуса. По аналогии с оригинальной постановкой метода, значения условий остальных сетевых элементов должны быть существенно меньше единицы. Представленные выше ограничения работы метода, связанные с критическими ветвями и их группами, не изменяются.

Среди плюсов применения рассмотренного метода можно выделить:

- отсутствие необходимости ввода дополнительных условий и ограничений в постановку задачи ОС для поиска топологических ошибок;
- подготовку в процессе ОС большей части информации, необходимой для работы алгоритма;
- неизменность времени выполнения ОС и решения других задач, так как поиск топологических ошибок может выполняться на отдельном

вычислительном оборудовании, когда использование результатов ОС другими алгоритмами не будет ожидать окончания поиска топологических ошибок;

К недостаткам метода относятся:

- требование высокого уровня избыточности измерительной информации, собранной по ЭС;
- необходимость в отсутствии плохих данных в наборе измерений, используемом при решении задачи ОС, результаты которого выступают в качестве исходных данных рассматриваемого метода;
- невозможность обнаружения ошибок топологии в некоторых сетевых элементах модели ЭЭС, согласно ограничениями метода, связанными с критическими ветвями, их парами и группами;
- отсутствие гарантий, что топологические ошибки будут идентифицированы или определены, если в модели существуют более одной топологической ошибки.

Таким образом, организация работы настоящего метода на практике может быть изолирована от других технологических процессов и не приводит к увеличению времени их выполнения. Кроме того, его формулировка не оказывает влияния на вычислительные характеристики задачи ОС. Среди недостатков метода основными являются требования к избыточности и качеству измерительной информации. Для метода необходимо отсутствие плохих данных в наборе измерений. Их появление может стать причиной ложной идентификации или определения топологической ошибки. Такие случаи могут потребовать проведения дополнительного анализа. В целом, преимущества и недостатки рассмотренного метода свидетельствуют о перспективном его использовании для решения задачи поиска топологических ошибок трехфазной модели ЭЭС на практике.

Представленный алгоритм поиска топологических ошибок был протестирован на нескольких моделях сетей, где отсутствовали неполнофазные ответвления. Случаи неполнофазных ответвлений не рассматривались, так как они



обычно встречаются на участках РС, имеющих радиальную структуру, ошибки в состоянии элементов которых легко выявляемы и без использования сложных математических формулировок. Стоит также отметить, что у радиальной сети все линии являются критическими, а значит, ошибки в них не поддаются идентификации и определению с помощью рассматриваемого метода.

Для демонстрации работы предложенной модификации метода поиска топологических ошибок взята трехфазная модель сети без неполнофазных ответвлений. Ее линии имеют одинаковое удельное сопротивление, но разные длины. В рассматриваемом режиме работы линия между узлами 7 и 9 тестовой сети находится в отключенном состоянии. Однолинейная топология и конфигурация измерительной аппаратуры рассматриваемой сети представлены на рисунке 3.5. Под измерениями активной и реактивной мощностей на рисунке 3.5 понимаются измерения фазных параметров (в отдельности для фаз А, В, С), а под измерениями напряжений – измерения модулей напряжений для каждой фазы узла, на шине которого измерение установлено.

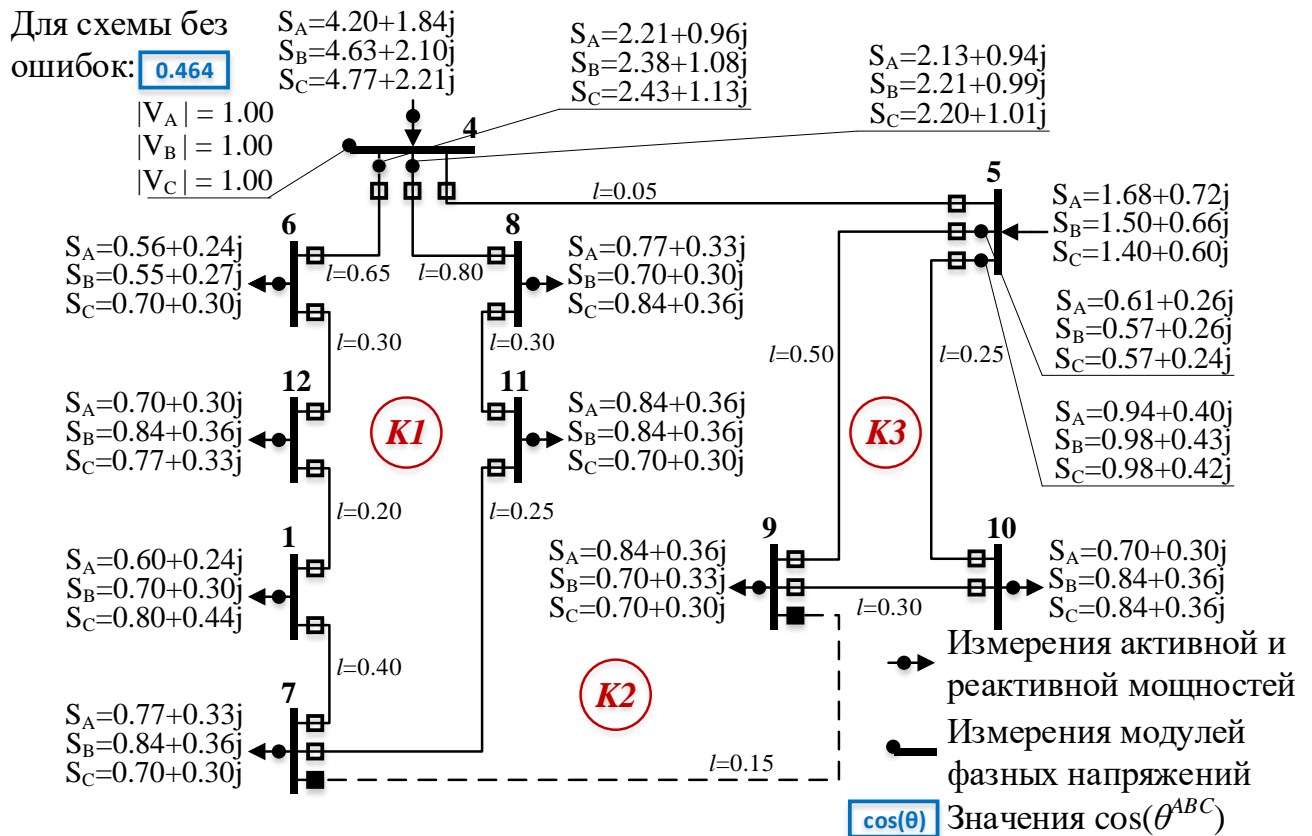


Рисунок 3.5 – Однолинейная схема тестовой трехфазной сети, используемая для поиска топологических ошибок

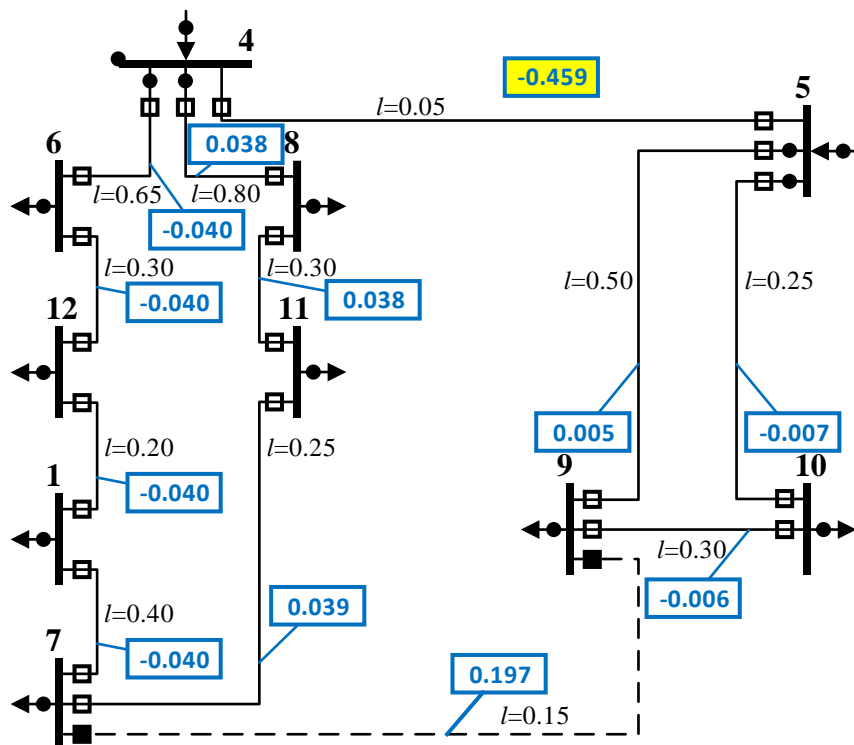
Выбранная конфигурация измерений соответствует типовым решениям, используемым в отечественных РС с учетом перспектив их будущих режимов работы. Как можно заметить, нагрузки по фазам узлов рассматриваемой сети распределены несимметрично. Их уровень несимметрии доходит до 20%, что соответствует типовым условиям эксплуатации отечественных РС.

Представленные далее тесты проводились таким образом, что в каждом из них рассматривалось либо тестовая модель, приведенная выше и не содержащая ошибок в состоянии сетевых элементов, либо данная модель, но с ошибками в состоянии одной/двух/трех фаз одной линии, относительно ее состояния, представленного на рисунке 3.5. Таким образом, одновременное наличие ошибок в разных сетевых элементах тестируемой модели не рассматривалось. Для тестовых расчетов величины измерений были получены путем наложения на режим, представленный на рисунке 3.5, ошибок с различным СКО от 0.5 до 3%. При тестировании плохие данные в наборе измерений отсутствовали.

Для большей наглядности результаты некоторых тестовых расчетов представлены ниже в графической форме. Красной пунктирной линией на следующих схемах показаны сетевые элементы, во все фазы которых вносилась топологическая ошибка (вводилось отклонение от действительного режима работы). На большинстве схем представлены только значения  $\cos(\theta_9^{ABC})$ , которые относятся к трехфазным ошибкам в состоянии сетевых элементов. Обычно данные параметры имеют наибольшую величину у любого из сетевых элементов модели при рассмотрении какой-либо топологической ошибки. На рисунке 3.6 (а) содержатся результаты поиска топологических ошибок на тестовой модели, состояния сетевых элементов которой были корректными. Далее были рассмотрены результаты теста, когда в модель вносились следующие топологические ошибки:

- некорректное состояние всех фаз ветви 5-10 (см. Рисунок 3.6 (б));
- некорректное состояние фазы В ветви 6-12 (см. Рисунок 3.7 (а));
- некорректное состояние фаз В, С ветви 6-12 (см. Рисунок 3.7 (б));

а) Поиск топологических ошибок при корректном состоянии всех сетевых элементов



б) Поиск топологических ошибок при некорректном состоянии ветви 5-10

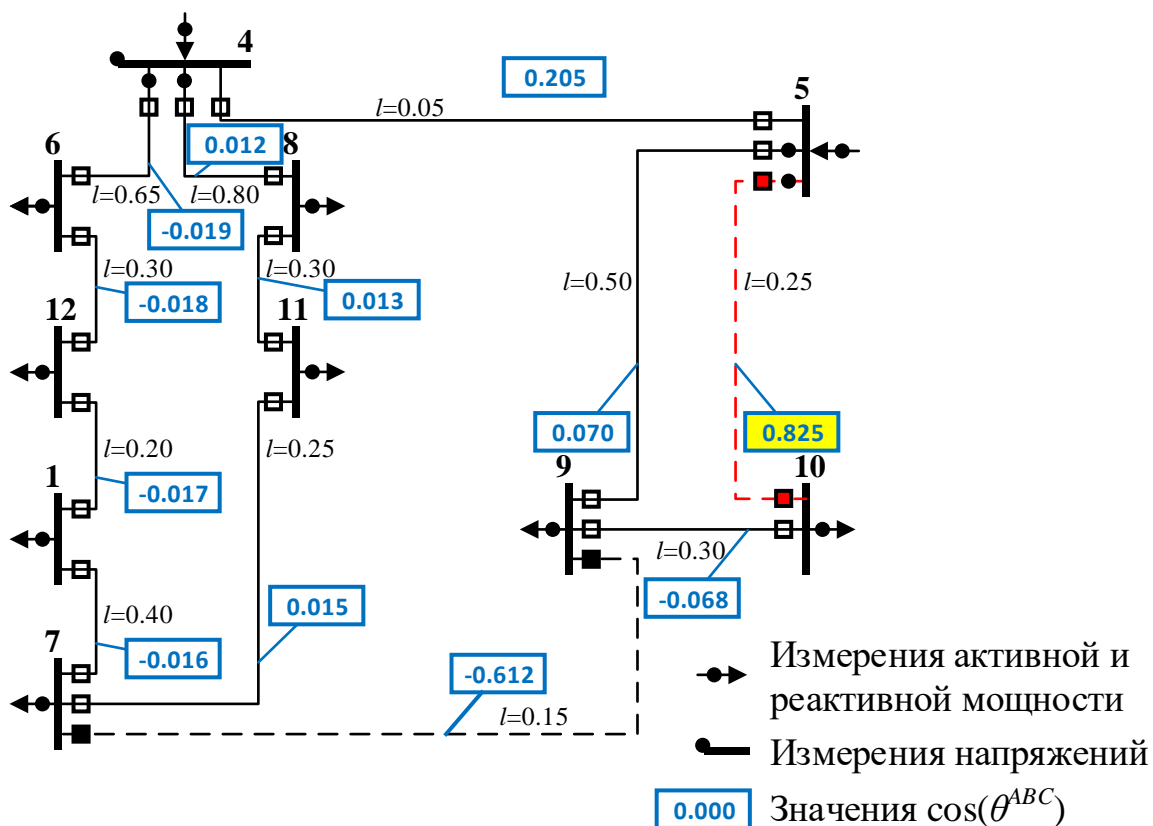
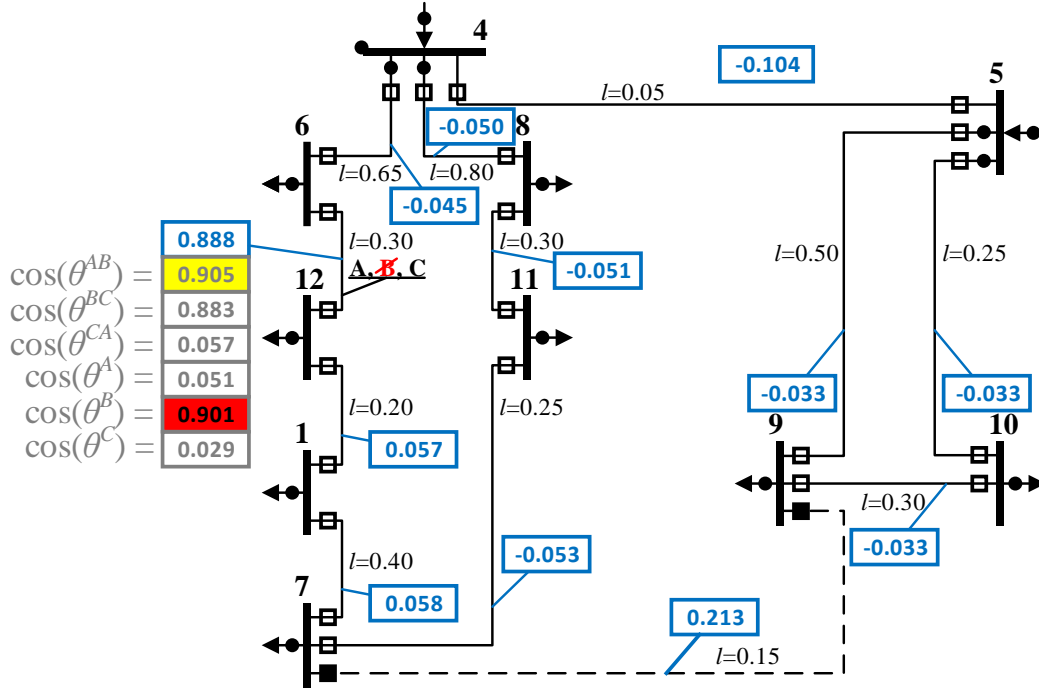


Рисунок 3.6 – Поиск топологических ошибок в тестовой модели

а) Поиск топологических ошибок при некорректном состоянии фазы В ветви 6-12



б) Поиск топологических ошибок при некорректном состоянии фазы В, С ветви 6-12

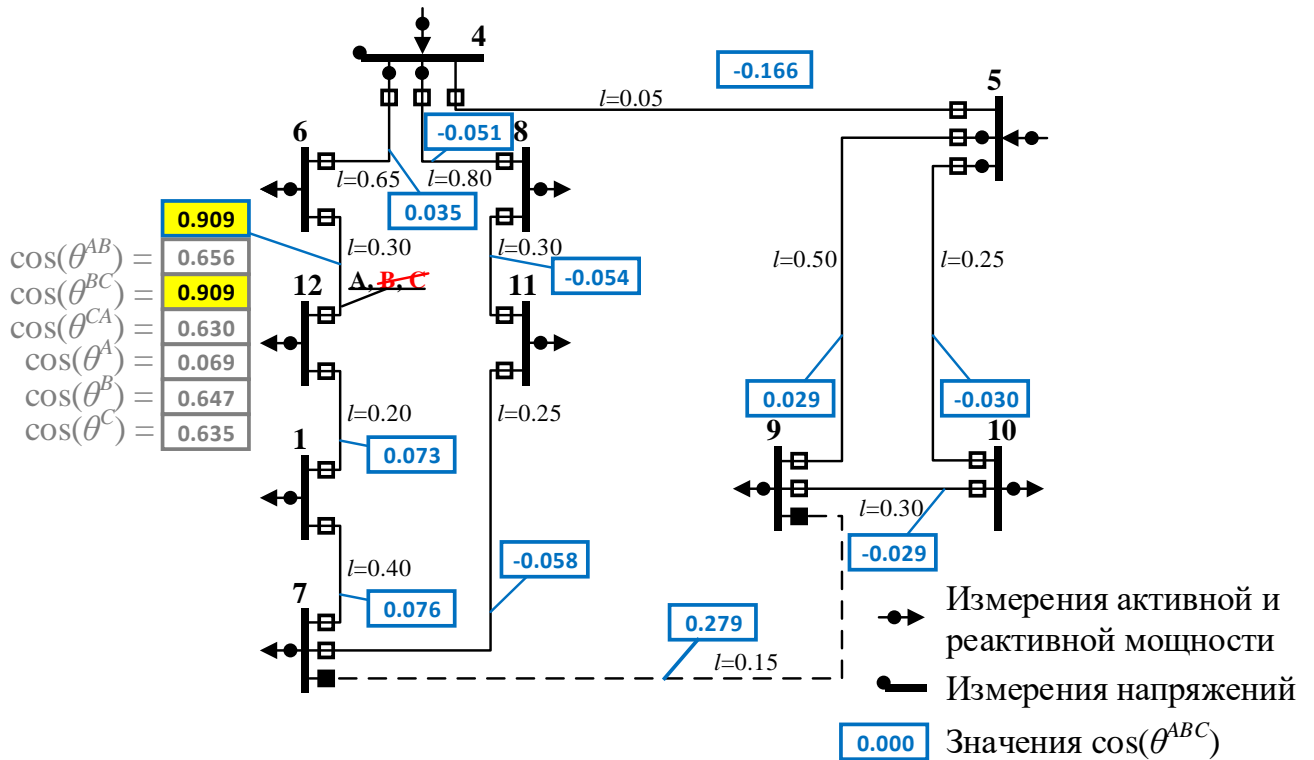


Рисунок 3.7 – Поиск топологических ошибок в тестовой модели

Желтым цветом на схемах выделены максимальные значения анализируемого косинуса, полученные для заданной ситуации. Как видно из рисунка 3.6 (а) в модели без ошибок максимальное по модулю значение  $\cos(\theta_9^{ABC})$

составляло всего 0.501 о.е., что достаточно сильно отличается от единицы и свидетельствует об отсутствии топологических ошибок в модели. Значения остальных условий в данном тесте были еще ближе к нулю. На рисунке 3.6 (б) представлена схема и результаты поиска топологических ошибок, когда некорректно было задано состояние ветви 11-7. В данной ситуации максимальное значение  $\cos(\theta_{\vartheta}^{ABC})$  равнялось 0.887 о.е., что на 16% по модулю превышает следующее по величине значение – 0.765 о.е. Следовательно, топологическая ошибка модифицированным методом была идентифицирована верно.

При рассмотрении оставшихся двух ситуаций (см. Рисунок 3.7) была выявлена особенность применения топологического анализа к трехфазным моделям ЭЭС. При анализе несимметричных моделей и режимов возможны случаи, когда при наличии двухфазной ошибки будет идентифицирована трехфазная. Аналогично, при возникновении однофазной ошибки может быть идентифицирована двухфазная или даже трехфазная. Это связано с частными случаями распределения векторов в матрице  $T$  для фаз, в которых ошибки в состоянии отсутствуют. Однако вектора таких фаз под действием отклонений измерений оказывают минимальное влияние на общую сумму векторов линии, от него можно отстроиться вводом специального масштабирующего коэффициента отстройки от ошибки измерения неповрежденной фазы  $k_{\psi}$ :

$$\psi_{\vartheta}^d = \cos(\theta_{\vartheta}^d) \cdot k_{\psi}^2, \quad d = A, B, C, \quad (3.12)$$

$$\psi_{\vartheta}^{d,l} = \cos(\theta_{\vartheta}^{d,l}) \cdot k_{\psi}, \quad d \neq l \quad (3.13)$$

$$\psi_{\vartheta}^{A,B,C} = \cos(\theta_{\vartheta}^{ABC}). \quad (3.14)$$

где  $\psi_{\vartheta}^d, \psi_{\vartheta}^{d,l}, \psi_{\vartheta}^{A,B,C}$  обозначают соответственно однофазную, двухфазную или трехфазную ошибку в состоянии конкретных фаз сетевого элемента  $\vartheta$ . Коэффициент  $k_{\psi}$  выбирается на основе предполагаемой среднеквадратичной ошибки анализируемого набора измерений, он может быть получен, как  $k_{\psi} = 1 + (\text{СКО}_{\text{набора}} / 100)$ . Таким образом, топологическая ошибка будет считаться идентифицированной в фазах ветви  $\vartheta$ , если хотя бы одно из условий (3.12 – (3.14)  $\psi_{\vartheta} \cong 1$ , в то время как  $\psi_u \ll 1$  для всех условий остальных ветвей  $u \neq \vartheta$ .

С целью выполнения комплексного анализа с учетом представленной поправки был проведен ряд тестов, во время которых к представленному режиму работы тестовой сети (см. Рисунок 3.5) добавлялись случайные ошибки с СКО в 0.5, 1, 2 и 3% для эмуляции зашумленных значений измерений. Для каждого указанного СКО было сгенерировано по три набора измерений, на которых проводилось тестирование. Во время тестов предполагалось, что плохие данные в наборе измерений отсутствуют. Последовательно производился анализ ситуаций, когда в состоянии одной, двух или трех фаз какой-либо одной линии вносилась ошибка, после чего выполнялось ОС и поиск топологической ошибки представленным методом. Если ошибка вносилась в состояния фаз линии, имеющей измерения потоков мощности, то при расчетах все данные измерения исключались из набора (например, при отключении фазы А какой-либо ветви из расчета исключались измерения потоков мощностей всех фаз данной ветви).

Результаты данного анализа представлены в таблице 3.3, где в колонках *Ошибочно* представлено процентное количество тестов, в ходе которых ошибка была идентифицирована в линии, в состоянии которой ошибка отсутствовала. В колонках *Успешно* приведен процент тестов, во время которых удавалось верно определить добавленную в модель ошибку с помощью разработанного алгоритма поиска топологических ошибок. Детализация данного теста для СКО в 3% содержится в Приложении Б, где для каждой введенной топологической ошибки представлены десять наибольших значений условий (3.12 – (3.14)).

Таблица 3.3. – Результаты поиска топологических ошибок

СКО ошибок измерений, %	$k_{\psi}$	Процент (%) идентифицированных топологических ошибок в					
		состоянии трех фаз		состоянии двух фаз		состоянии фазы	
		успешно	ошибочно	успешно	ошибочно	успешно	ошибочно
0.0	1.01	75.0	0.0	80.6	0.0	83.3	0.0
0.5	1.01	75.0	0.0	78.7	0.0	79.6	0.0
1.0	1.01	77.8	0.0	79.6	0.0	76.9	0.0
2.0	1.02	77.8	0.0	77.8	0.0	71.3	0.0
3.0	1.03	75.0	0.0	75.9	0.0	71.3	0.9

Как видно из таблицы 3.3, применение к тестовой схеме разработанного алгоритма поиска топологических ошибок позволило идентифицировать

большинство из них. Во всех рассмотренных случаях, где топологическая ошибка была успешно определена соответствующей ей  $\psi$  был больше 0.75 о.е.

Не всегда удастся точно определить место ошибки, что наблюдалось в случае включения фаз ветви 7-9, которые в изначальной схеме были отключены. Это связано с тем, что ветви 7-9 и 4-5 являются критической парой ветвей. В данной ситуации ошибка не может быть идентифицирована, но может быть определена внутри пары. В дальнейшем, выполняя перебор возможных схем, изменяя состояния фаз ветвей критической пары, заново производя ОС и поиск топологических ошибок, можно будет подобрать актуальную конфигурацию. Таким образом, в большинстве спорных случаев с использованием предложенного алгоритма место ошибки может быть определено уже на втором-третьем цикле. В таблице 3.3 такие ошибки к успешно идентифицированным не относились.

Не удалось идентифицировать топологическую ошибку в некоторых тестах с принятой параметризацией метода. Такие случаи, не связанные с критической парой ветвей, возникали только с ветвью 1-7. Если учесть, что определить ошибку в критической группе ветвей невозможно и исключить связанные с такими ветвями результаты неудачной идентификации из представленной статистики, то процент успешно идентифицированных ошибок увеличиться на 16.5% для каждого вида ошибки в таблице 3.3.

При тестировании методов апостериорного поиска плохих данных, непосредственно после выполнения ОС, проводился поиск топологических ошибок. В большинстве рассмотренных случаев несоответствий в состоянии сетевых элементов он не выявлял, хотя некорректные срабатывания при присутствии в наборе измерений плохих данных наблюдались несколько раз. Тем не менее, это не противоречит ограничениям применения метода поиска топологических ошибок, так как нормальная работа данного метода возможна лишь при отсутствии плохих данных в анализируемом наборе измерений.

Применение рассмотренных методов на практике позволит решить задачи формирования актуальной модели ЭЭС, достоверизации поступающей телеметрии, определения места повреждения и т.д. Получаемая с их помощью информация

может быть использована для повышения уровня автоматизации современных РС и создания основы их дальнейшего развития.

### **3.4 Выводы по главе 3**

1. Апостериорный анализ плохих данных в наборе измерений трехфазной модели может проводиться с помощью теста нормализованных невязок измерений, получаемых в результате ОС. Обычно выявление ошибок таким способом происходит последовательно, когда за один цикл поиска идентифицируется только одна ошибка. Из результатов проведенных тестов следует, что междуфазные связи трехфазных моделей обладают достаточно слабым взаимовлиянием при поиске ошибок измерений, что позволяет одновременно идентифицировать ошибки в разных фазах, словно в разных моделях, а не исключать их последовательно по одному измерению на каждом цикле выполнения теста нормализованных невязок.
2. Для поиска несоответствий в состоянии фаз сетевых элементов трехфазной модели ЭЭС предложен модифицированный метод поиска топологических ошибок, изначально разработанный для однолинейных моделей Клементсом и Дэвисом. Для реализации возможности комплексного поиска одиночных, парных и тройных ошибок в фазах измерений был расширен перечень условий, согласно которому должен быть проверен каждый из существующих сетевых элементов.



## **ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СКОРОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ**

В четвертой главе обсуждаются способы повышения скорости выполнения ОС за счет применения параллельных вычислений на наиболее трудоемких этапах решения задачи. В настоящей главе предлагаются и тестируются способы хранения информации в матрицах и доступа к их данным. Также, сравнивается эффективность некоторых программно-алгоритмических реализаций методов решения СЛУ, специализирующихся на разреженной матрице коэффициентов и имеющих параллельную реализацию. Представленные способы позволяют ускорить ОС в целом, без привязки к конкретной формулировке, методу или виду модели. Реализация рассмотренных в рамках текущей главы подходов позволила в разработанном ПК «ТОСТЭР» получить хорошие вычислительные характеристики алгоритмов ОС при использовании трехфазных моделей ЭЭС. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности использования для ОС метода Хачтела и блочного метода, с точки зрения временных затрат на решение задачи.

### **4.1 Обзор тенденций развития вычислительной техники и анализ необходимости модернизации алгоритмов оценивания состояния**

На ранних этапах развития вычислительной техники ускорение алгоритмов ОС преимущественно выполнялось за счет снижения размерности задачи, к примеру, путем эквивалентирования части элементов модели ЭЭС. Кроме того, эффект ускорения алгоритмов достигался при вводе в постановку дополнительных упрощений. Одним из таких упрощений для расчета установившихся электрических режимов стало применение однолинейных моделей. Оно вошло в широкий обиход по причине достаточно высокого уровня симметричности параметров магистральных сетей, которые на тот момент представляли наибольший интерес у практиков и исследователей.

В настоящее время, в силу появления необходимости проведения более основательных расчетов электрических режимов, растет степень детализации моделей на всех уровнях контроля за состоянием сети. В ряде случаев это может приводить просто к увеличению размерности модели, а иногда, область анализа режимов начинает затрагивать оборудование, размещенное на более низких классах напряжений. В такой ситуации несимметричность параметров схем сетей и режимов необходимо учитывать в расчетных моделях ЭЭС, что, в частности, главным образом характерно для РС. Все это ведет к увеличению размерности и сложности задачи, следовательно, и к длительности ее решения.

Прирост вычислительной мощности современных компьютеров преобладающим образом осуществляется за счет увеличения количества ядер процессора, оптимизации обработки множества создаваемых программами потоков, повышения скорости доступа к памяти. Все компьютерные процессоры последних поколений имеют несколько ядер, на что должно ориентироваться новое программное обеспечение, разрабатываемое для решения сложных вычислительных задач. Наблюдаются тенденции переноса части наиболее трудоемких расчетных операций на современные компьютерные видеокарты, способные обеспечивать хорошую вычислительную производительность при выполнении математических операций с плавающей точкой благодаря использованию графических процессоров. Кроме того, постепенно упрощается процесс организации компьютерных кластеров, в которых несколько компьютеров при решении одной задачи параллельно обрабатывают данные, хранящиеся в общей памяти, что также позволяет добиться кардинального ускорения выполнения программ. Со временем повышается эффективность применения кластерных технологий. Их функционал также позволяет организовывать отказоустойчивые серверы циклических задач, работающие в темпе реального времени, что является дополнительным стимулом к их практическому применению в компаниях электроэнергетической отрасли.

Большинство существующих промышленных программных комплексов для анализа режимов работы ЭС запрограммированы таким образом, что используют

только одно ядро процессора при выполнении расчета и оценивания режимов. Из вышеописанного следует, что несмотря на то, что вычислительные характеристики этих программ пока устраивают практиков, в дальнейшем, с увеличением размерности моделей ЭЭС или при переходе на трехфазные модели с целью более тщательного анализа электрических режимов, скорость выполнения расчетов будет снижаться. Все это в конечном счете потребует пересмотра применяемых подходов и модернизации специализированных программ. Таким образом, уже сейчас возникает необходимость в разработке новых подходов к ОС с учетом воплощения аппаратной архитектуры, а также в повышении эффективности существующих алгоритмов ОС.

Иерархическое устройство современного диспетчерского управления побуждает к разработке алгоритмов ОС, где для повышения скорости вычислений основной упор будет делаться на организацию архитектуры программно-аппаратного комплекса. Ввиду общей тенденции к увеличению размерности моделей, используемых при оценивании, и ужесточению требований к скорости реализации данной операции распространение получили подходы к организации распределенного ОС [70, 95]. С помощью данных подходов предлагается выполнить эффективное разделение задачи ОС, с целью ее решения на нескольких взаимодействующих друг с другом серверах, которые могут быть территориально расположены в отдельных филиалах диспетчерской компании или даже на объектах диспетчеризации. Схожим образом организовано ОС с помощью ПО «КОСМОС» [62 – 64, 96] в филиалах Системного оператора ЕЭС России, где в филиалах регионального диспетчерского управления производится ОС на небольших фрагментах подсистем. Далее результаты передаются на вышестоящий уровень, где производится слияние моделей и ОС на единой модели. При этом, для получения начального приближения вектора состояния используются результаты, полученные на прошлом этапе, на котором расчет выполнялся на фрагментах подсистем. Путем подобной организации улучшаются такие вычислительные характеристики ОС, как скорость расчета и сходимость итерационного процесса. Кроме того, данный подход позволяет производить поиск плохих данных на

моделях подсистем, до момента их объединения. Однако минусом существующей организации распределенного ОС являются применяемые упрощенные технологии передачи информации, которые ощутимо увеличивают время выполнения одного расчетного цикла. Использование кластера высокой производительности при организации распределенного ОС может повысить скорость выполнения данной операции и обеспечить высокую отказоустойчивость.

Несмотря на наличие возможности применения методов распределенного оценивания, актуальность в повышении скорости классических методов ОС и созданных на их базе алгоритмов по-прежнему существует. Например, ретроспективные результаты ОС могут не храниться в ОИК или другой базе данных, в отличие от значений телеметрии. Тогда, при анализе предшествующих режимов, может возникнуть потребность в ОС. Аналогичная ситуация может возникнуть при проведении тренировок диспетчерского персонала, когда режим работы сети эмулируется с помощью специальной программы и передается в тренажерный ОИК в качестве набора параметров. С использованием этих параметров потребуется выполнить ОС для принятия решений диспетчерами о дальнейших действиях, в том числе, с учетом другого имеющегося программного обеспечения, для работы которого результаты оценивания являются необходимыми. Обычно подобные расчеты проводятся на компьютерах пользователей или специально выделенных серверах. Необходимость в таких расчетах препятствует привлечение мощных суперкомпьютеров и компьютерных кластеров для решения задачи ОС при наличии альтернативных вариантов ускорения вычислений.

С увеличением у компьютеров числа ядер процессора для повышения скорости выполнения ОС стали предлагаться помимо распределенных подходов к оцениванию новые программно-алгоритмические реализации методов решения СЛУ [68, 69]. Их особенность состояла в использовании параллельных вычислений. Как было рассмотрено во второй главе настоящей работы наиболее распространенные методы статического ОС в результате сводятся к решению СЛУ. С вычислительной точки зрения данная процедура является наиболее трудоемкой

при ОС и требующей учета разреженной структуры формируемой матрицы коэффициентов для повышения скорости выполняемого действия. В [68, 69] представлены эффективные методы решения СЛУ, позволяющие использовать преимущества современных компьютеров, а также кластерные технологии. Их применение снижает общее время расчета в сравнении с алгоритмами, используемыми на практике. Например, используемые в этих статьях подходы позволили за 5 секунд оценить состояние одной из однолинейных моделей систем, содержащей 7 500 узлов, 9 300 ветвей и 27 000 измерений, в то время как промышленный комплекс тратил на ОС данной модели около 30 секунд. Данный тест выполнялся на компьютерном кластере, в который входило восемь компьютеров, каждый из которых имел по два процессора Xeon X5570, в свою очередь состоящих из 4-х ядер, имеющих тактовую частоту в 2.53 ГГц. Результаты аналогичного теста, но проводимого уже на суперкомпьютере Olympic HPC представлены в [71]. Он выполняет ОС представленной модели ЭЭС менее, чем за секунду. Однако стоит отметить, что внедрение подобных суперкомпьютеров в центрах диспетчерского управления влечет за собой огромные экономические затраты, которые будут включать как покупку дорогостоящего оборудования, поддержание работоспособности его узлов, так и подготовку персонала для его обслуживания.

В представленных выше работах ускорение алгоритмов ОС производилось только лишь при увеличении скорости метода решения СЛУ, но без анализа и оптимизации других математических операций, что препятствовало рассмотрению проблемы увеличения скорости ОС со всех ее сторон. В следующих разделах настоящей работы будет представлен детальный анализ времени выполнения математических операций, используемых в методах ОС ЭЭС, которые были представлены во второй главе настоящей работы и не являются распределенными. Данный анализ затрагивает как процесс выполнения действий с матрицами и векторами, так и непосредственно расчет значений их элементов. Как будет показано далее, для трехфазных моделей ЭЭС время решения СЛУ специализированными программными библиотеками сопоставимо с временами

процессов формирования матрицы Якоби, получения вектора невязок, а также перемножения двух разреженных матриц. Для увеличения скорости выполнения этих операций в следующих разделах работы предложены требования к доступу и хранению матричных данных. С помощью разработанной компьютерной программы ПК «ГОСТЭР» представлена эффективность рассматриваемых требований применимо к трехфазным алгоритмам ОС.

#### **4.2 Предъявляемые требования к функционалу работы с матричными данными для повышения скорости решения задачи оценивания состояния**

Представленные во второй главе методы ОС позволяют выявить перечень основных математических операций, которые выполняются с матрицами в ходе решения задачи. В первую очередь следует учитывать, что при ОС все матрицы имеют разреженную структуру. Исключение обработки их нулевых элементов значительно ускоряет вычисления, особенно для моделей ЭЭС, обладающих большой размерностью. Для таких моделей число нулевых элементов в матрицах может в сотни раз превосходить количество действительных значений. Была произведена ориентировочная оценка числа значимых элементов матрицы Якоби для трехфазных моделей РС, обладающих достаточно большой размерностью. Она показала, что если модель включает порядка 1250 узлов, то значимых элементов в ее матрице Якоби будет приблизительно в 135 раз меньше, чем нулевых, а для модели в 2500 узлов это отношение может превышать 220. С увеличением размерности модели будет сохраняться тенденция к увеличению числа ненулевых элементов в записанной для нее матрице Якоби.

Выполненный в рамках настоящей работы анализ показал, что в рассмотренных методах ОС с матрицами производится только ограниченный перечень действий, приведенный в таблице 4.1. Некоторые из них, например, умножение одной матрицы на другую, а также формирование матрицы Якоби, обладают достаточно высокой вычислительной сложностью, влияющей на общее время ОС. Повышение скорости выполнения представленных действий может быть достигнуто не только за счет исключения из анализа нулевых элементов

матриц, но и также при распараллеливании на современных компьютерах некоторых операций с матрицами. Основываясь на данных таблицы 4.1 был сделан вывод, что для такого распараллеливания требуется реализация следующих возможностей обработки матричных данных:

- одновременной записи данных в несколько строк одной матрицы;
- обеспечения быстрого доступа исключительно к ненулевым элементам любой строки и любого столбца.

Таблица 4.1. – Действия с матрицами при ОС

Метод, форма записи цел. функции Действие	Классическое ОС МВНК	ОС МВНК с учетом ОТР (Лагранж) или в форме расширенной матрицы	ОС МВНК, метод Хачтела	М-оценка
Формирование матрицы Якоби	✓	✓	✓	✓
Умножение разреженной матрицы на диагональную матрицу или вектор	✓	✓	✗	✓
Транспонирование матрицы	✓	✓	✓	✓
Перемножение двух разреженных матриц	✓	✓	✗	✓
Слияние/расширение матрицы <sup>1</sup>	✗	✓	✓	✗

Несомненную важность имеет возможность выполнения одновременной записи данных в несколько строк одной матрицы, так как организация такой записи позволяет осуществлять синхронное формирование строк матрицы Якоби. Наибольший эффект от распараллеливания данного действия получают формулировки задачи ОС, в которых элементы матрицы Якоби не являются константными величинами, а требуют перерасчета на каждой итерации решения задачи. Например, расчетные функции для формирования элементов матрицы Якоби являются достаточно трудоемкими с вычислительной точки зрения при трехфазном ОС на базе узловых напряжений с учетом взаимоиндукций сетевых элементов. Связано это с тем, что для большинства измерений отдельным

<sup>1</sup> Необходимость в изменении размерности матрицы будет зависеть от алгоритма формирования матрицы коэффициентов. Такая необходимость может отсутствовать, если матрица сразу создается надлежащего размера.

слагаемым в функции представляется их взаимосвязь с каждой из существующих фаз узла, где измерение установлено, а также фаз узлов, с которыми рассматриваемое измерение связано.

Возможность одновременного формирования строк матриц также окажет положительный эффект, если она будет использоваться при умножении одной матрицы на другую. Кроме того, для повышения эффективности данного действия необходимо наличие быстрого доступа исключительно к ненулевым элементам (ННЭ) любой строки и любого столбца перемножаемых матриц. Организация такого доступа должна минимизировать выполнение операции поиска значимых элементов в строках и столбцах матриц при обработке данных во время перемножения. Возможность быстрого получения всех индексов значимых элементов как в определенной строке, так и в определенном столбце матрицы должна предоставляться форматом.

Обычно для хранения разреженных матриц в памяти компьютера применяется CRS формат, а также его аналоги и разновидности, некоторые из которых представлены в [97]. Он обладает возможностью быстрого доступа к ННЭ строки, но не колонки, что увеличивает время перемножения матриц, если они обе представлены в указанном формате. Форма его записи (4.1) очень компактна, однако она не позволяет осуществлять параллельную запись элементов в строки и столбцы, если местоположения элементов не были определены заранее, так как используемая в рассматриваемом формате модель индексирования значимых чисел обрабатывает данные последовательно.

$$M = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 4 & 3 & 0 \\ 1 & 0 & 6 \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} A = [4 \ 3 \ 1 \ 6] \\ IA = [0 \ 0 \ 2 \ 3 \ 4], \\ JA = [0 \ 1 \ 0 \ 2] \end{array} \quad (4.1)$$

Для учета вышеизложенных замечаний и увеличения скорости ОС за счет повышения эффективности операций с матрицами в работе предложен новый формат хранения их данных. Он используется для анализа получаемой выгоды от реализации требований к обработке матричных данных, представленных перед таблицей 4.1. Данный формат в первую очередь ориентирован на быстрый доступ



к ННЭ колонок и столбцов матриц и добавление в них новых значений в любой последовательности без необходимости перераспределения памяти. Его применение подразумевает для хранения одной матрицы использование трех матриц, одна из которых является матрицей значений, а две другие – индексные. Структура этих матриц представлена на рисунке 4.1 и включает:

- матрицу значений  $Vl$  размерностью  $a \times u$ , где  $a$  – число строк и  $u$  – число колонок исходной матрицы;
- матрицу индексов колонок  $Cl$  размерностью  $a \times (y + 1)$ , где  $y$  – максимальное число элементов, которое может храниться в одной строке матрицы. В ней индексы колонок ННЭ хранятся последовательно для каждой строки, а последняя колонка матрицы используется для хранения числа значимых элементов в каждой строке;
- матрицу индексов строк  $Rw$  размерностью  $(s + 1) \times u$ , где  $s$  – максимальное число элементов, которое может храниться в одной колонке матрицы. В ней индексы строк ННЭ хранятся последовательно для каждой колонки, а последняя строка матрицы используется для хранения числа значимых элементов в каждой колонке.

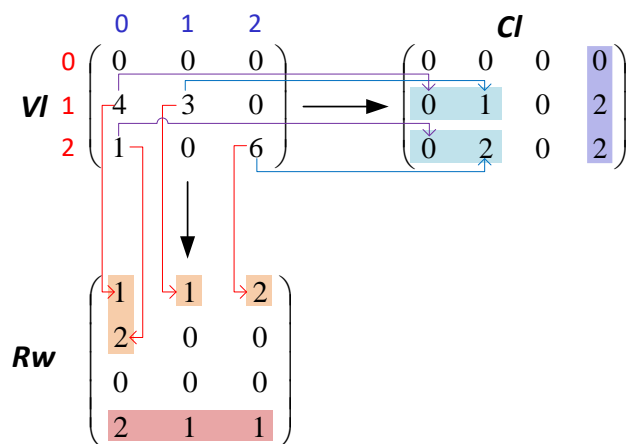


Рисунок 4.1 – Структура матриц предлагаемого формата

В представленном на рисунке 4.1 примере нумерация индексов начинается с нуля. В частных случаях, когда при создании матрицы определить максимальное число колонок или столбцов не представляется возможным,  $y = u$ , а  $s = a$ . Данный случай рассматривается на рисунке 4.1. Таким образом, предложенный формат

хранения матричных данных максимально упрощает процесс поиска ННЭ в строках и колонках, так как для данной цели используются специальные матрицы. Это делает легкодоступным параллельное перемножение двух разреженных матриц, а также транспонирование матрицы и обработку ее данных. Предложенный формат был запрограммирован для параллельного формирования элементов матрицы Якоби в ПК «ТОСТЭР», а также осуществления других математических операций, указанных в таблице 4.1. Кроме того, он может быть легко преобразован в другие распространенные форматы, такие как обычный формат хранения матрицы в виде двумерного массива или CRS формат.

Среди плюсов предложенной формы хранения матриц стоит отдельно выделить, что хранящиеся в матрицах элементы могут добавляться в любой последовательности. Тогда в такой же последовательности они будут храниться в индексных матрицах. Для всех дальнейших операций с матрицами будет отсутствовать необходимость в переупорядочивании индексов строк и колонок. К недостаткам формата относится необходимость хранения большого числа нулевых элементов в памяти компьютера. Однако стоит учитывать, что увеличение оперативной памяти компьютера до достаточно большого размера является менее сложной задачей, чем увеличение числа процессоров или их рабочей частоты.

В приведенном формате строки матрицы Якоби могут формироваться параллельно, что приведет к повышению скорости ее построения приблизительно в три раза на среднестатистическом современном компьютере, используемым технологическим персоналом энергетических компаний. На подобном компьютере были получены представленные далее результаты. Он обладал процессором Intel I7 – 4770S (4 ядра по 3.1 ГГц) и 8 гигабайтами оперативной памяти. В таблице 4.2 приведены результаты формирования матрицы Якоби при последовательном и параллельном расчете ее элементов для нескольких трехфазных моделей разной размерности. Элементы матрицы Якоби вычислялись для вектора состояния, представленного узловыми напряжениями в полярной форме. Как видно из результатов, параллельная генерация строк матрицы Якоби позволила увеличить

скорость его формирования приблизительно в три раза, в сравнении с последовательным расчетом.

Таблица 4.2. – Формирование матрицы Якоби

Тип расчета	Среднее время построения матрицы, мс		
	<i>527 узловая модель (37 998 ННЭ)</i>	<i>1507 узловая модель (108 614 ННЭ)</i>	<i>3012 узловая модель (217 060 ННЭ)</i>
Последовательный	5	19	48
Параллельный	2	5	15

Применение предложенного формата для перемножения двух разреженных матриц позволяет значительно повысить скорость выполнения этого действия в сравнении со стандартными математическими программными пакетами, такими как MathNet и AlgLib (рассматривался выпуск Free Edition). Перемножение матриц для самой маленькой из рассматриваемых моделей заняло у MathNet около 200 миллисекунд. Возможность в представленном формате производить перемножение параллельно ускоряет этот процесс в 4 раза, по сравнению с последовательным перемножением. В таблице 4.3 представлены результаты перемножения двух матриц в процессе решения задач ОС с применением представленной формы хранения матричных данных. Умножение матрицы в предложенном формате на вектор или диагональную матрицу с использованием параллельных вычислений приводит к аналогичному порядку ускорения процесса.

Таблица 4.3. – Перемножение двух разреженных матриц

Тип расчета	Среднее время выполнения операции, мс		
	<i>527 узловая модель (37 998 ННЭ)</i>	<i>1507 узловая модель (108 614 ННЭ)</i>	<i>3012 узловая модель (217 060 ННЭ)</i>
Последовательный	14	60	147
Параллельный	4	14	36

Представленные в настоящем разделе требования к функционалу работы с матричными данными позволяют значительно увеличить скорость выполнения отдельных этапов ОС на современных компьютерах, что было продемонстрировано на примерах. На сегодняшний день существует большое количество программных пакетов, реализующих операции по обработке и

хранению матричных данных, базирующиеся на решениях в данной области [98]. Данные программные библиотеки продолжают модернизироваться, в результате повышая свою эффективность. Для снижения времени выполнения ОС более оптимальный формат для работы с матрицами может быть найден среди существующих программных пакетов согласно предложенным требованиям к хранению матричных данных.

### **4.3 Эффективные методы решения системы линейных уравнений в задаче оценивания состояния**

Представленные во второй главе методы ОС направлены на линеаризацию системы нелинейных функций и ее дальнейшее итерационное решение, на каждой итерации которого формируется и решается СЛУ. В значительной степени размерность СЛУ и программная реализация подхода к ее решению оказывает наибольшее влияние на время ОС. В текущем разделе будет рассмотрено применение различных программно-алгоритмических реализаций методов решения СЛУ к методам ОС, рассмотренных в рамках второй главы настоящей работы. В каждом из них СЛУ представлена в своей стандартной форме, когда в левой части содержится разреженная матрица коэффициентов, умножаемая на вектор неизвестных, а в правой – вектор значений. Отдельно следует отметить, что для классической постановки задачи ОС на базе МВНК наиболее естественной является прямоугольная форма матрицы коэффициентов. В таком случае пропадает необходимость ее приведения к квадратному виду.

Ввиду разреженности матрицы коэффициентов ее обращение является нерациональным, поэтому решение СЛУ при ОС чаще всего выполняется с использованием методов разложения. Наибольшее распространение среди данных методов в задачах электроэнергетики и, в частности ОС, получили QR-разложение, LU-разложение и разложение Холецкого. Преимущество использования методов разложения заключается в получении точного решения системы при исключении операции обращения матрицы коэффициентов. Ввиду того, что задача ОС обычно предполагает линеаризацию системы нелинейных уравнений и ее дальнейшее

итерационное решение, возможность получения точного решения СЛУ имеет огромную значимость. Кроме того, существуют разновидности представленных методов разложения СЛУ, направленные на учет лишь ненулевых элементов матрицы коэффициентов. Данные разновидности методов повышают их эффективность при работе с разреженными матрицами. Недостатком методов разложения СЛУ обычно выступает отсутствие возможности выделения в них действий, которые могли бы выполняться одновременно, что позволило бы данным методам получить параллельную программную реализацию. Кроме того, даже методы разложения, специализирующиеся на разреженной структуре матрицы коэффициентов, часто бывают недостаточно эффективными в практике решения задачи ОС. Например, толчком к проведению исследований в [68] стала неэффективная работа QR-разложения при решении СЛУ, сформированной в промышленной программном комплексе для ОС, эксплуатируемом крупной энергокомпанией США при диспетчеризации ЭЭС большой размерности.

Помимо рассмотренных выше, для решения СЛУ при ОС иногда используется метод сопряженных градиентов с предобуславливанием [68, 69]. Он обладает хорошими вычислительными характеристиками, когда в СЛУ матрица коэффициентов является очень разреженной, и может иметь параллельную реализацию. Однако, для его применения матрица коэффициентов СЛУ должна быть симметричной и положительно определенной. Если во всех рассмотренных методах матрицы являются симметричными, то имеют положительный определитель только классическое ОС на базе МВНК и М-оценка. Кроме того, метод сопряженных градиентов относится к разряду итерационных, что в исключительных ситуациях может приводить к проблемам со сходимостью или увеличению времени решения СЛУ. По отношению к итерационному характеру задачи ОС, данное свойство метода является крайне отрицательным. Другим его минусом является возможное увеличение числа итераций ОС, что будет зависеть от выбранной точности решения СЛУ. Таким образом, компромиссом настоящего метода, который необходимо разрешить при его параметризации, является выбор между точностью решения СЛУ и временем, необходимым для выполнения этого

действия. Другим важным недостатком настоящего метода являются проблемы при его сходимости в условиях, когда матрица коэффициентов является плохо обусловленной, что для задачи ОС имеет критическое значение.

Высокая скорость решения СЛУ может быть достигнута не только путем применения конкретного вычислительного метода, но и также за счет его программно-алгоритмической реализации. При поиске реализаций, использующих параллельные вычисления и ориентированных на разреженные матрицы коэффициентов, внимание привлекло одно из исполнений LU-разложения, программная реализация которого называется NICS LU. Она была разработана учеными китайского университета Цинхуа специально для задач моделирования сетей. Применение данной реализации для решения СЛУ, где матрица коэффициентов является разреженной, обеспечивает высокую быстродействие, что было неоднократно подтверждено различными тестами, проведенными учеными [99 – 101]. В задаче ОС для решения СЛУ данный метод был применен в [71], где были продемонстрированы возможности его использования в кластерной компьютерной архитектуре. LU-разложение не является итерационным, не требует симметричности матрицы коэффициентов, а также ее положительного определителя, что отдает преимущество рассматриваемому подходу в сравнении с методом сопряженных градиентов.

С целью выбора наиболее эффективного метода решения СЛУ для задачи ОС выполнялась оценка представленных выше методов с использованием трех сгенерированных тестовых моделей. Как и в большинстве предыдущих расчетов, данные модели были трехфазными и имели неполнофазные ответвления. Некоторые их характеристики представлены в таблице 4.4. Данные параметры оказывают наибольшее влияние на время решения СЛУ, а также дают представление, какими размерностями и числом ННЭ обладают системы уравнений, формируемые разными методами ОС в ходе итерационного решения задачи. С целью наиболее объективной оценки характеристик представленных методов решения СЛУ далее будут сравниваться несколько программных реализаций каждого из них. Для упрощения дальнейшего восприятия информации

для каждой из данных реализаций методов были назначены краткие наименования, представленные в таблице 4.5. Среди рассмотренных только метод QR-разложения может решать СЛУ, имеющую прямоугольную форму. СЛУ должна иметь квадратную форму для возможности применения других представленных методов.

Таблица 4.4. – Характеристики тестируемых моделей

Порядок эл-тов модели	Количество параметров модели				(Кол-во ННЭ/Размерность СЛУ)*1000			
	Фаз узлов	Межф. линий	Фазных замеров	ННЭ Якобиана	Классич. ОС (М- оценка)	ОС с ОТР (Лагранж)	ОС (Хачтел)	Блочный метод
527 узловая модель	1077	1068	3000	37 998	72/ 2.1	90/ 3.4	77/ 5.1	75/ 4.3
1507 узловая модель	3065	3056	8544	108 614	251/ 6.1	302/ 9.7	241/14.4	215/12.2
3012 узловая модель	6118	6109	17058	217 060	635/12.2	736/19.4	444/29.3	430/24.4

Таблица 4.5. – Используемые в ПК «ТОСТЭР» методы решения СЛУ

Реализация метода	Метод решения СЛУ	Математический пакет	Краткое описание
MNQR	QR-разложение	MathNet Numerics	Классическое QR-разложение
ESQR	QR-разложение	Eigen	Алгоритм решения СЛУ с использованием QR-разложения, рекомендованный для задач наименьших квадратов
ESLU	LU-разложение	Eigen	Реализация LU-разложения, оптимизированная для задач любой размерности
NSLU	LU-разложение	NICSLU	Параллельная реализация прямого LU-разложения, одной из специализаций которой являются задачи моделирования сетей
ESCHLLT	Разложение Холецкого	Eigen	Прямое $LL^T$ -разложение разреженной матрицы
ESCHLDLT	Разложение Холецкого	Eigen	Прямое $LDL^T$ -разложение, реализация алгоритма в большей степени рекомендована для очень разреженных матриц, но обладающих не очень большой размерностью
ESCG	Метод сопряженных градиентов с диагональным предобуславливанием	Eigen	Классическая реализация метода, рекомендуемая для решения СЛУ большой размерности

Представленные в таблице реализации методов решения СЛУ были интегрированы в ПК «ТОСТЭР» для возможности сопоставления времени, необходимого для решения СЛУ, при выполнении ОС на тестовых моделях. За исключением MNQR все они специализировались на решении СЛУ, матрицы коэффициентов которых являются разреженными. Изначально тесты проводились на 527 узловой тестовой модели с использованием классического ОС на базе МВНК, так как для работы части представленных методов необходимо, чтобы матрица коэффициентов имела положительный определитель. К таким методам относятся разложение Холецкого (ESCHLLT и ESCHLDLT), а также метод сопряженных градиентов (ESCG). Так как применение рассматриваемых методов не приводило к увеличению числа итераций задачи ОС или отклонению итогового решения, их сопоставление выполнялось только путем сравнения времени решения СЛУ на одной итерации ОС (см. таблицу 4.6).

Таблица 4.6. – Результаты сравнения методов решения СЛУ на 527 узловой тестовой модели

Краткое наименование реализации метода решения СЛУ	Среднее время решения СЛУ на одной итерации ОС, мс
MNQR	Более 100 000
ESQR	1531
ESLU	16
NSLU	3
ESCHLLT	719
ESCHLDLT	719
ESCG	43

Из дальнейшего анализа были исключены те программные реализации методов решения СЛУ, которые для выполнения данной операции на рассматриваемой модели требовали более 500 миллисекунд. Таким образом, использование MSNQR, ESQR, ESCHLLT, ESCHLDLT было признано недостаточно эффективным. Следует дополнительно отметить, что при использовании QR-разложения можно не приводить матрицу коэффициентов к квадратной форме [67], однако к существенному увеличению скорости расчета данным методом это не приведет, что можно установить из таблиц 4.3 и 4.6. Решение СЛУ с помощью представленных реализаций QR-разложения



выполнялось намного дольше, чем приведение прямоугольной матрицы к квадратной форме и решение СЛУ любым другим из рассмотренных методов. Данное наблюдение было также подтверждено расчетами в ПК «ТОСТЭР». Дальнейшие расчеты производились на 1507 узловой и 3017 узловой тестовых моделях. Среднее время решения СЛУ на одной итерации ОС разными методами для ESCG, ESLU и NSLU представлено в таблицах 4.7, 4.8 и 4.9 соответственно.

Таблица 4.7. – Решение СЛУ с использованием ESCG

Метод ОС (Решение СЛУ для $A \cdot x = B$ методом сопряженного градиента ESCG)	Полученные параметры	
	1507 узловая модель	3017 узловая модель
Классическое ОС МВНК	174/5	200/6
М-оценка	194/5	209/6

Таблица 4.8. – Решение СЛУ с использованием ESLU

Метод ОС (Решение СЛУ для $A \cdot x = B$ методом LU-разложения в библиотеке ESLU)	Среднее время одной итерации ОС, мс/число итераций	
	1507 узловая модель	3017 узловая модель
Классическое ОС МВНК	220/5	1523/5
ОС МВНК с учетом ОTR	427/5	2967/5
ОС МВНК, метод Хачтела	76/5	180/5
ОС МВНК, блочный метод	69/5	218/5
М-оценка (классическая форма записи)	232/5	1490/5

Таблица 4.9. – Решение СЛУ с использованием NSLU

Метод ОС (Решение СЛУ для $A \cdot x = B$ методом LU-разложения в библиотеке NSLU)	Среднее время одной итерации ОС, мс/число итераций	
	1507 узловая модель	3017 узловая модель
Классическое ОС МВНК	24/5	99/5
ОС МВНК с учетом ОTR	64/5	257/5
ОС МВНК, подход Хачтела	32/5	76/5
ОС МВНК, блочный метод	30/5	67/5
М-оценка (классическая форма записи)	24/5	100/5

Для каждого из рассмотренных методов ОС решение СЛУ может производиться с использованием LU-разложения. Согласно полученным результатам самое высокое быстродействие во всех рассмотренных случаях было обеспечено при использовании для решения СЛУ программно-алгоритмической реализации NICS LU. В процессе своей работы NICS LU использует параллельные

вычисления для увеличения скорости проводимых расчетов. Достаточно хорошие результаты были получены при применении метода сопряженных градиентов для решения СЛУ. В рассматриваемой реализации ESCG он был выполнен без использования параллельных вычислений, следовательно, скорость его работы может быть дополнительно увеличена. Несмотря на это, в силу известной проблемы плохой обусловленности задачи ОС, а также ее итерационного решения применение настоящего метода является недопустимым. Более того, рассмотренные реализации LU-разложения (ESLU, NSLU) позволили найти решение СЛУ достаточно быстро, что позволило бы на практике произвести ОС за отведенный для ее выполнения период времени.

На базе NICSLU и рассмотренных ранее методов ОС были реализованы алгоритмы в ПК «ТОСТЭР». На рисунке 4.2 представлено время, необходимое для оценивания тестовых моделей различной размерности с использованием данных алгоритмов. Часть их этапов не была оптимизирована надлежащим образом. К данным этапам относятся операции выделения памяти, а также ее очистка. Их оптимизация позволит увеличить скорость разработанных алгоритмов приблизительно на 30-40%.

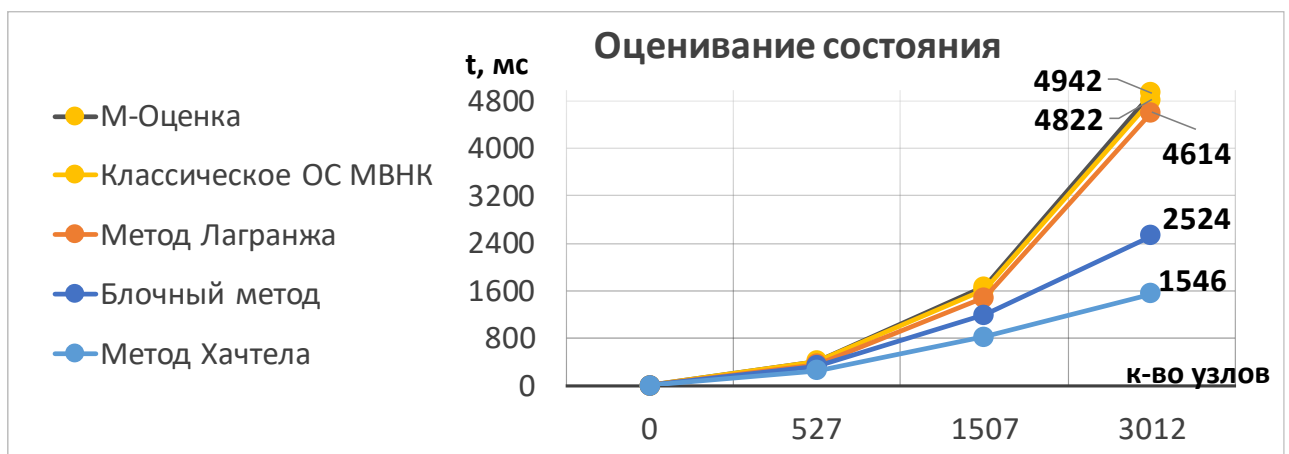


Рисунок 4.2 – Результаты ОС тестовых моделей в ПК «ТОСТЭР»

Согласно полученным результатам, самое быстрое решение задачи ОС было получено с использованием метода Хачтела. Формируемая с помощью настоящего метода СЛУ хоть и обладает наибольшей размерностью среди рассмотренных методов ОС, но по причине слабой взаимосвязи ее уравнений может быть быстро

решена. Кроме того, в данном методе исключаются операции матричного перемножения. Достаточно близкое к предыдущему методу время решения задачи ОС было получено при использовании Блочного метода. Его применение является целесообразным, когда для решения СЛУ используются методы, для которых матрица коэффициентов должна быть положительно определена. Метод Хачтела и Блочный метод позволяют не только значительно ослабить основные источники плохой обусловленности задачи ОС, что следует из таблицы 2.4, но и также, они имеют хорошие вычислительные характеристики формируемых СЛУ, о чем свидетельствуют результаты проведенных расчетов.

Представленные способы хранения информации в матрицах, реализация с их помощью математических операций, а также рассмотренные методы решения СЛУ позволяют значительно сократить общее время, требующееся для ОС на современном вычислительном оборудовании. Применение предложенных способов тестировалось на среднестатистическом компьютере 2016 года с четырехъядерным процессором. Уже в 2018 году для технологического персонала энергокомпаний стали устанавливаться компьютеры с процессорами, имеющими шесть ядер. В них работа с параллельными процессами более оптимизирована, чем в компьютерах прошлого поколения, а значит, предложенные методы должны будут показать лучший результат. Прогресс в области увеличения вычислительной мощности будет идти в направлении развития параллельных вычислений и использование предложенных подходов будет с каждым годом становиться все актуальнее.

#### 4.4 Выводы по главе 4

1. На сегодняшний день существует достаточное число предпосылок, свидетельствующих о том, что проблема увеличения скорости алгоритмов ОС вновь становится актуальной. Основными причинами ее актуальности являются увеличение размерностей расчетных моделей, используемых на практике, а также перспективы перевода области анализа электрических режимов в фазные координаты. Развитие вычислительного оборудования способствует применению параллельных вычислений в задачах, обладающих значительной вычислительной сложностью. К таким задачам и относится ОС ЭЭС. Следовательно, новые специализированные программные комплексы для ее решения будут использовать современные расчетные методы с применением параллельных операций для ускорения вычислений.
2. Хотя решение СЛУ при ОС является наиболее трудоемким действием для достижения максимальной эффективности алгоритмов ОС необходимо также обратить внимание на операции с матрицами. В работе показано, что плохая реализация аппарата работы с матрицами может привести к тому, что время их перемножения будет превышать время решения СЛУ. Применение параллельных вычислений позволяет в три раза ускорить выполнение действий по формированию матрицы Якоби и перемножению матриц, что подтверждает эффективность предложенных в настоящей работе требований, которые необходимо предъявлять к программным пакетам работы с матричными данными.
3. Первоочередное ускорение ОС должно достигаться путем выбора эффективной реализации метода решения СЛУ, который будет использоваться на каждой итерации оценивания. В рамках настоящей работы были рассмотрены наиболее распространенные в задачах энергетики методы решения СЛУ. Применение в них параллельных вычислений позволяет значительно увеличить скорость выполнения ОС, а также адаптировать задачу к возможности использования кластерных технологий.

4. Наименьшее время ОС было получено при использовании метода Хачтела. Несмотря на увеличение размерности СЛУ, формируемой настоящим методом в ходе итерационного решения задачи, разреженность такой системы будет способствовать ее быстрому решению. Кроме того, данный метод позволяет исключить операции по перемножению матриц на этапах ОС. Блочный метод показал также достаточно высокую скорость ОС. Его применение может оказаться эффективным для тех случаев, когда необходимо снизить размерность СЛУ, а также добиться положительного определителя ее матрицы коэффициентов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационной работы сделаны выводы и получены основные результаты.

- Обоснована необходимость учета взаимоиндукций фаз в трехфазных моделях распределительных сетей среднего класса напряжения при оценивании состояния. Данные модели позволяют с необходимым уровнем точности анализировать несимметричные электрические режимы, характерные для распределительных сетей.
- Известные методы оценивания состояния, изначально разработанные для однолинейных моделей, были адаптированы для работы с трехфазными моделями и наиболее распространенными в распределительных сетях видами измерений. Были модифицированы М-оценка и классическое оценивание состояния на базе метода взвешенных наименьших квадратов. Для последнего были рассмотрены различные распространенные формы записи целевой функции, учитывающие ограничения типа равенств: в виде множителей Лагранжа, в форме расширенной матрицы Хачтела, а также в блочной форме. Данные методы были реализованы в ПК «ТОСТЭР», где произведено их сопоставление, а также были получены оценки их вычислительных характеристик. При моделировании электрических режимов произведены расчеты, подтверждающие возможность применения разработанных алгоритмов. В проведенных расчетах наилучшие временные характеристики и наименьшее число обусловленности матрицы коэффициентов обеспечил метод Хачтела.
- Произведена адаптация методов поиска плохих данных, а также условий их применения для трехфазных моделей электроэнергетических систем и распространенных в распределительных сетях видов измерений. Выполнена программная реализация анализа нормализованных невязок измерений, а

также М-оценки. На тестовой модели была продемонстрирована возможность применения данных методов для поиска ошибок в измерениях.

- Модифицирован и программно-алгоритмически реализован метод поиска топологических ошибок, предложенный Клементсом и Дэйвисом, с целью применения для трехфазных моделей электроэнергетических систем. Проведенные расчеты показали его высокую эффективность в выявлении несоответствий состояния фаз сетевых элементов при достоверизации топологии сети на базе трехфазного оценивания состояния.
- Представлены эффективные подходы для работы с матрицами, позволяющие при обработке их данных использовать параллельные вычисления. Применение этих подходов позволяет ускорить в 3-4 раза процессы формирования матрицы Якоби, перемножения двух разреженных матриц, умножения матрицы на вектор или диагональную матрицу. Для различных методов оценивания состояния произведен поиск наиболее эффективных методов решения систем линейных уравнений. Данные методы обладают высокой скоростью расчета, ввиду оптимизации их работы с разреженными матрицами и возможности параллельного выполнения внутренних действий.
- **Перспективы развития данной работы** связаны с совершенствованием способов восполнения наблюдаемости, а также разработкой методов, позволяющих производить оценивание состояния гибридных моделей, состоящих из трехфазных и однолинейных участков [33].

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

CIM	common Information Model (общая модель информации);
CRS	compressed row storage;
DMS	distribution management system;
EMS	energy management system;
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского управления и сбора данных);
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
ЕЭС	единая энергосистема;
МВНК	метод взвешенных наименьших квадратов;
МРСК	(ОАО «МРСК») открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания»;
ННЭ	ненулевой элемент;
ОИК	оперативно-информационный комплекс;
ОС	оценивание состояния;
ОТР	ограничение типа равенство;
ПК	программный комплекс;
РС	распределительная сеть;
СКО	среднеквадратичное отклонение;
СЛУ	система линейных уравнений;
ЭС	энергосистема;
ЭЭС	электроэнергетическая система.



**СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ**

Виртуальные измерения	Нулевые измерения потребления и генерации мощностей или токов в транзитных узлах, используемые для фиксации нулевого потребления и генерации в транзитных узлах.
матрица Якоби	Прямоугольная матрица частных производных нелинейных функций измерений по переменным вектора состояния.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. B. Hayes and M. Prodanovic, “State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems”, in 2014 European Modelling Symposium, 2014, pp. 303–308.
2. M. Pau, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, “Performance of three-phase WLS Distribution System State Estimation approaches”, in 2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2015, pp. 138–143.
3. J. Chen, Y. Dong, and H. Zhang, “Distribution system state estimation: A survey of some relevant work”, in 2016 35th Chinese Control Conference (CCC), 2016, pp. 9985–9989.
4. M. Pau, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, “Branch current state estimator for distribution system based on synchronized measurements”, in 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS) Proceedings, 2012, pp. 1–6.
5. D. A. Haughton and G. T. Heydt, “A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, May 2013, pp. 1187–1195.
6. Поляков И.Д. Анализ возможности выравнивания графика суточного потребления энергосистемы при помощи потребителей с регулируемой нагрузкой / И.Д. Поляков, С.А. Дмитриев, П.В. Чусовитин, Т.Ю. Паниковская // Электроэнергетика глазами молодежи: труды V международной научно-технической конференции. – 2014. – Т.2. – С.234-238.
7. A. Primadianto and C. N. Lu, “A Review on Distribution System State Estimation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, Sep. 2017, pp. 3875–3883.
8. Системный оператор и ГК «Тсион» провели натурный эксперимент по участию офисного здания в управлении спросом на электроэнергию [Электронный ресурс] / АО «СО ЕЭС»: [сайт]. URL: [https://so-ops.ru/index.php?id=press\\_release\\_view&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=13696&cHash=fc829443b2](https://so-ops.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews%5Btt_news%5D=13696&cHash=fc829443b2) (дата обращения: 06.01.2019).

9. U. Kuhar, J. Jurše, K. Alič, G. Kandus, and A. Švigelj, “A unified three-phase branch model for a distribution-system state estimation”, in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–6.
10. I. Golub, “Methods of linear and nonlinear state estimation of distribution network” // E3S Web Conf. Rudenko International Conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems” (RSES 2018), 2018, pp. 1-5.
11. Техническая политика ОАО «МРСК Урала» [Электронный ресурс] / МРСК Урала – ОАО «МРСК Урала»: [сайт]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/content/files/tehpolitika/TechPolicy.pdf> (дата обращения: 07.12.2018).
12. Все внедрения ОИК СК АО «Монитор Электрик» [Электронный ресурс] / Монитор Электрик – АО «Монитор Электрик»: [сайт]. URL: <http://www.monitel.ru/projects/all-installations.html> (дата обращения: 07.12.2018).
13. Поляков И.Д. Перспективы развития программы контроля перетоков и ограничений в сечениях (АИС «ENERSYS СОДП» КПОС) / И.Д. Поляков, П.А. Парамонов // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VII международной научно-технической конференции. – 2016. – Т.3. – С.101-104.
14. Поляков И.Д. Поиск однофазных замыканий на землю в распределительных сетях с помощью трехфазного оценивания состояния / И.Д. Поляков, П.В. Чусовитин, Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017. – 2017. – С. 1166-1173.
15. M. Baran and T. E. McDermott, “Distribution system state estimation using AMI data”, in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009, pp. 1–3.
16. M. E. Baran and A. W. Kelley, “State estimation for real-time monitoring of distribution systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
17. M. Baran and T. E. McDermott, “State estimation for real time monitoring of distribution feeders”, in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–4.

- 18.I. Džafić, M. Gilles, R. A. Jabr, B. C. Pal, and S. Henselmeyer, “Real Time Estimation of Loads in Radial and Unsymmetrical Three-Phase Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, Nov. 2013, pp. 4839–4848.
- 19.R. Hoffman, “Practical state estimation for electric distribution networks”, in *Proc. Power Syst. Conf. Exp.*, Atlanta, GA, USA, 2006, pp. 510–517.
- 20.C. N. Lu, J. H. Teng, and W. H. E. Liu, “Distribution system state estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 229–240, Feb. 1995.
- 21.A. K. Ghosh, D. L. Lubkeman, M. J. Downey, and R. H. Jones, “Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 45–51, Feb. 1997.
- 22.A. Majumdar and B. C. Pal, “A three-phase state estimation in unbalanced distribution networks with switch modelling”, *2016 IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI)*, Kolkata, 2016, pp. 474–478.
- 23.K. Li, “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 911–916, May 1996.
- 24.D. Thukaram, J. Jerome, and C. Surapong, “A robust three-phase state estimation algorithm for distribution networks”, *Electric Power Systems Research*, vol. 55, no. 3, pp. 191 – 200, 2000.
- 25.W.-M. Lin, J.-H. Teng, and S.-J. Chen, “A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 3, pp. 433–439, Jul. 2001.
- 26.W. M. Lin and J. H. Teng, “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing”, *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 143, no. 1, pp. 43–48, Jan. 1996.
- 27.Y. Gao and N. Yu, “State estimation for unbalanced electric power distribution systems using AMI data”, in *2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2017, pp. 1–5.
- 28.C. W. Hansen and A. S. Debs, “Power system state estimation using three-phase models”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 818–824, May 1995.

29. J. H. Teng, "Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems", *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 149, no. 6, pp. 667–672, Nov. 2002.
30. M. E. Baran and A. W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 483–491, Feb. 1995.
31. M. Pau, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, "Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, Sep. 2013.
32. S. Sarri, M. Paolone, R. Cherkaoui, A. Borghetti, F. Napolitano, and C. A. Nucci, "State estimation of Active Distribution Networks: Comparison between WLS and iterated kalman-filter algorithm integrating PMUs", in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–8.
33. Паздерин А.В. Гибридная трехфазно-однолинейная режимная модель для решения задачи оценивания состояния / А.В. Паздерин, Н.Д. Мухлынин, П.Ю. Банных, И.Д. Поляков // *Электричество*. – 2019. - №3. – С. 15-23.
34. I. Roytelman and S. M. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, Oct. 1993, pp. 2009–2015.
35. K. A. Clements and P. W. Davis, "Detection and identification of topology errors in electric power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1748–1753, Nov. 1988.
36. I. Polyakov, O. Malozemova, A. Pazderin, "Topology error processing in distribution networks by normalized residuals analysis of three-phase models" // *RTUCON 2018 The 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*. 2018. P. 1-5
37. Поляков И.Д. Поиск топологических ошибок в трехфазных моделях энергосистем / И.Д. Поляков, А.В. Паздерин // *Электроэнергетика глазами молодежи: материалы IX Международной научно-технической конференции*, 1

- 5 октября 2018 г., Казань. – В 3 т. – Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. – С.221-224.
- 38.Z. Zhang, M. Liu, and S. Xiao, “A Survey on State Estimation Algorithm of Distribution Grid”, in 2012 Spring Congress on Engineering and Technology, 2012, pp. 1–4.
- 39.Харлов Н.Н. Итоги обследования режимов распределительных электрических сетей Сибири и юга России / Н.Н. Харлов, В.С Боровиков // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: Материалы Всероссийской конференции. - Иркутск, 1-3 сентября 2015. - С. 183-188.
- 40.M.–S. Chen and T.–H. Chen, “Application of three-phase load flow to power system distribution automation”, in 1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91., 1991, pp. 472–478 vol.2.
- 41.S. Zhong and A. Abur, “Effects of nontransposed lines and unbalanced loads on state estimation”, in Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, Jan. 2002, pp. 975–979.
- 42.Шагимарданов, Д.Э. Разработка трехфазно-однофазной сети для электроснабжения сельских потребителей: дис. ... канд. техн. наук: 05.20.02 / Шагимарданов Дамир Экрэмович. Кострома., 2014 – 139 с.
- 43.Шагимарданов Д.Э. Согласование однофазных трансформаторов с трехфазной питающей сетью / Д.Э. Шагимарданов, Н.М. Попов // Вестник КрасГАУ. – 2011. – №1 (52). – С.167-173.
- 44.Каталог продукции Силовые и распределительные трансформаторы (Биробиджанский завод силовых трансформаторов) [Электронный ресурс] / Электротехническая компания «Биробиджанский завод силовых трансформаторов»: [сайт]. URL: <http://www.birzst.ru/index.php/component/mymedia/?task=download&id=1> (дата обращения 01.09.2019).
- 45.Каталог продукции АО «Электрощит» [Электронный ресурс] / АО «Электрощит»: [сайт]. URL: [https://rec.su/upload/iblock/91a/01.-Transformatory\\_OM\\_OMG\\_-OMP\\_metz.pdf](https://rec.su/upload/iblock/91a/01.-Transformatory_OM_OMG_-OMP_metz.pdf) (дата обращения 01.09.2019).

46. Поляков И.Д. Обзор подходов к трехфазному оцениванию состояния распределительных сетей / И.Д. Поляков, А.В. Паздерин // Электротехнические системы и комплексы. – 2018. – №2(39). – 18-27 с.
47. A. P. S. Meliopoulos and F. Zhang, “Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 939–946, May 1996.
48. N. Blaauwbroek, P. Nguyen, M. Gibescu, and H. Sloopweg, “Branch current state estimation of three phase distribution networks suitable for parallelization”, in 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2016, pp. 1–5.
49. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
50. Гамм А.З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
51. Болоев Е.В. Оценивание состояния распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков / Е.В. Болоев, И.И. Голуб, В.В. Федчишин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – № 2. – С. 95-106.
52. Гамм А.З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.
53. Гамм А.З. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 302 с.
54. Колосок И. Н. Достоверизация телемеханической информации с помощью контрольных уравнений / И. Н. Колосок, Л. В. Эм // Информационное обеспечение. Задачи реального времени. Ч.1 - -Каунас: ИФТПЭ, - 1989. - С. 97-102.
55. Колосок И.Н. Линейное оценивание состояния методом контрольных уравнений для локальных систем мониторинга переходных режимов / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, Е.А. Бучинский // Электричество. – 2014. - №3. – С. 4-10.

- 56.P. J. Huber, "Robust estimation of a location parameter" – The Annals of Mathematical Statistics, vol.35, No 1., 73-101, 1964.
- 57.Хохлов М. В. Оценивание состояния электроэнергетических систем по неквадратичным критериям при ограничениях в форме равенств / М.В. Хохлов. // Известия Коми НЦ УрО РАН. –2010. –№3 (3).
- 58.Хохлов М.В. Развитие алгоритмов оценивания состояния ЭЭС по неквадратичным критериям / М.В. Хохлов. // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. – Сыктывкар, 2004. – С. 39-48.
- 59.Модифицированный метод Ньютона для задачи оценивания состояния ЭЭС по неквадратичным критериям / М.В. Хохлов. // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2008, №11-12/1. – С.149-158.
- 60.Хохлов М.В. Метод внутренней точки для оценивания состояния ЭЭС по критерию Хьюбера, Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей / М.В. Хохлов, В.С. Чупров. – В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2010. – Т. 1. – С. 165-170.
- 61.Хохлов М.В., Пороговые свойства робастных процедур оценивания состояния электроэнергетических систем / М.В. Хохлов // Электричество №4, 2010.
- 62.Аюев Б.И. Иерархическая система расчета текущего режима ЕЭС по данным телеизмерений / Б.И. Аюев, А.Т. Демчук, В.Л. Прихно // Энергетик, №5 2004, с. 9-12.
- 63.Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации / Прихно В.Л. // Труды Института электродинамики НАНУ – Киев: ІЕД НАН України. – 2004. –С. 147-148.
- 64.Демчук А.Т. Перспективы иерархического оценивания для формирования режимов ОЭС Урала / А.Т. Демчук, В.Л. Прихно, Н.Г. Хватова // Сборник докладов II Всероссийской научно-технической конференции. – г. Екатеринбург. –2004. –С. 137 – 140.



- 65.Ерохин П.М. Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистемы / П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин, Н.Г. Шубин, Д.М. Максименко // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012. – №1 (66). – С. 39-45.
- 66.Неуймин В.Г. Реализация оценивания состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin3 / В.Г. Неуймин, П.М. Ерохин, Д.М. Максименко // Известия НТЦ Единой энергетической системы, №2 (69), 2013. – С. 36-44.
- 67.A. Abur, A. Gomez–Exposito, “Power System State Estimation: Theory and Implementation”, New-York: Marcel Dekker, 2004, pp. 327.
- 68.Y. Chen, S. Jin, M. Rice and Z. Huang, “Parallel state estimation assessment with practical data,” 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5.
- 69.Y. Chen, M. Rice and Z. Huang, “SCADA-rate parallel state estimation assessed with utility data,” 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5.
- 70.Y. Liu, W. Jiang, S. Jin, M. Rice and Y. Chen, “Distributing Power Grid State Estimation on HPC Clusters - A System Architecture Prototype,” 2012 IEEE 26th International Parallel and Distributed Processing Symposium Workshops & PhD Forum, Shanghai, 2012, pp. 1467-1476.
- 71.Y. Chen, M. Rice, K. Glaesemann and Z. Huang, “Sub-second state estimation implementation and its evaluation with real data,” 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- 72.H. Wang and N. N. Schulz, “A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 207–213, Feb. 2004.
- 73.R. Lukomski, T. Okon, and K. Wilkosz, “Power System Modelling”, Wroclaw University of technology: Wroclaw, 2011, 252 p.
- 74.M. E. Baran, J. Jung, and T. E. McDermott, “Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems”, in 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1–5.

75. P. Chusovitin, I. Polyakov, and A. Pazderin, "Three-phase state estimation model for distribution grids", in 2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE), 2016, pp. 1–5.
76. W.-M. Lin and J.-H. Teng, "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 1, pp. 518–524, Feb. 1996.
77. F. Magnago, L. Zhang, and R. Nagarkar, "Three phase distribution state estimation utilizing common information model", in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015, pp. 1–6.
78. M. C. de Almeida, E. N. Asada and A. V. Garcia, "Effects of load imbalance and system asymmetry on three-phase state estimation," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., 2006, pp. 1 – 6.
79. Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС. Руководство пользователя, 98 стр., 2014 г.
80. W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Columbus, OH, 2001, vol. 2, pp. 908–912.
81. Крон Г. Тензорный анализ сетей: Пер. с англ. /Под ред. Л.Т. Кузина, П.Г. Кузнецова. – М.: Сов. Радио, 1978 – 720 с.
82. Аюев Б.И. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин – М.: Флинта: Наука, 2008 – 256 с.
83. Mo-Shing Chen and Tsai-Hsiang Chen, "Application of three-phase load flow to power system distribution automation," 1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91., Hong Kong, 1991, pp. 472-478 vol.2.
84. M. E. Baran and E. A. Staton, "Distribution transformer models for branch current based feeder analysis," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 698-703, May 1997.
85. Das J.C. "Understanding symmetrical components for power system modeling", IEEE Press Series on Power Engineering, 2017, pp. 182.

86. Nachtel G.D. Extended application of the sparse tableau approach - finite elements and least squares, Technical report, Computer Science Dept, UCLA, 1974.
87. Хохлов, М. В. Робастное оценивание состояния электроэнергетических систем на основе неквадратичных критериев: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Хохлов Михаил Викторович. Сыктывкар., 2010 – 284 с.
88. P. Chusovitin, I. Polyakov, O. Malozemova and A. Pazderin, "The usage of parallel calculations in state estimation algorithms", in 2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), 2017, pp. 1–5.
89. Поляков И.Д. Использование параллельных вычислений в задачах оценивания состояния и расчета установившегося режима / И.Д. Поляков, А.В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017 Материалы VIII Международной научно-технической конференции. –2017. – С. 335-338.
90. Бартоломей П.И. Исследование и разработка методов и алгоритмов повышения достоверизации телеметрии / П.И. Бартоломей, Е.Н. Бегалова // Материалы III международной научно-практической конференции "Энергосистема: управление, конкуренция, образование", Екатеринбург, октябрь 2008 г.
91. Бартоломей П.И. Априорное обнаружение грубых ошибок телеметрии для оценивания состояния ЭЭС / П.И. Бартоломей, Е.Н. Котова, Е.М. Лебедев // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. статей в 2 т., Екатеринбург, 2010. – Т.1. –С.96-101.
92. R. Singh, E. Manitsas, B. C. Pal and G. Strbac, "A Recursive Bayesian Approach for Identification of Network Configuration Changes in Distribution System State Estimation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1329-1336, Aug. 2010.
93. M. E. Baran, J. Jung, and T. E. McDermott, "Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems", in 2009 Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific, 2009, pp. 1–4.
94. V. Zamani and M. Baran, "Topology processing in distribution systems by Branch Current based state estimation", in 2015 North American Power Symposium (NAPS), 2015, pp. 1–5.

95. Raffi S. Distribution Power State Estimation / S. Raffi, P. Umnouy. – 2012. – p. 1-18. [Электронный ресурс] / Stanford University: [сайт]. URL: [http://stanford.edu/~rsevlian/raffi\\_sevlian\\_papers/CEE272R.pdf](http://stanford.edu/~rsevlian/raffi_sevlian_papers/CEE272R.pdf) (дата обращения: 08.05.2015)
96. A. Gómez Expósito, A. Abur, A. de la Villa Jean, and C. Gómez Quiles, "A multilevel state estimation paradigm for smart grids," Proc. IEEE, vol. 99, no. 6, pp. 952–976, Jun. 2011.
97. F. Smailbegovic, G. Gaydadjiev, S. Vassiliadis, Sparse matrix storage format, in: Proceedings of the 16th Annual Workshop on Circuits, Systems and Signal Processing, 2005, pp. 445 – 448.
98. D. Langr and P. Tvrdík, "Evaluation Criteria for Sparse Matrix Storage Formats," in IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, vol. 27, no. 2, pp. 428-440, 1 Feb. 2016.
99. X. Chen, Y. Wang, H. Yang, "Parallel Sparse Direct Solver for Integrated Circuit Simulation". Springer, 1st edition, Feb 2017, 136 pages.
100. X. Chen, L. Xia, Y. Wang and H. Yang, "Sparsity-oriented sparse solver design for circuit simulation," 2016 Design, Automation & Test in Europe Conference & Exhibition (DATE), Dresden, 2016, pp. 1580-1585.
101. X. Chen, Y. Wang and H. Yang, "NICSLU: An Adaptive Sparse Matrix Solver for Parallel Circuit Simulation," in IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems, vol. 32, no. 2, pp. 261-274, Feb. 2013.

## Приложение А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ



Форма направления сведений о состоянии правовой охраны  
результата интеллектуальной деятельности.

Номер государственного учета РИД	Номер государственного учета	Дата постановления на государственный учет
AAAA-Г1Б-618102990003-9		

Наименование РИД
Программное обеспечение для оценивания состояния электроэнергетической системы в трёхфазных координатах на основе поточной модели

Сведения о состоянии правовой охраны

№	Вид РИД	Способст- вство правовой охраны	Номер документа	Дата	Срок действия (в месяцах)	Территория	Регистрирующий орган
1	02 Программ а для ЭВМ	Существо- вание государст- венной регистрац ии	20186633 93	26/10/2018	999	РОССИЯ	Роспатент

Предоставление дополнительных материалов

Сведения об Исполнителе

ОКОПФ	Категория Исполнителя	Наименование организации	Сокращённое наименование организации	Учредитель(ведом- ственная принадлежность)	ОГРН
75101 - Федеральные государственные автономные учреждения	образовательная организация	Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина"	ФГАОУ ВО "УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина", Уральский федеральный университет, УрФУ	1322500 - Министерство образования и науки Российской Федерации	1026604938855

	Фамилия, инициалы	Должность	СНИЛС	Ученая степень	Подпись
Руководитель работы	Паздерин А.В.	Заведующий кафедрой	Нет данных	Нет данных	

	Фамилия, инициалы	Должность	СНИЛС	Подпись
Руководитель организации- исполнителя	Кружаев В.В.	Проректор по науке	Нет данных	



ИКСПО не подтверждена Заказчиком

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2018660546**

**Программное обеспечение для трёхфазного оценивания  
состояния на основе уравнений узловых напряжений**

Правообладатель: *Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования «Уральский  
федеральный университет имени первого Президента России  
Б.Н. Ельцина» (RU)*

Авторы: *Поляков Илья Дмитриевич (RU),  
Чусовитин Павел Валерьевич (RU)*

Заявка № **2018617395**

Дата поступления **16 июля 2018 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **23 августа 2018 г.**



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*

## Приложение Б. Результаты работы модифицированного метода поиска топологических ошибок

В настоящем приложении представлены результаты работы предложенного в рамках настоящей работы модифицированного метода поиска топологических ошибок для модели РС, представленной на рисунке 3.5 в разделе 3.3. При анализе набор измерений содержал случайные ошибки с СКО в 3%. Соответственно, для рассматриваемых электрических режимов  $k_\psi = 1,03$ . Работа метода тестировалась при последовательном вводе единственной топологической ошибки в модель, после чего с ней выполнялись оценивание состояния и поиск топологических ошибок. В ходе теста были рассмотрены все возможные ситуации присутствия ошибки в состоянии фаз сетевых элементов.

Ошибка считалась идентифицированной, если величина условия  $\psi$  для какого-либо элемента в абсолютном значении превышала число 0.75. Ошибка считалась успешно идентифицированной, если подходящий по условиям  $\psi$  соответствовал фазам элемента, в состоянии которых вносилась ошибка, или некорректно, ошибочно идентифицированной, если подходящий по условиям  $\psi$  не соответствовал внесённому отклонению. Результаты работы модифицированного метода поиска топологических ошибок представлены в таблице Б.1., где схемы с некорректно идентифицированными ошибками подкрашены красным цветом. Для каждой схемы в таблице представлено только 10 наибольших значений  $\psi$ .

Таблица Б.1. – Результаты работы модифицированного метода поиска топологических ошибок

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
Исходный режим	Линия 4-6 фазы ABC – $\psi = -0.508$ (0.3%), Линия 6-12 фазы ABC – $\psi = -0.506$ , Линия 12-1 фазы ABC – $\psi = -0.505$ , Линия 1-7 фазы ABC – $\psi = -0.503$ , Линия 11-7 фазы ABC – $\psi = 0.502$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi = -0.501$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi = -0.500$ , Линия 12-1 фазы AB – $\psi = -0.500$ , Линия 8-11 фазы ABC – $\psi = 0.500$ , Линия 1-7 фазы AB – $\psi = -0.499$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
4-6	Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.903$ (14.1%), Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.775$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.752$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.752$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.695$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.615$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.610$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.609$ , Линия 4-6 фаза B – $\psi=0.565$ , Линия 4-6 фаза C – $\psi=0.565$
4-6 а	Линия 4-6 фаза A – $\psi=0.971$ (5.5%), Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.918$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.896$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.851$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.756$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.735$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.727$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.703$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=0.563$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.404$
4-6 б	Линия 4-6 фаза B – $\psi=0.940$ (4.9%), Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.894$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.857$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.819$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.722$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.702$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.698$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.679$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=0.667$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=0.545$
4-6 с	Линия 4-6 фаза C – $\psi=0.931$ (4.4%), Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.890$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.852$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.819$ , Линия 4-5 фаза C – $\psi=-0.715$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.696$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.681$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.680$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.665$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=0.544$
4-6ab	Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.937$ (4.4%), Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.896$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.723$ , Линия 4-6 фаза B – $\psi=0.705$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.699$ , Линия 4-6 фаза A – $\psi=0.658$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.653$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.635$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.556$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.555$



Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
4-бас	Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.929$ (3.8%), Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.894$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.717$ , Линия 4-6 фаза C – $\psi=0.693$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.690$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.675$ , Линия 4-6 фаза A – $\psi=0.658$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.619$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.553$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.551$
4-6bc	Линия 4-6 фазы BC – $\psi=0.920$ (4.1%), Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=0.882$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.704$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.682$ , Линия 4-6 фаза C – $\psi=0.672$ , Линия 4-6 фаза B – $\psi=0.666$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.645$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=0.627$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.551$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=0.533$
6-12	Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=0.909$ (12.6%), Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.795$ , Линия 6-12 фазы BC – $\psi=0.779$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi=0.762$ , Линия 6-12 фазы AC – $\psi=0.754$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=-0.704$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=-0.699$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=-0.692$ , Линия 6-12 фаза B – $\psi=0.574$ , Линия 6-12 фаза C – $\psi=0.561$
6-12 а	Линия 6-12 фаза A – $\psi=0.963$ (2.9%), Линия 6-12 фазы AC – $\psi=0.935$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi=0.914$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=0.888$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=0.320$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.227$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=0.210$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.202$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.194$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.193$
6-12 b	Линия 6-12 фаза B – $\psi=0.954$ (3.0%), Линия 6-12 фазы AB – $\psi=0.925$ , Линия 6-12 фазы BC – $\psi=0.907$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=0.880$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=0.330$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.226$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=0.219$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.206$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.202$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.193$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
6-12 с	Линия 6-12 фаза С – $\psi=0.943$ (3.1%), Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.913$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.894$ , Линия 6-12 фазы АВС – $\psi=0.867$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=0.303$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.215$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.206$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=0.166$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.163$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.159$
6-12 ab	Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=0.940$ (3.1%), Линия 6-12 фазы АВС – $\psi=0.911$ , Линия 6-12 фаза В – $\psi=0.708$ , Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.679$ , Линия 6-12 фаза А – $\psi=0.658$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.646$ , Линия 4-6 фазы АВ – $\psi=-0.576$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.321$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.318$ , Линия 8-11 фазы АВ – $\psi=0.300$
6-12 ac	Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.935$ (3.2%), Линия 6-12 фазы АВС – $\psi=0.906$ , Линия 6-12 фаза С – $\psi=0.693$ , Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.678$ , Линия 6-12 фаза А – $\psi=0.666$ , Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=0.638$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=-0.617$ , Линия 4-8 фазы АС – $\psi=0.312$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.304$ , Линия 8-11 фазы АС – $\psi=0.289$
6-12 bc	Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.931$ (3.1%), Линия 6-12 фазы АВС – $\psi=0.902$ , Линия 6-12 фаза В – $\psi=0.682$ , Линия 6-12 фаза С – $\psi=0.671$ , Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=0.668$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.643$ , Линия 4-6 фазы ВС – $\psi=-0.619$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.325$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.310$ , Линия 8-11 фазы ВС – $\psi=0.309$
12-1	Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.902$ (15.2%), Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.765$ , Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=0.759$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.753$ , Линия 4-6 фазы АВС – $\psi=-0.721$ , Линия 6-12 фазы АВС – $\psi=-0.717$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=-0.651$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=-0.648$ , Линия 4-6 фазы АВ – $\psi=-0.630$ , Линия 4-6 фазы ВС – $\psi=-0.623$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
12-1 а	Линия 12-1 фаза А – $\psi=0.953$ (2.8%), Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.926$ , Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=0.906$ , Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.881$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=0.368$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.263$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.231$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=0.186$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=0.108$ , Линия 4-5 фазы АС – $\psi=0.107$
12-1b	Линия 12-1 фаза В – $\psi=0.942$ (3.0%), Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=0.914$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.899$ , Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.872$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=0.392$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.261$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.247$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=0.183$ , Линия 4-6 фаза В – $\psi=-0.134$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.116$
12-1c	Линия 12-1 фаза С – $\psi=0.911$ (3.1%), Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.882$ , Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.866$ , Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.839$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=0.331$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.237$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.218$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=0.175$ , Линия 4-6 фаза С – $\psi=-0.116$ , Линия 4-8 фаза С – $\psi=0.066$
12-1ab	Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=0.938$ (3.0%), Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.910$ , Линия 12-1 фаза А – $\psi=0.690$ , Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.677$ , Линия 12-1 фаза В – $\psi=0.672$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.646$ , Линия 4-6 фазы АВ – $\psi=-0.547$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.399$ , Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=-0.387$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.374$
12-1ac	Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.924$ (3.1%), Линия 12-1 фазы АВС – $\psi=0.895$ , Линия 12-1 фаза А – $\psi=0.678$ , Линия 12-1 фаза С – $\psi=0.664$ , Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=0.650$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.649$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=-0.585$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=-0.415$ , Линия 4-8 фазы АС – $\psi=0.385$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.345$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
12-1bc	Линия 12-1 фазы BC – $\psi=0.918$ (3.1%), Линия 12-1 фазы ABC – $\psi=0.889$ , Линия 12-1 фаза C – $\psi=0.672$ , Линия 12-1 фаза B – $\psi=0.661$ , Линия 12-1 фазы AB – $\psi=0.646$ , Линия 12-1 фазы AC – $\psi=0.644$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=-0.588$ , Линия 6-12 фазы BC – $\psi=-0.449$ , Линия 4-8 фазы BC – $\psi=0.407$ , Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.374$
<b>1-7</b>	Линия 1-7 фазы AB – $\psi=0.830$ (9.3%), Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.752$ , Линия 1-7 фаза A – $\psi=0.720$ , Линия 12-1 фазы AB – $\psi=-0.619$ , Линия 1-7 фазы AC – $\psi=0.614$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=-0.614$ , Линия 4-6 фаза A – $\psi=-0.612$ , Линия 6-12 фаза A – $\psi=-0.610$ , Линия 12-1 фаза A – $\psi=-0.604$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi=-0.602$
1-7 а	Линия 1-7 фаза A – $\psi=0.821$ (6.0%), Линия 1-7 фазы AC – $\psi=0.772$ , Линия 1-7 фазы AB – $\psi=0.727$ , Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.684$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=0.332$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.236$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=-0.168$ , Линия 4-8 фазы AB – $\psi=0.165$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi=-0.161$ , Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.159$
<b>1-7 б</b>	Линия 1-7 фаза B – $\psi=0.750$ (9.9%), Линия 1-7 фазы BC – $\psi=0.675$ , Линия 1-7 фазы AB – $\psi=0.671$ , Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.605$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=0.374$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.224$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.206$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=-0.202$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=-0.200$ , Линия 4-6 фаза A – $\psi=-0.200$
<b>1-7 с</b>	Линия 4-6 фазы AB – $\psi=-0.447$ (0.2%), Линия 6-12 фазы AB – $\psi=-0.446$ , Линия 12-1 фазы AB – $\psi=-0.445$ , Линия 1-7 фазы AB – $\psi=-0.444$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.444$ , Линия 11-7 фазы AB – $\psi=0.443$ , Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.442$ , Линия 4-8 фазы AB – $\psi=0.441$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=-0.440$ , Линия 12-1 фазы ABC – $\psi=-0.436$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
1-7 ab	Линия 1-7 фазы АВ – $\psi=0.842$ (4.7%), Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.802$ , Линия 1-7 фаза А – $\psi=0.730$ , Линия 1-7 фазы AC – $\psi=0.698$ , Линия 1-7 фаза В – $\psi=0.494$ , Линия 1-7 фазы BC – $\psi=0.456$ , Линия 4-6 фазы АВ – $\psi=-0.418$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.377$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.372$ , Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=-0.343$
1-7 ac	Линия 1-7 фаза А – $\psi=0.810$ (11.1%), Линия 1-7 фазы АВ – $\psi=0.720$ , Линия 1-7 фазы AC – $\psi=0.702$ , Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.648$ , Линия 4-6 фазы AC – $\psi=-0.363$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=0.327$ , Линия 6-12 фазы AC – $\psi=-0.283$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.233$ , Линия 1-7 фаза С – $\psi=0.209$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=0.209$
1-7 bc	Линия 1-7 фаза В – $\psi=0.748$ (8.5%), Линия 1-7 фазы BC – $\psi=0.684$ , Линия 1-7 фазы АВ – $\psi=0.679$ , Линия 1-7 фазы ABC – $\psi=0.627$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=0.373$ , Линия 4-6 фазы BC – $\psi=-0.313$ , Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.305$ , Линия 4-6 фаза В – $\psi=-0.283$ , Линия 8-11 фаза В – $\psi=0.263$ , Линия 6-12 фазы BC – $\psi=-0.255$
4-8	Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.911$ (14.7%), Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.777$ , Линия 4-8 фазы BC – $\psi=0.767$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.755$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.701$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.625$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.612$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.611$ , Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.574$ , Линия 4-8 фаза А – $\psi=0.558$
4-8 a	Линия 4-8 фаза А – $\psi=0.976$ (6.1%), Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.917$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.902$ , Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.853$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.760$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.737$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.731$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.707$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=0.567$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.424$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
4-8 b	Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.947$ (5.0%), Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.900$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.854$ , Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.819$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.729$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.705$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.703$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.680$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=0.678$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=0.548$
4-8 c	Линия 4-8 фаза С – $\psi=0.935$ (3.9%), Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.898$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.853$ , Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.826$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.718$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.702$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.693$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.679$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=0.545$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.527$
4-8 ab	Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.945$ (4.8%), Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.900$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.728$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.705$ , Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.700$ , Линия 4-8 фаза А – $\psi=0.674$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.647$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.644$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.561$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.559$
4-8 ac	Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.935$ (3.6%), Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.901$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.722$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.697$ , Линия 4-8 фаза А – $\psi=0.694$ , Линия 4-8 фаза С – $\psi=0.666$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.655$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.653$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.653$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.564$
4-8 bc	Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=0.926$ (4.1%), Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.888$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.708$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.690$ , Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.688$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=0.667$ , Линия 4-8 фаза С – $\psi=0.659$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.615$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.563$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.536$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
8-11	Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.916$ (12.5%), Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=-0.802$ , Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.784$ , Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.774$ , Линия 8-11 фазы AC – $\psi=0.753$ , Линия 4-8 фазы AB – $\psi=-0.712$ , Линия 4-8 фазы BC – $\psi=-0.705$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=-0.694$ , Линия 8-11 фаза B – $\psi=0.586$ , Линия 4-8 фаза B – $\psi=-0.562$
8-11 а	Линия 8-11 фаза A – $\psi=0.971$ (2.3%), Линия 8-11 фазы AC – $\psi=0.948$ , Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.931$ , Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.910$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=0.321$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.224$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.205$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=0.203$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.197$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.196$
8-11 б	Линия 8-11 фаза B – $\psi=0.951$ (2.0%), Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.932$ , Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.908$ , Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.890$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=0.330$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.217$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=0.212$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.208$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.203$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.196$
8-11 с	Линия 8-11 фаза C – $\psi=0.949$ (2.0%), Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.930$ , Линия 8-11 фазы AC – $\psi=0.909$ , Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.892$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=0.301$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=0.207$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=0.197$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.159$ , Линия 4-5 фаза C – $\psi=-0.158$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.157$
8-11 ab	Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.945$ (2.8%), Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.918$ , Линия 8-11 фаза B – $\psi=0.709$ , Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.683$ , Линия 8-11 фаза A – $\psi=0.664$ , Линия 8-11 фазы AC – $\psi=0.655$ , Линия 4-8 фазы AB – $\psi=-0.633$ , Линия 4-6 фазы AB – $\psi=0.333$ , Линия 6-12 фазы AB – $\psi=0.323$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=0.320$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
8-11 ас	Линия 8-11 фазы АС – $\psi=0.943$ (2.6%), Линия 8-11 фазы АВС – $\psi=0.918$ , Линия 8-11 фаза А – $\psi=0.700$ , Линия 4-8 фазы АС – $\psi=-0.677$ , Линия 8-11 фазы АВ – $\psi=0.677$ , Линия 8-11 фаза С – $\psi=0.671$ , Линия 8-11 фазы ВС – $\psi=0.664$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=0.347$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.335$ , Линия 12-1 фазы АС – $\psi=0.307$
8-11 бс	Линия 8-11 фазы ВС – $\psi=0.934$ (2.7%), Линия 8-11 фазы АВС – $\psi=0.909$ , Линия 8-11 фаза В – $\psi=0.699$ , Линия 8-11 фазы АВ – $\psi=0.692$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=-0.672$ , Линия 8-11 фаза С – $\psi=0.657$ , Линия 8-11 фазы АС – $\psi=0.636$ , Линия 4-6 фазы ВС – $\psi=0.356$ , Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.349$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=0.316$
11-7	Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.907$ (11.3%), Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.805$ , Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.745$ , Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.740$ , Линия 4-8 фазы АВС – $\psi=-0.731$ , Линия 8-11 фазы АВС – $\psi=-0.727$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=-0.666$ , Линия 8-11 фазы ВС – $\psi=-0.662$ , Линия 4-8 фазы АС – $\psi=-0.637$ , Линия 8-11 фазы АС – $\psi=-0.636$
11-7 а	Линия 11-7 фаза А – $\psi=0.951$ (1.6%), Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.935$ , Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.922$ , Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.907$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=0.353$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.246$ , Линия 4-8 фаза А – $\psi=-0.231$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.189$ , Линия 4-6 фазы ВС – $\psi=-0.176$ , Линия 12-1 фазы ВС – $\psi=-0.176$
11-7 б	Линия 11-7 фаза В – $\psi=0.924$ (1.0%), Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.915$ , Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.887$ , Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.878$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=0.385$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=0.241$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.225$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=-0.156$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=-0.155$ , Линия 12-1 фазы АС – $\psi=-0.155$



Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
11-7 с	Линия 11-7 фаза С – $\psi=0.915$ (0.9%), Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.906$ , Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.883$ , Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.875$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=0.315$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=0.217$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=0.193$ , Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.185$ , Линия 1-7 фазы АВ – $\psi=-0.185$ , Линия 12-1 фазы АВ – $\psi=-0.185$
11-7 ab	Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.935$ (2.6%), Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.911$ , Линия 11-7 фаза В – $\psi=0.745$ , Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.719$ , Линия 11-7 фаза А – $\psi=0.613$ , Линия 4-8 фазы АВ – $\psi=-0.610$ , Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.610$ , Линия 8-11 фазы АВ – $\psi=-0.449$ , Линия 4-6 фазы АВ – $\psi=0.425$ , Линия 6-12 фазы АВ – $\psi=0.401$
11-7 ac	Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.925$ (2.1%), Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.905$ , Линия 11-7 фаза С – $\psi=0.716$ , Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.716$ , Линия 4-8 фазы АС – $\psi=-0.669$ , Линия 11-7 фаза А – $\psi=0.627$ , Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.615$ , Линия 8-11 фазы АС – $\psi=-0.504$ , Линия 4-6 фазы АС – $\psi=0.442$ , Линия 6-12 фазы АС – $\psi=0.418$
11-7 bc	Линия 11-7 фазы ВС – $\psi=0.919$ (2.2%), Линия 11-7 фазы АВС – $\psi=0.899$ , Линия 11-7 фаза С – $\psi=0.673$ , Линия 11-7 фаза В – $\psi=0.661$ , Линия 11-7 фазы АВ – $\psi=0.661$ , Линия 11-7 фазы АС – $\psi=0.656$ , Линия 4-8 фазы ВС – $\psi=-0.655$ , Линия 8-11 фазы ВС – $\psi=-0.516$ , Линия 4-6 фазы ВС – $\psi=0.469$ , Линия 6-12 фазы ВС – $\psi=0.454$
5-9	Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.902$ (13.2%), Линия 5-9 фазы АВ – $\psi=0.783$ , Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.753$ , Линия 5-9 фазы АС – $\psi=0.739$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.663$ , Линия 5-10 фазы АВС – $\psi=0.632$ , Линия 10-9 фазы АВС – $\psi=0.623$ , Линия 5-9 фаза В – $\psi=0.581$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.569$ , Линия 10-9 фазы ВС – $\psi=0.569$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
5-9 а	Линия 5-9 фаза А – $\psi=0.942$ (11.2%), Линия 5-9 фазы АВ – $\psi=0.836$ , Линия 5-9 фазы АС – $\psi=0.834$ , Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.766$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.697$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.617$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.535$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.513$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.370$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.287$
5-9 б	Линия 5-9 фаза В – $\psi=0.914$ (12.4%), Линия 5-9 фазы АВ – $\psi=0.801$ , Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.769$ , Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.699$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=-0.614$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=-0.535$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.504$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.472$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.389$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.356$
5-9 с	Линия 5-9 фаза С – $\psi=0.892$ (6.7%), Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.833$ , Линия 5-9 фазы АС – $\psi=0.744$ , Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.720$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.720$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.572$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=-0.564$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.487$ , Линия 4-5 фазы АС – $\psi=-0.392$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.353$
5-9 ab	Линия 5-9 фазы АВ – $\psi=0.930$ (7.6%), Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.860$ , Линия 5-9 фаза В – $\psi=0.693$ , Линия 5-9 фаза А – $\psi=0.661$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.655$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.605$ , Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.605$ , Линия 5-9 фазы АС – $\psi=0.604$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.491$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.488$
5-9 ac	Линия 5-9 фазы АС – $\psi=0.916$ (5.0%), Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.871$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.706$ , Линия 5-9 фаза А – $\psi=0.700$ , Линия 5-9 фазы АВ – $\psi=0.642$ , Линия 5-9 фаза С – $\psi=0.634$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.612$ , Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.612$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.518$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.511$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
5-9 bc	Линия 5-9 фазы BC – $\psi=0.909$ (7.9%), Линия 5-9 фазы ABC – $\psi=0.837$ , Линия 5-9 фаза B – $\psi=0.697$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.667$ , Линия 5-9 фазы AB – $\psi=0.630$ , Линия 5-9 фаза C – $\psi=0.625$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.590$ , Линия 5-9 фазы AC – $\psi=0.544$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=-0.504$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=-0.467$
<b>7-9 (вкл)</b>	Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.909$ (0.0%), Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.909$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.785$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.785$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.768$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=-0.768$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.740$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.740$ , Линия 4-8 фазы ABC – $\psi=0.683$ , Линия 8-11 фазы ABC – $\psi=0.682$ ,
<b>7-9 bc (вкл)</b>	Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.853$ (0.0%), Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.853$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.823$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.795$ , Линия 4-8 фазы BC – $\psi=0.648$ , Линия 8-11 фазы BC – $\psi=0.647$ , Линия 4-5 фаза C – $\psi=-0.647$ , Линия 11-7 фазы BC – $\psi=-0.647$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=-0.627$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.612$
<b>7-9 ac (вкл)</b>	Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.860$ (0.0%), Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.860$ , Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.826$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.809$ , Линия 4-8 фазы AC – $\psi=0.652$ , Линия 8-11 фазы AC – $\psi=0.651$ , Линия 11-7 фазы AC – $\psi=-0.650$ , Линия 4-5 фаза C – $\psi=-0.642$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=-0.637$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.629$
<b>7-9 ab (вкл)</b>	Линия 7-9 фазы AB – $\psi=-0.868$ (0.0%), Линия 4-5 фазы AB – $\psi=-0.868$ , Линия 4-5 фазы BC – $\psi=-0.826$ , Линия 4-5 фазы ABC – $\psi=-0.817$ , Линия 4-8 фазы AB – $\psi=0.665$ , Линия 8-11 фазы AB – $\psi=0.664$ , Линия 11-7 фазы AB – $\psi=-0.664$ , Линия 4-5 фаза B – $\psi=-0.648$ , Линия 4-5 фаза A – $\psi=-0.633$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=-0.628$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
7-9 а (вкл)	Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.746$ (0.0%), Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.746$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.745$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.743$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.724$ , Линия 4-5 фазы АС – $\psi=-0.723$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.722$ , Линия 4-5 фазы АВС – $\psi=-0.702$ , Линия 4-8 фаза А – $\psi=0.566$ , Линия 8-11 фаза А – $\psi=0.565$
7-9 б (вкл)	Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.720$ (0.0%), Линия 7-9 фаза В – $\psi=-0.720$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.720$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.718$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.699$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.699$ , Линия 4-5 фазы АС – $\psi=-0.698$ , Линия 4-5 фазы АВС – $\psi=-0.679$ , Линия 4-8 фаза В – $\psi=0.550$ , Линия 8-11 фаза В – $\psi=0.548$
7-9 с (вкл)	Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.750$ (0.0%), Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.750$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=0.750$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.749$ , Линия 4-5 фазы АС – $\psi=-0.728$ , Линия 4-5 фазы ВС – $\psi=-0.728$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.726$ , Линия 4-5 фазы АВС – $\psi=-0.707$ , Линия 4-8 фаза С – $\psi=0.554$ , Линия 8-11 фаза С – $\psi=0.553$
5-10	Линия 5-10 фазы АВС – $\psi=0.911$ (14.7%), Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.777$ , Линия 5-10 фазы ВС – $\psi=0.770$ , Линия 5-10 фазы АС – $\psi=0.751$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.659$ , Линия 5-9 фазы АВС – $\psi=0.640$ , Линия 10-9 фазы АВС – $\psi=0.634$ , Линия 5-10 фаза В – $\psi=0.579$ , Линия 5-9 фазы ВС – $\psi=0.571$ , Линия 10-9 фазы АС – $\psi=0.562$
5-10 а	Линия 5-10 фаза А – $\psi=0.963$ (4.8%), Линия 5-10 фазы АС – $\psi=0.917$ , Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.888$ , Линия 5-10 фазы АВС – $\psi=0.851$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.701$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.566$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.515$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.465$ , Линия 4-5 фаза А – $\psi=-0.417$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.340$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
5-10 b	Линия 5-10 фаза В – $\psi=0.933$ (3.3%), Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.902$ , Линия 5-10 фазы ВС – $\psi=0.852$ , Линия 5-10 фазы ABC – $\psi=0.828$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=-0.642$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=-0.516$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.513$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.456$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.393$ , Линия 4-5 фаза В – $\psi=-0.389$
5-10 c	Линия 5-10 фаза С – $\psi=0.934$ (3.9%), Линия 5-10 фазы ВС – $\psi=0.898$ , Линия 5-10 фазы AC – $\psi=0.864$ , Линия 5-10 фазы ABC – $\psi=0.836$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.716$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.560$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.532$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.465$ , Линия 4-5 фазы AC – $\psi=-0.393$ , Линия 4-5 фаза С – $\psi=-0.342$
5-10 ab	Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.939$ (4.1%), Линия 5-10 фазы ABC – $\psi=0.901$ , Линия 5-10 фаза В – $\psi=0.703$ , Линия 5-10 фаза А – $\psi=0.661$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.661$ , Линия 5-10 фазы BC – $\psi=0.655$ , Линия 5-10 фазы AC – $\psi=0.644$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.586$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.484$ , Линия 4-5 фазы АВ – $\psi=-0.483$
5-10 ac	Линия 5-10 фазы AC – $\psi=0.937$ (3.6%), Линия 5-10 фазы ABC – $\psi=0.903$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.697$ , Линия 5-10 фаза А – $\psi=0.693$ , Линия 5-10 фаза С – $\psi=0.669$ , Линия 5-10 фазы BC – $\psi=0.656$ , Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.652$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.591$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.516$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.500$
5-10 bc	Линия 5-10 фазы BC – $\psi=0.924$ (3.3%), Линия 5-10 фазы ABC – $\psi=0.893$ , Линия 5-10 фаза В – $\psi=0.687$ , Линия 5-10 фазы АВ – $\psi=0.678$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.667$ , Линия 5-10 фаза С – $\psi=0.656$ , Линия 5-10 фазы AC – $\psi=0.621$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.586$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.498$ , Линия 7-9 фаза В – $\psi=-0.474$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
10-9	Линия 10-9 фазы ABC – $\psi=0.782$ (4.2%), Линия 10-9 фазы AC – $\psi=0.749$ , Линия 10-9 фазы AB – $\psi=0.733$ , Линия 10-9 фаза A – $\psi=0.723$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.571$ , Линия 5-9 фазы ABC – $\psi=0.562$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.562$ , Линия 5-9 фазы AC – $\psi=0.552$ , Линия 5-10 фаза A – $\psi=-0.520$ , Линия 5-9 фазы AB – $\psi=0.518$
10-9 а	Линия 10-9 фаза A – $\psi=0.849$ (6.8%), Линия 10-9 фазы AC – $\psi=0.792$ , Линия 10-9 фазы AB – $\psi=0.743$ , Линия 10-9 фазы ABC – $\psi=0.701$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=-0.585$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.532$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=-0.453$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.446$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.230$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=-0.230$
<b>10-9 б</b>	Линия 10-9 фазы AB – $\psi=0.635$ (1.7%), Линия 10-9 фаза B – $\psi=0.624$ , Линия 10-9 фазы ABC – $\psi=0.571$ , Линия 10-9 фазы BC – $\psi=0.555$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.443$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.437$ , Линия 7-9 фаза B – $\psi=-0.417$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=-0.404$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.357$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=-0.356$
<b>10-9 с</b>	Линия 10-9 фаза C – $\psi=0.688$ (4.2%), Линия 10-9 фазы AC – $\psi=0.659$ , Линия 10-9 фазы BC – $\psi=0.615$ , Линия 7-9 фаза C – $\psi=-0.600$ , Линия 10-9 фазы ABC – $\psi=0.598$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.536$ , Линия 7-9 фазы BC – $\psi=-0.474$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.457$ , Линия 4-6 фазы ABC – $\psi=-0.357$ , Линия 6-12 фазы ABC – $\psi=-0.356$
10-9 ab	Линия 10-9 фазы AB – $\psi=0.792$ (2.0%), Линия 10-9 фаза A – $\psi=0.776$ , Линия 10-9 фазы ABC – $\psi=0.751$ , Линия 10-9 фазы AC – $\psi=0.734$ , Линия 7-9 фазы AB – $\psi=-0.540$ , Линия 7-9 фаза A – $\psi=-0.534$ , Линия 7-9 фазы ABC – $\psi=-0.518$ , Линия 7-9 фазы AC – $\psi=-0.489$ , Линия 10-9 фаза B – $\psi=0.376$ , Линия 10-9 фазы BC – $\psi=0.349$

Отклонение от нормальной схемы	Результаты расчета
10-9 ас	Линия 10-9 фазы АС – $\psi=0.812$ (3.7%), Линия 10-9 фаза А – $\psi=0.782$ , Линия 10-9 фазы АВС – $\psi=0.760$ , Линия 10-9 фазы АВ – $\psi=0.695$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.609$ , Линия 7-9 фаза А – $\psi=-0.538$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.526$ , Линия 7-9 фазы АВ – $\psi=-0.421$ , Линия 10-9 фаза С – $\psi=0.399$ , Линия 10-9 фазы ВС – $\psi=0.371$
10-9 вс	Линия 10-9 фазы ВС – $\psi=0.735$ (1.0%), Линия 10-9 фазы АВС – $\psi=0.728$ , Линия 7-9 фазы ВС – $\psi=-0.569$ , Линия 10-9 фаза С – $\psi=0.562$ , Линия 10-9 фазы АС – $\psi=0.554$ , Линия 7-9 фазы АВС – $\psi=-0.537$ , Линия 10-9 фазы АВ – $\psi=0.527$ , Линия 10-9 фаза В – $\psi=0.507$ , Линия 7-9 фаза С – $\psi=-0.490$ , Линия 7-9 фазы АС – $\psi=-0.443$