

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

Кузькина Яна Игоревна

ОПТИМАЛЬНАЯ РАССТАНОВКА ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАБЛЮДАЕМОСТИ
ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
ВСЕХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

НАУЧНЫЙ ДОКЛАД

выпускной квалификационной работы, представленной к защите
для получения квалификации «Исследователь. Преподаватель – исследователь»

Иркутск – 2020

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Развитие, модернизация и эксплуатация как магистральных, так и распределительных электрических сетей в современных условиях является значимым научно-техническим направлением, связанным с решением большого числа задач при проектировании и реконструкции объектов электроэнергетики и оперативном управлении. Важнейшей, в данном случае, является задача повышения надежности и качества измерительной базы, включающей измерения текущих электрических параметров, обеспечивающей полную информацию о параметрах режима электрической сети высокого, среднего и низкого классов напряжения, то есть обеспечивающей решение задачи оценивания состояния (ОС). Для этого наряду с техническим совершенствованием измерительных устройств и системы сбора и обработки данных измерений, необходимо организовать измерительную базу в соответствии с особенностями рассматриваемой электрической сети таким оптимальным образом, чтобы все параметры электрического режима были известны в реальном времени и в достаточном объеме, что может быть достигнуто при обеспечении наблюдаемости электроэнергетической системы (ЭЭС).

Актуальность настоящей работы определяется поэтапным развитием и совершенствованием проведенного исследования, вначале рассматривающего топологический аспект наблюдаемости как необходимое условие для решения задачи ОС магистральных электрических сетей высокого напряжения (ВН) на основе современной технологии измерений параметров режима ЭЭС, доступной благодаря появлению и росту применения устройств синхронизированных векторных измерений, называемых Phasor Measurement Unit (PMU). Разработанные подходы позволили комплексно решить задачу обеспечения топологической наблюдаемости для высоковольтных сетей достаточно большой размерности в качестве продолжения предыдущих исследований отечественных ученых в области ОС на основе традиционных и PMU измерений с учётом изменения конфигурации сети, различных режимных ситуаций, возможных изменений самой измерительной базы в случае аварийных ситуаций, а также при наличии в сети транзитных узлов с нулевыми токовыми инъекциями и ограничении на число каналов для измерения векторов токов PMU устройствами.

Следующий этап работы заключается в переходе к задачам обеспечения наблюдаемости и ОС распределительных сетей (РС) среднего и низкого напряжения (СН и НН), актуальность исследования которых связана с модернизацией современных РС по всему миру в рамках концепции «интеллектуальных сетей» (smart grid), характеризующейся введением устройств распределенной генерации, накопителей, распределенной нагрузки и появлением активных потребителей. Следствием интеллектуализации РС становится появление разнонаправленных быстроизменяющихся перетоков мощности, недопустимые превышения или провалы напряжения в узлах сети, сложность прогнозирования и регулирования режима в целом, что требует контроля и мониторинга РС, основой которого и является ОС. Расчет потокораспределения (ПР), ОС режима каждой фазы четырехпроводной низковольтной РС может производиться на основе цифровых интеллектуальных счетчиков, называемых Smart Meter (SM), функционирующих в рамках информационно-измерительной структуры АМІ или автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Разработанные подходы к выбору состава SM измерений, обеспечению корректности и достаточности измерительной базы в РС, а также алгоритмы ОС РС и методы решения ряда задач по управлению активной РС учитывают технические возможности современных счетчиков и характерных особенностей РС.

Целью настоящего исследования является разработка подходов и алгоритмов для выбора оптимального состава измерений, производимых современными техническими устройствами, обеспечивающих решение задачи ОС электрических сетей всех классов напряжения.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Изучение и анализ разработанных подходов к обеспечению наблюдаемости путём оптимизации числа традиционных измерений и синхронизированных векторных измерений для решения задачи ОС магистральных электрических сетей.

2. Развитие и реализация алгоритмов оптимизации числа синхронизированных векторных измерений на ЭВМ с помощью современных возможностей ПК с учетом различных режимных ситуаций и технических возможностей РМУ.

3. Аprobация и отладка программ определения оптимального числа синхронизированных векторных измерений на простейших моделях электрических сетей и на более сложных тестовых схемах IEEE разной размерности.

4. Исследование возможности применения подходов, разработанных для магистральных сетей ВН, при решении задачи ОС для распределительных сетей СН и НН.

5. Изучение современных зарубежных и отечественных информационно-измерительных инфраструктур, интегрируемых в РС.

6. Корректировка алгоритмов, используемых при ОС системообразующих сетей, для решения задачи ОС РС с учетом особенностей таких сетей и возможностей современных интеллектуальных счетчиков.

Проверка работоспособности и эффективности предложенных алгоритмов трехфазного ОС РС на тестовых схемах и реальных электрических сетях.

Объектами исследования являются электрические сети всех классов напряжения, рассмотренные как магистральные сети высокого напряжения и распределительные сети среднего и низкого напряжения.

Предметом исследования являются алгоритмы обеспечения топологической наблюдаемости и оценивания состояния электрических сетей.

Составляют предмет **научной новизны** и **на защиту выносятся** следующие основные положения исследования:

1. Усовершенствованы ранее предложенные отечественными учёными подходы обеспечения топологической наблюдаемости для высоковольтных сетей, в основу которых положено решение задачи целочисленного линейного программирования (ЦЛП).

2. Создан комплекс программ на основе существующих разработок ИСЭМ СО РАН и новых алгоритмов, реализованных в среде MATLAB, позволяющий решить задачу ОС на основе синхронизированных векторных измерений, производимых РМУ устройствами, формирующими оптимальный состав измерений, который обеспечивает топологическую наблюдаемость магистральных сетей достаточно большой размерности с учётом различных условий и ограничений.

3. Проведен подробный анализ способов организации информационно-измерительной инфраструктуры, интегрируемой в сети СН и НН, позволивший доказать возможность перехода от алгоритмов выбора состава РМУ измерений в высоковольтных сетях к оптимизации измерительной базы в РС на основе интеллектуальных счетчиков (SM).

4. Доказана возможность использования минимального состава SM, существующих в настоящее время, для надежной оценки уровней напряжений в низковольтной РС, что особенно важно в активных сетях с источниками распределенной генерации.

5. Предложен простой, не требующий значительных затрат подход к идентификации фаз подключения счетчиков, установленных в низковольтных фидерах РС.

6. Реализован трехфазный алгоритм ОС низковольтной РС, учитывающий особенности таких сетей, отличающие их от сетей ВН.

7. Показана возможность определения эквивалентных нагрузок сети СН на основе ОС низковольтных фидеров, что позволяет сформулировать условия перехода к ОС первичной РС.

8. Разработанные алгоритмы успешно прошли апробацию на реально существующих РС местной сетевой компании.

Теоретическая и практическая значимость. Работа выполнена в рамках проекта III.17.4.2 фундаментальных исследований программы СО РАН номер АААА-А17-117030310438-1. Исследование иллюстрирует успешное развитие алгоритмов обеспечения топологической наблюдаемости как важнейшего условия существования решения задачи ОС в магистральных сетях ВН в условиях современной измерительной базы, доказывает возможность перехода от данных алгоритмов к аналогичному пофазному анализу распределительных электрических сетей

СН и НН с учётом их особенностей и возможностей существующих технологий для организации и интеграции информационно-измерительной инфраструктуры.

Практическая ценность работы состоит в том, что разработанные программы оптимизации числа синхронизированных векторных измерений, основанные на существующих отечественных алгоритмах, могут быть использованы для определения минимальной измерительной базы, содержащей современные технологии, для обеспечения наблюдаемости реально существующих ЭЭС России при решении задачи ОС системообразующих сетей.

Особое внимание следует уделить первичным и вторичным РС, модернизация и интеллектуализация которых в отечественной электроэнергетике набирает обороты. Предложенные в исследовании подходы не только могут быть использованы при решении таких проблем, как контроль уровней узловых напряжений в РС, идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков, расчет потокораспределения и ОС первичной и вторичной РС, но и уже применены для анализа режима существующей сети Иркутской области.

Методология и методы исследования. При проведении исследования использовалась теория математической статистики, теоретические основы электротехники, теория вероятностей, методы оптимизации и линейного программирования, различные методы решения линеаризованных и линейных уравнений. Для реализации алгоритмов применялась среда MATLAB и Mathcad, для проведения ряда расчетов MS Excel. В качестве дополнительных средств для проведения исследования применялись разработки ученых ИСЭМ СО РАН: программа расчета установившихся режимов СДО для формирования исходных данных, программа «Анализ топологической наблюдаемости» для проверки результатов.

Личный вклад автора. Результаты исследования, выносимые на защиту, получены лично автором либо в неделимом соавторстве. Конфликт интересов с соавторами отсутствует.

Достоверность научных результатов. Предлагаемые в работе алгоритмы были использованы при проведении расчетов на распространённых тестовых примерах схем, что позволяет сопоставить результаты исследования с результатами других ученых для подтверждения работоспособности предложенных подходов. Достоверность результатов также подтверждается корректностью применяемых математических методов, современных программных средств и зарекомендовавших себя разработок учёных ИСЭМ СО РАН.

Апробация результатов работы. Основные положения работы докладывались автором научно-квалификационной работы на 11 конференциях и 3 семинарах, в том числе:

1. XV Всероссийский научный семинар «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», Иркутск, оз. Байкал, 05-11 сентября 2016 г.

2. Международная конференция и выставка «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Санкт-Петербург, 25 – 28 апреля 2017 г.

3. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. Заседание 90. Иркутск, оз. Байкал, 01 – 07 июля 2018 г.

4. Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» - Иркутск, 2019 г.

5. Промежуточные результаты исследования ежегодно представлялись автором на конференции молодых ученых «Системные исследования в энергетике» ИСЭМ СО РАН, и удавались призовых мест с 2015 по 2019 годы.

6. Ряд докладов был представлен автором работы на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» в Иркутском национальном исследовательском техническом университете в 2014, 2015 и 2018 годах.

В декабре 2018 года автор работы стала победителем в номинации «Смарт-стандарт», представив результаты исследования на Конкурсе инновационных проектов «Лаборатория энергетики» EN+ в г. Иркутск.

Публикации. По теме исследований на момент защиты опубликовано 19 работ, в том числе две в издании из перечня Высшей аттестационной комиссии («Вестник Иркутского государственного технического университета»). В изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science, опубликованы 3 работы.

Структура и объем работы. Научная квалификационная работа состоит из введения, трёх глав, заключения, библиографического списка из 145 наименований и 1 приложения. Содержит 129 страниц, включает 66 рисунков и 8 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность работы, формулируется цель исследования и перечень задач, необходимых для ее достижения. Изложена степень разработанности темы исследования. Выделены научная новизна и основные положения, выносимые на защиту, приводится общая характеристика работы.

Первая глава содержит основные теоретические сведения по тематике обеспечения топологической наблюдаемости, являющейся необходимым условием для существования решения задачи ОС ЭЭС. Подробно изложен ход исследований и стадии развития предложенных алгоритмов для решения означенной проблемы по мере изучения технических особенностей организации синхронизированных векторных измерений в магистральных сетях.

Для решения поставленных задач был разработан ряд программ и алгоритмов на основе решения оптимизационной задачи целочисленного линейного программирования. На итоговой стадии все разработки были объединены в единую MATLAB программу для определения состава и мест расстановки PMU, обеспечивающих наблюдаемость и дальнейшее успешное решение задачи ОС высоковольтных сетей, в различных режимных условиях и при возможных отключениях, с учетом ограничений на число измерительных каналов PMU, а также с учётом имеющихся в сети нулевых токовых инъекций в транзитных узлах и дополнительных ограничений на расстановку измерений.

Все представленные в исследовании подходы и программы отлажены на тестовых примерах простейших сетей и успешно опробованы на широко используемых IEEE-схемах с проверкой корректности полученных решений.

Во второй главе представлен обзор исследовательских работ, посвященный расстановке измерений, которые могут обеспечить надежную и качественную информацию о состоянии РС благодаря возможностям современных информационно-измерительных инфраструктур. Изложены подходы к ОС РС для текущего мониторинга и анализа сетей СН и НН и представлены алгоритмы расчета ПР и дальнейшего ОС с учетом специфики таких сетей, что особенно важно в условиях перехода от традиционной к активной интеллектуальной сети, включающей источники возобновляемой генерации, накопители энергии и активные нагрузки.

При моделировании вторичной РС были выявлены существенные отличия ее характеристик, от характеристик сети высокого напряжения. Вторичная РС работает как разомкнутая, перетоки мощности в фидерах ориентированы от распределительной подстанции в нагрузочные узлы. Нагрузки вторичной РС могут быть однофазными, двухфазными и трехфазными, в результате чего возникает несимметричность нагрузок при симметричности параметров схемы замещения сети.

Поперечные составляющие падений напряжений в секциях фидеров практически равны нулю, что связано с большим отношением активных сопротивлений к индуктивным и малыми длинами отдельных секций. Такая особенность низковольтных сетей позволяет при ОС измерения продольных составляющих узловых напряжений задавать равными измерениям модулей напряжения, а измерения поперечных составляющих узловых напряжений принимать равными нулю, что позволяет использовать для решения всех означенных задач в РС данные от современных интеллектуальных счетчиков, измеряющих модуль напряжения в узле установки.

Важным свойством сети является сильная зависимость напряжений не только от реактивной, но и от активной мощности. Необходимо отметить также особенности трехфазной четырехпроводной сети, связанные с влиянием тока, протекающего в нейтральном проводе, и

вызванного этим током падения напряжения в фазных проводах. Все обозначенные специфические черты РС показаны во второй главе на примерах тестовых РС СН и НН.

Предложен достаточно простой и эффективный подход для решения проблемы идентификации фаз на основе корреляционного анализа, заключающийся в одновременном измерении в течение по возможности длительного периода времени модулей напряжений в известных фазах узла питания $U_{1A}(t)$, $U_{1B}(t)$, $U_{1C}(t)$ и модуля напряжения в фазе x нагрузочного узла i , которую необходимо идентифицировать $U_{iX}(t)$, где $t = 1, \dots, n$ для n наблюдений.

Идентификация фазы x производится по максимальному значению коэффициентов корреляции между двумя векторами измерений модулей напряжений в узлах 1 и i – $U_{1A}(t)$ и $U_{iX}(t)$, $U_{1B}(t)$ и $U_{iX}(t)$, $U_{1C}(t)$ и $U_{iX}(t)$, где измерения производятся в моменты времени t .

Если, например, максимальный коэффициент корреляции соответствует первой паре $U_{1A}(t)$ и $U_{iX}(t)$, то x соответствует фазе А. Аналогичная ситуация для фаз В и С.

При предположении, что измерения напряжений в узлах 1 и i являются нормально распределенными случайными величинами, коэффициент взаимной корреляции для них определяется как

$$R_{U_{1A}, U_{iX}} = \frac{\sum_{t=1}^n (U_{1At} - \overline{U_{1A}})(U_{iXt} - \overline{U_{iX}})}{\sqrt{\sum_{t=1}^n (U_{1At} - \overline{U_{1A}})^2 \sum_{t=1}^n (U_{iXt} - \overline{U_{iX}})^2}}$$

Показана возможность успешного применения алгоритмов выбора оптимального состава измерительных устройств, разработанных для высоковольтных сетей для определения мест расстановки мультисканальных РМУ в различных условиях обеспечения наблюдаемости, при расстановке интеллектуальных счетчиков в РС. На примере тестовой низковольтной сети доказано, что наблюдаемость всех переменных режима РС может быть обеспечена только при установке SM во всех нагрузочных узлах N-узловой фидера, поскольку погрешность в приравнивании нулю «измерений» поперечных составляющих напряжений приводит к существенным погрешностям в оценках токов. Минимальное число измерений, необходимое для обеспечения наблюдаемости, будет включать N-1 измерений активной и реактивной токовых инъекций, измерение модуля напряжения в одном из узлов и фиксированной фазы напряжения в базисном узле (узле питания). Таким образом, N-2 измерений модулей напряжения являются избыточными, и могут использоваться для повышения точности оценок ОС.

Представлено решение задачи контроля уровней напряжений в тестовой РС, рис.1, в условиях перехода от пассивных к активным сетям на основе оценок модулей узловых напряжений, полученных на основе измерений минимального состава SM. Для рассматриваемой сети известны суточные графики нагрузок для каждого часа суток по трём фазам и произведен расчет установившегося режима.

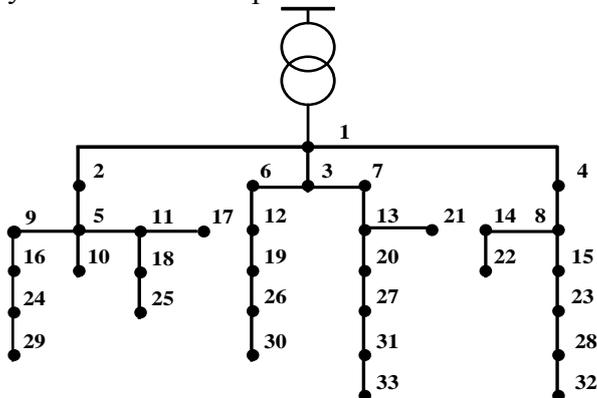


Рисунок 1 – Пример 33-узловой трехфазной четырехпроводной распределительной сети 0,4 кВ с несимметричной нагрузкой фаз

Каждая фаза (А,В,С) имеет свой состав нагрузок (Н) и генераций (Г), значения которых в разные часы суток были определены суточными графиками нагрузок и генераций. Источниками генерации являлись фотовольтаики. Для каждого из 24 часов суточных графиков по каждой фазе

были проведены расчеты потокораспределения с помощью программы УР. Результаты использовались при моделировании SM модулей напряжений и токовых инъекций, такие режимы названы тестовыми.

Даже при минимальном составе при приравнивании к нулю поперечной составляющей узловых напряжений оценки продольных составляющих, полученные с помощью разработанной программы ОС, для характерных часов суточного графика, совпали со значениями тестовых режимов, что позволяет использовать их для контроля уровней напряжений РС НН.

Результаты такого сравнения оценок и тестовых значений для 1 часа (только пассивные нагрузки) и 12 часа (часть нагрузочных узлов становится генераторными за счет функционирования фотовольтаиков) приведены на графиках рис.2 и демонстрируют возможность контроля напряжения РС по минимальному числу SM. Полученные оценки показывают существующие в сети перенапряжения: фаза А – в узлах 14, 22 и 32, фаза В – в узле 32, фаза С – в узлах 27, 31 и 33.

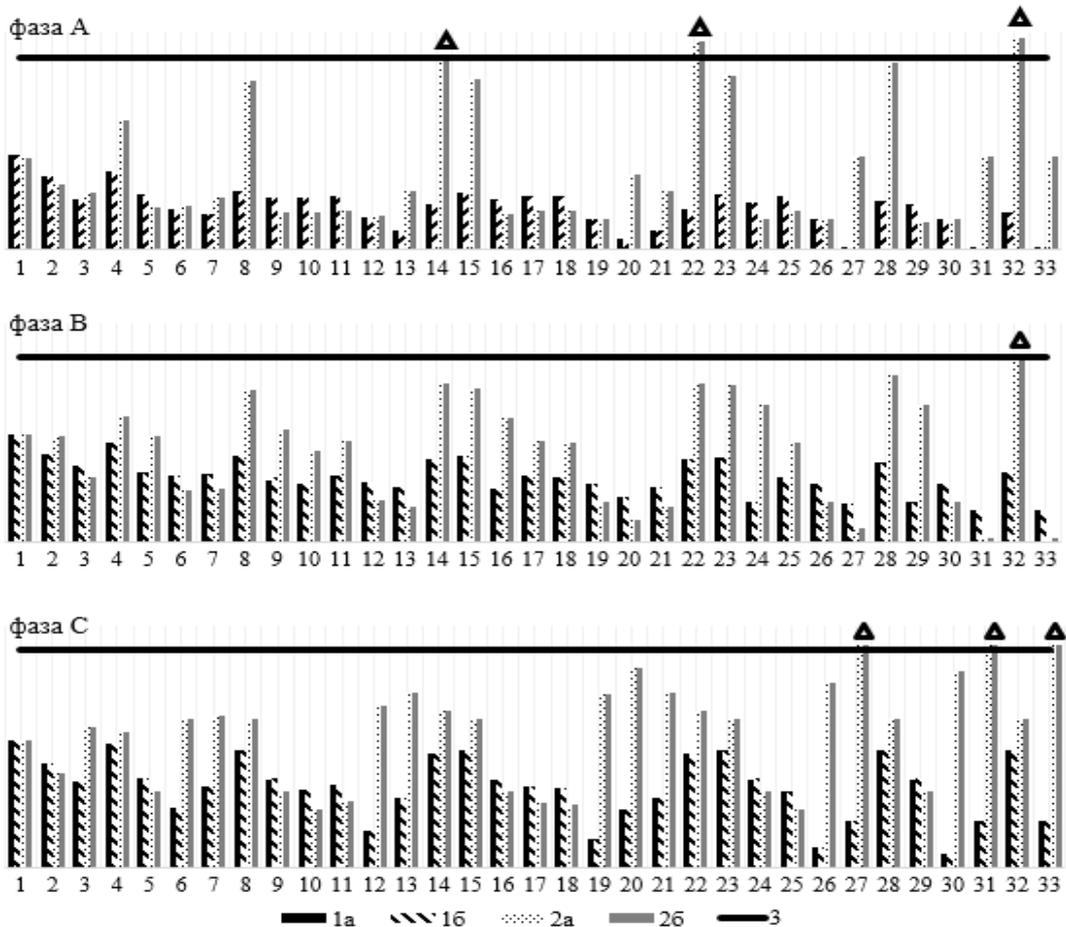


Рисунок 2 – Значения продольных составляющих напряжений в узлах низковольтной РС, 33 узла: 1а – 1 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 2а – 12 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 1б и 2б – 1 и 12 час, полученные оценки по минимальному составу SM; 3 – верхняя допустимая граница напряжения; перенапряжения показаны символом ▲

Для той же сети, рис.1, дополнительно проведены эксперименты, которые иллюстрируют возможность определить эквивалентные фазные нагрузки первичной РС по оценкам перетоков мощности в фидерах вторичной сети, полученным по измерениям интеллектуальных счетчиков. Для этого необходимо, чтобы все нагрузочные узлы были оснащены SM; система управления данными функционировала нормально, было известно фазовое подключение каждого счетчика к сети, измерения были синхронизированы, а считывание отдельного SM не имело ошибок.

Во второй главе также представлены математические выкладки методов трехфазного ОС четырехпроводных РС. Показано, как при использовании SM измерений модулей напряжений и активных и реактивных токовых инъекций решается задача трехфазного линейного ОС, а при

использовании измерительной информации от SM о модулях напряжений и активных и реактивных мощностях - задача трехфазного нелинейного ОС.

Процедура линейного ОС трехфазной четырехпроводной РС заключается в решении линейной системы уравнений измерений узловых токов и продольных составляющих напряжений методом взвешенных наименьших квадратов, либо методом расширенной матрицы Хэчтла. Процедура нелинейного ОС РС каждой фазы низковольтных фидеров с учётом нулевого провода состоит из двух итерационно повторяющихся шагов. Использование для нелинейного ОС РС метода простых итераций делает процедуру оценивания проще и не требует значительных затрат времени, аналогично как и при процедуре линейного ОС.

Все представленные в исследовании подходы во второй главе проиллюстрированы на тестовых примерах РС СН и НН

В третьей главе эффективность и работоспособность проводимых исследований в области обеспечения наблюдаемости, расчета потокораспределения, ОС и последующего решения ряда задач по управлению режимом иллюстрируется на примерах реальных РС, принадлежащих сетевой компании Иркутской области - ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

Решение задачи контроля узловых напряжений на основе результатов проведенной процедуры линейного ОС с использованием выбранного минимального состава SM измерений модулей напряжений и активных и реактивных токовых инъекций проиллюстрировано на реальной РС, включающей 4 низковольтных фидера. С учетом узла питания в схему входит 157 узлов, из них 60 - транзитных. Представителями электросетевой компании передана информация о топологии сети, марках проводов и длинах линий; выдан перечень потребителей. При подготовке исходных данных, необходимых для расчета ПР, были выявлены сложности, связанные с наличием ошибок в перечне потребителей и показаниях установленных у них приборов учёта, противоречивой информации о топологии сети, а также с отсутствием информации о фазе присоединения потребителей.

Расстановка SM производилась по разработанной программе выбора состава измерений, обеспечивающего наблюдаемость, для каждого фидера независимо. Для исследуемой РС получен минимальный состав измерений (64 SM) и определена установка SM во всех 96 нагрузочных узлах. В качестве измерений при линейном ОС использовались инъекции активных и реактивных токов и модули напряжений, при этом в тестовые значения вносились погрешности, составляющие 0,4 В и 0,3 А. На рис.3 приведено сравнение продольных составляющих узловых напряжений тестового режима одного из фидеров с оценками, полученными по программе линейного ОС для двух составов SM, для принятых двух типов исходных данных №1 и №2.

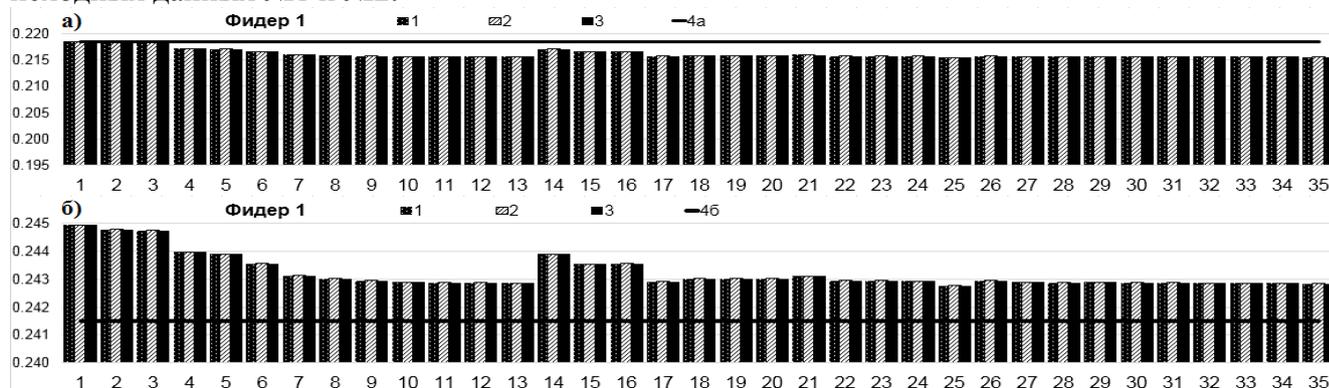


Рисунок 3 – Сравнение данных тестового режима и оценок для двух составов SM в фидере 1 РС 0,4 кВ поселка Искра при составе исходных данных №1 (а) и №2 (б); значения продольных составляющих для: 1 – тестового режима, 2 – минимального состава SM, 3 – измерения SM во всех нагрузочных узлах; 4а и 4б – минимальное и максимальное допустимые напряжения

В первом случае во всех узлах фидера наблюдаются недопустимые провалы напряжения, а во втором – перенапряжения. Анализ результатов оценивания подтвердил на примере реальной сети полученный ранее вывод, что даже минимальный состав счетчиков позволяет с приемлемой

точностью получать оценки узловых напряжений и выявить их отклонения. Максимальная погрешность оценок по сравнению с данными тестового режима составила 0,14593% для данных №1 и 0,09117% для данных №2.

На данном этапе исследования для ОГУЭП «Облкоммунэнерго» был предложен минимальный состав счетчиков нового образца для четырех фидеров РС НН, отходящих от подстанции «Искра-Новая». Такой состав, включающий 64 SM, которые требуется установить в узлах исследуемых низковольтных фидеров достаточен для контроля уровней напряжений в рассматриваемой низковольтной РС.

Эффективность предложенного подхода для идентификации фаз подключения счетчиков на основе корреляционного анализа подтверждена на примере находящегося в ведении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» низковольтного фидера, питающего 24 дома поселка Мегет Ангарского района Иркутской области, рис.4. Схема сети состоит из 38 узлов, включая базисный узел.

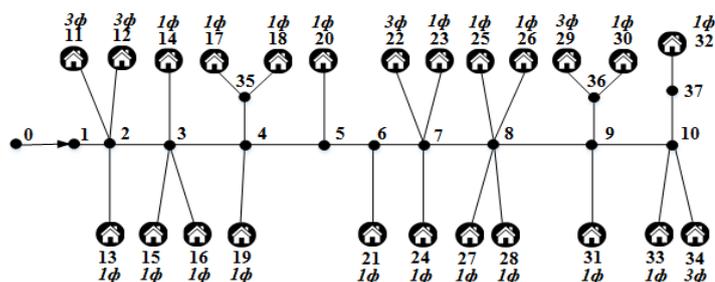


Рисунок 4 – Схема фидера распределительной сети 0,4 кВ, поселок Мегет, Иркутская область

В узлах 11, 12, 22, 29 и 34 с трехфазной нагрузкой установлены трехфазные счетчики МИР С-04, а в остальных узлах с однофазной нагрузкой – однофазные МИР С-05. В балансирующем узле 0 питающей трансформаторной подстанции установлен балансный трехфазный счетчик МИР С-07. Идентификация фаз подключения счетчиков проводилась с использованием информации, взятой из протоколов АСКУЭ о ежедневных измерениях мгновенных значений модулей напряжений в течение двух зимних месяцев (один раз в приблизительно одно и то же время суток) и об измерениях среднечасовых суточных значений модулей напряжений.

Коэффициенты взаимной корреляции модулей напряжений определялись для трех вариантов выборок измерений напряжений, выполненных в 2018 году, в которые вошли ежесуточные измерения мгновенных значений модулей напряжений в узле питания и в нагрузочных узлах фидера: 1-й в течение ноября-декабря; 2-й в ноябре; 3-й в декабре. В 4-й вариант выборок вошли измерения средних значений напряжений за 11 февраля 2019 года. 5-й вариант выборок представлен массивом данных в виде 27528 измерений средних значений напряжений за март 2019 года для каждого часа суток с 01.03.2019 01:00:00 по 01.04.2019 00:00:00. Для каждого из пяти вариантов выборок измерений модулей напряжений были сформированы матрицы А с числом столбцов, равным 37 в соответствии с суммарным числом измерений напряжений в узле питания и нагрузочных узлах различных фаз фидера, а число строк в матрицах определяется числом выборок – моментов времени, в которые проводились измерения. Измерения трехфазного счетчика в шапке табл. 1, например, для узла 11 отмечены как 11-1, 11-2 и 11-3, а для однофазного счетчика в узле 13 как 13-1.

Таблица 1 – Соответствие индексов столбцов матрицы А фазным измерениям напряжений

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	17	18	19	20
1-A	1-B	1-C	11-1	11-2	11-3	12-1	12-2	12-3	13-1	14-1	15-1	16-1	20-1	21-1	22-1	22-2
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
22-3	23-1	24-1	25-1	26-1	27-1	28-1	29-1	29-2	29-3	30-1	31-1	32-1	33-1	34-1	34-2	34-3

На рис.5а для первой выборки (мгновенные значения за два месяца) и на рис.5б для пятой выборки (ежечасные средние значения за март) приведены графики коэффициентов взаимной корреляции между двумя массивами измерений модулей напряжений в фазах А, В, С узла

питания и измерениями в нагрузочных узлах 11÷27. Максимальные положительные значения коэффициентов взаимной корреляции позволили определить фазы, в которых выполняется каждое с 4 по 37 из указанных в табл.1 измерений.

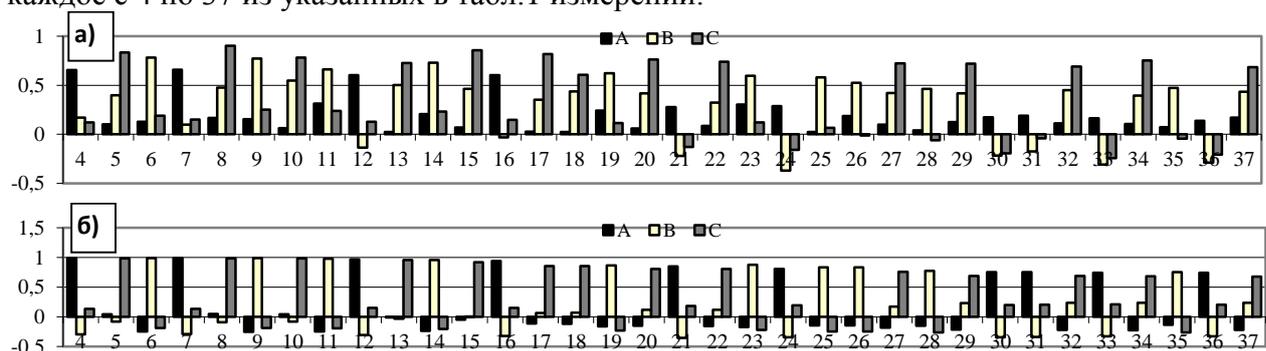


Рисунок 5 – Коэффициенты взаимной корреляции между измерениями в фазах А, В, С узла питания 1 и в 11÷28 нагрузочных узлах для: а) первой выборки (ноябрь-декабрь); б) пятой выборки (март)

Графики максимальных значений коэффициентов взаимной корреляции для всех пяти выборок измерений модулей напряжений, рис.6, позволили определить нагрузки, подключенные к фазам А, В и С, и установить, что фазам А и В принадлежат по 10 нагрузочных узлов, а фазе С – 14. На графиках отмечены нижние границы уровней с сильной (0.7), средней (0.5) и умеренной (0.3) корреляцией.

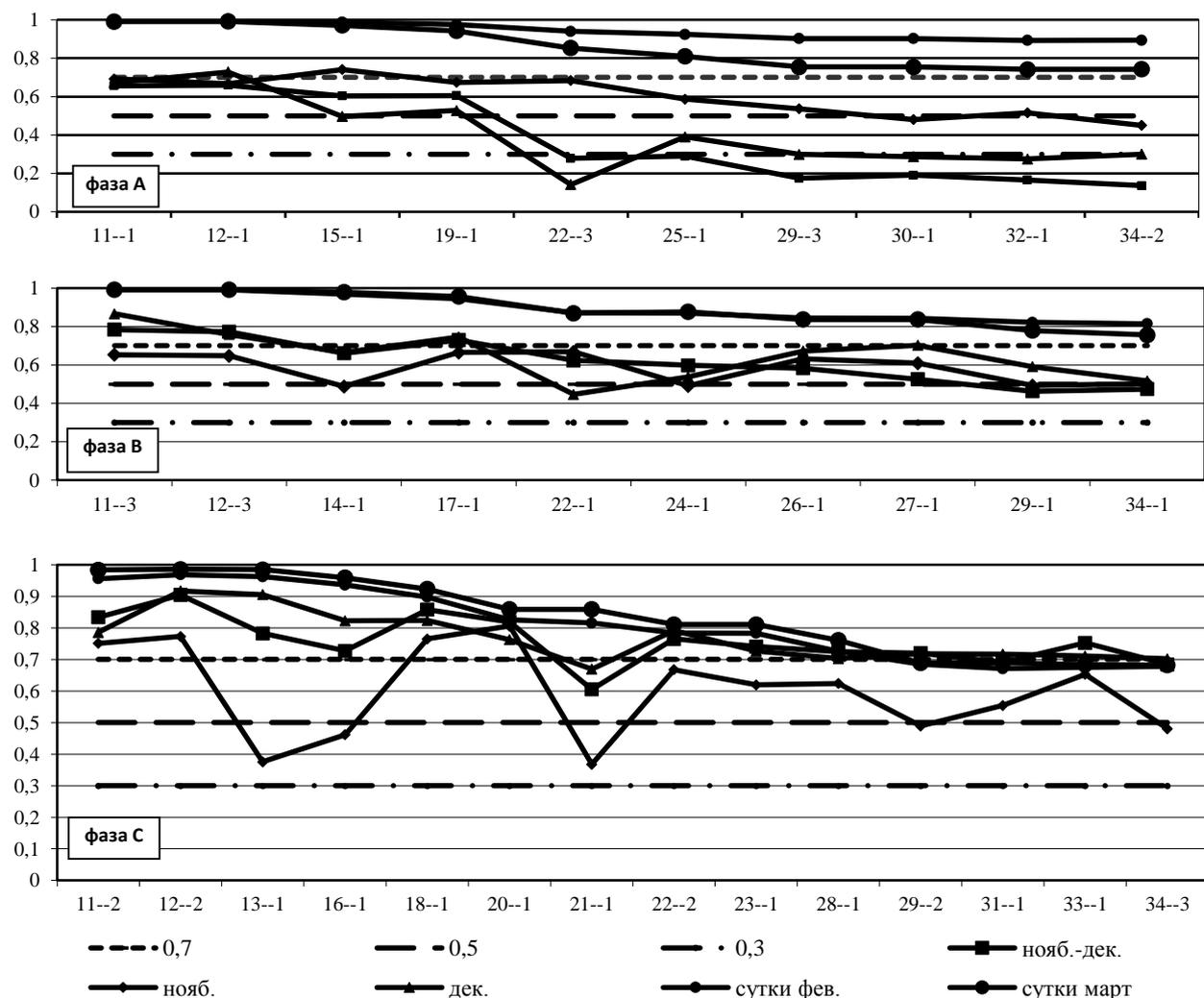


Рисунок 6 – Графики, максимальных значений коэффициентов взаимной корреляции для пяти выборок измерений модулей напряжений, позволивших определить нагрузки, подключенные к фазам А, В и С

Анализ графиков рис.6 показывает, что наиболее уверенную оценку фаз подключения нагрузок можно получить для 4-й и 5-й выборок – ежечасного состава измерений модулей напряжений для одних суток и для месяца, поскольку большая часть коэффициентов находится в зоне сильной корреляции, и все коэффициенты значимые. По мере удаления от узла питания для всех выборок отмечается снижение уровня взаимной корреляции, что подтверждает правильность топологии сети.

Для первых трех вариантов выборок измерений мгновенных значений модулей напряжения фазы А практически все коэффициенты, находящиеся в зоне умеренной корреляции, получены для измерений ноября. Уровни значимости максимальных коэффициентов, полученных для измерений декабря и двух зимних месяцев для удаленных от источника питания узлов, превышают значение 0.1, что делает корреляцию незначимой. Для фазы В практически все максимальные коэффициенты для первых трех выборок лежат в зоне умеренной корреляции. Для фазы С максимальные коэффициенты, соответствующие составу измерений для декабря заходят в зону слабой корреляции, но идентифицируемые ими фазы совпадают с фазами, определяемыми для измерений ноября и измерениям за два зимних месяца.

Для всех выборок максимальные положительные коэффициенты корреляции отнесли измерения к одним и тем же фазам, и при этом ни разу не возникло противоречивых результатов, что иллюстрирует эффективность использованного подхода. На основе полученной информации о составе нагрузочных узлов в каждой фазе были построены графики изменения средних часовых значений модулей напряжений, анализ которых показал, что напряжения в фазах А и С плавно снижаются по мере удаления от питающего трансформатора, что характерно для пассивных РС, а в фазе В наблюдается нетипичное для сети с односторонним питанием значительное повышение напряжения в последних узлах фидера. Это связано с большим смещением нейтрали из-за возникающей в отдельные часы большой несимметрии нагрузок и отсутствию в сети заземлений.

Полученные результаты для реального низковольтного фидера, оснащенного SM, иллюстрируют возможность использования суточного состава измерений модулей напряжений для идентификации фазы подключения одно- и трехфазных счетчиков. Безусловно, наличие большего числа наблюдений может дать более надежные оценки.

Успешное решение проблемы определения состава нагрузочных узлов в каждой фазе низковольтного фидера реальной РС Иркутской области, рис.7, позволяет использовать данные измерений средних значений активной и реактивной мощности и модулей напряжений, полученные от установленных в нагрузочных узлах интеллектуальных счетчиков, для расчета ПР и ОС трехфазной четырехпроводной вторичной РС. На рис.7 рядом с номерами домов указаны фазы подключения нагрузок, для определения которых было проведено специальное исследование.

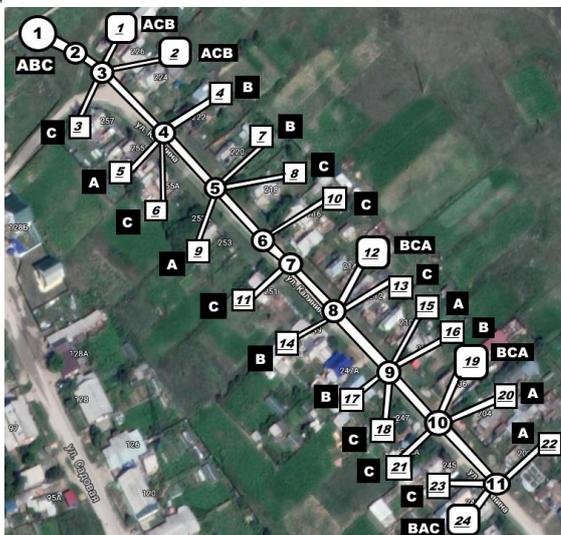


Рисунок 7 – Магистральный фидер вторичной распределительной сети с ответвлениями к домам и указанием фаз подключения нагрузок

Иллюстрация процесса ОС РС, при предположении, что собственные сопротивления фазных проводов, и нейтрального провода заданы корректно, предложена для одного из режимов, для которого известны 37 наборов фазных измерений средних значений активной и реактивной мощности и модулей напряжений. Для счетчиков, установленных в одном и том же узле, определены средние значения измерений мощности, рис. 8, и модулей напряжения в фазах относительно напряжения в нейтральном проводе, рис. 9. В фазе *a* средние значения измерений определены в узлах 10 и 11; в фазе *b* – в узлах 3, 8 и 9, а в фазе *c* – в узлах 3, 8, 10 и 11.

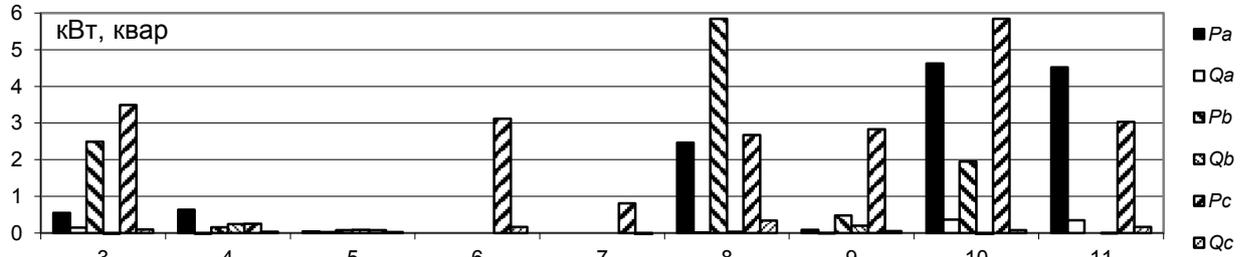


Рисунок 8 – Измерения активных и реактивных мощностей нагрузок в фазах *a, b, c* в 11 узлах магистрали низковольтного фидера

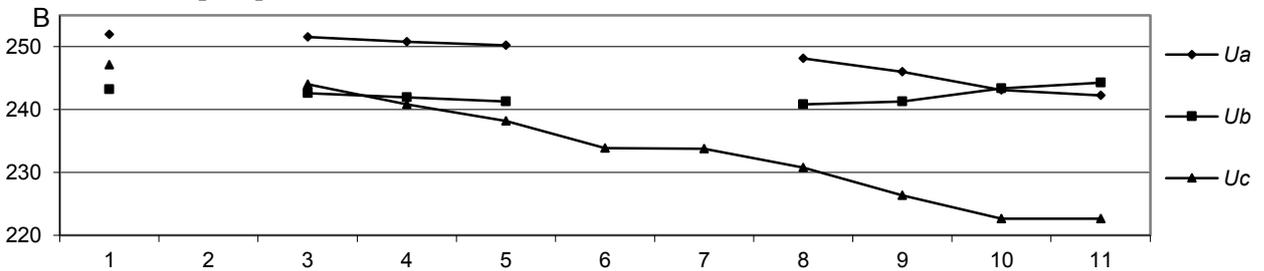


Рисунок 9 – Измерения средних значений модулей напряжений в фазах *a, b, c* в 11 узлах магистрали низковольтного фидера

ОС выполнялось для базисного состава измерений, включающего измерение напряжения в 1 узле питания фидера и измерений активной и реактивной мощности в нагрузочных узлах. На рис.10 показаны полученные в результате расчета модули токов в фазах и токов в нейтральном проводе, вызванном несимметричностью нагрузок.

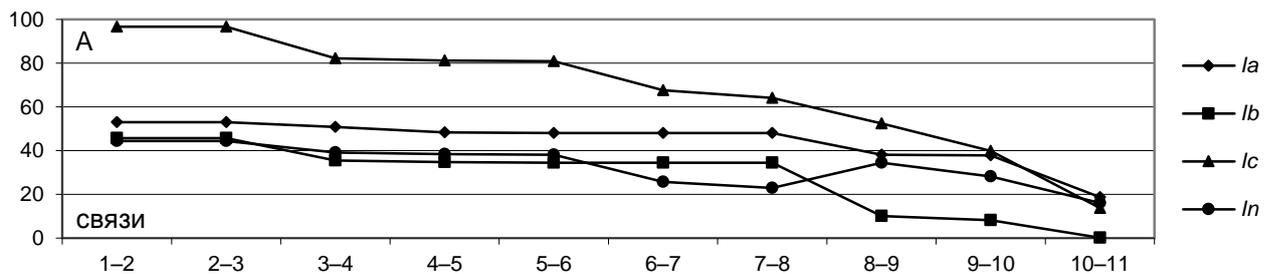


Рисунок 10 – Токи в фазах *a, b, c* фидера и в нейтральном проводе *n*

Оценки напряжений в фазах относительно земли, полученные без учета напряжений в нейтральном проводе, и напряжений в нейтральном проводе относительно земли показаны на рис.11 и рис.12.

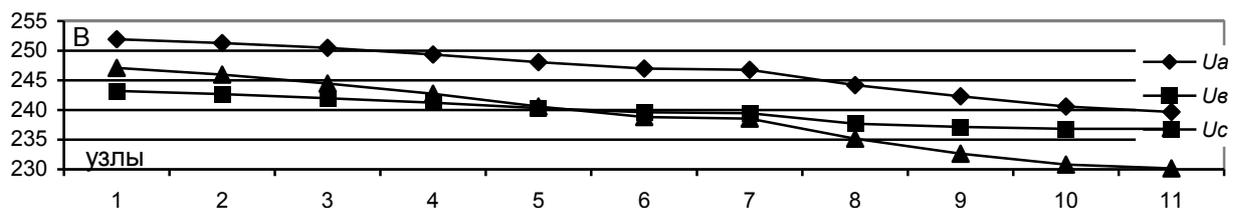
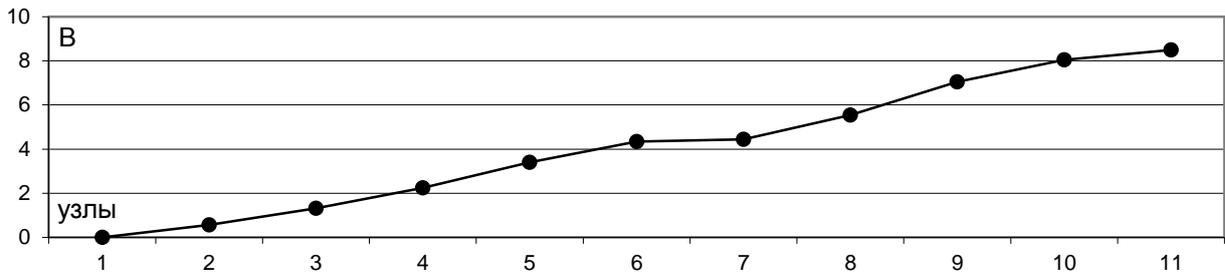
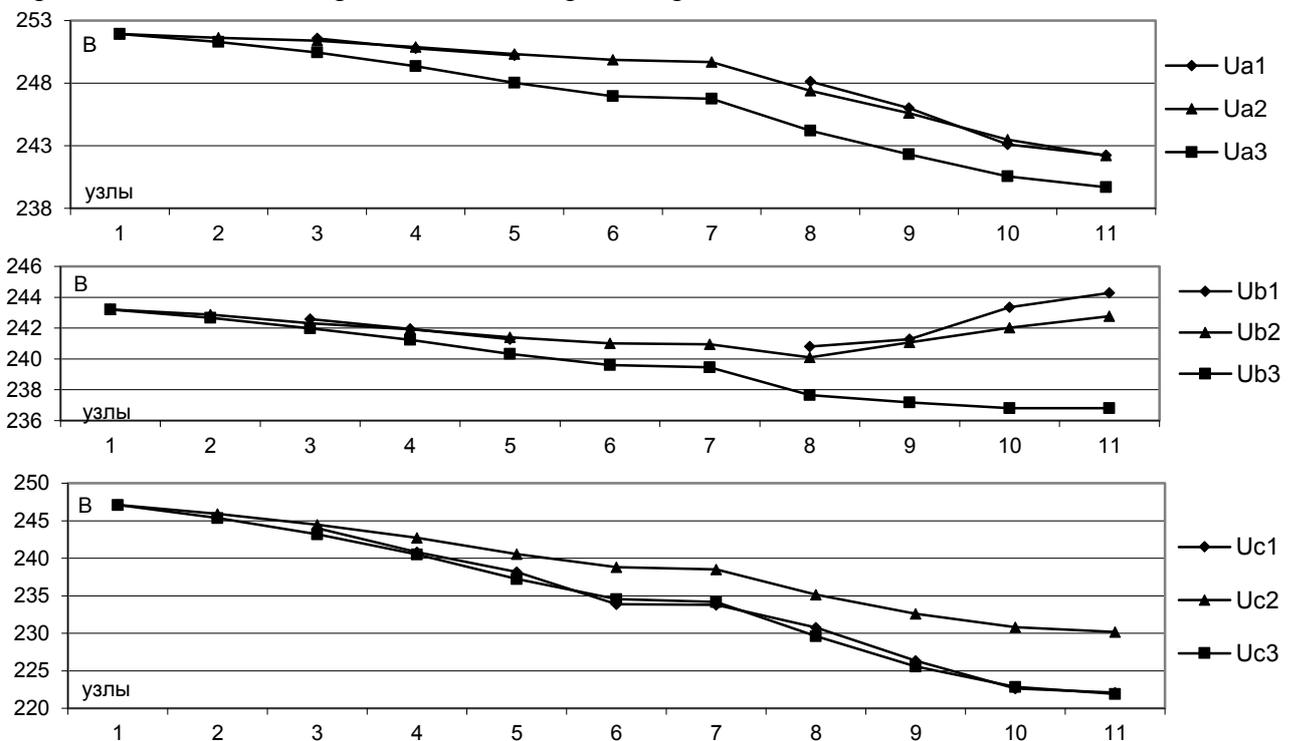


Рисунок 11 – Напряжения в фазах *a, b, c* фидера относительно земли

Рисунок 12 – Напряжения в нейтральном проводе n относительно земли

Если профили напряжений в фазах относительно земли подобны между собой, то скорректированные с учетом напряжений в нейтральном проводе оценки напряжений в фазах относительно нейтрального провода, рис.13, отличаются друг от друга, особенно в конце фидера. Оценки фазных напряжений относительно нейтрального провода, рис.13, могут быть сопоставлены с измеренными модулями напряжений и показывают, что максимальная погрешность оценки по сравнению с измерением равна 1.5 В.

Рисунок 13 – Графики напряжений в фазах a, b, c : измеренных (фаза–нейтральный провод) – U_{a1}, U_{b1}, U_{c1} ; рассчитанных (фаза–земля) – U_{a2}, U_{b2}, U_{c2} ; уточненных с учетом напряжения в нейтральном проводе (фаза–нейтральный провод) – U_{a3}, U_{b3}, U_{c3}

Сравнение результатов оценивания напряжений с их измеренными значениями хотя и указывает на небольшую погрешность оценок, позволяет надеяться на возможность её снижения, чему будет способствовать увеличение числа выборок измерений; отсутствие необходимости вычисления средних значений напряжений в узлах по несовпадающим измерениям от нескольких счетчиков, уточнение информации о сопротивлениях проводов и заземлений. Еще одной важной проблемой для анализируемого фидера является снижение несимметричности напряжений, так для измеренных модулей напряжений максимальный коэффициент несимметричности фазных напряжений составил 8%, а для линейных напряжений –9 %.

На примере фидера, рис.7, подтверждается эффективность ОС РС на основе метода простых итераций, на каждом шаге которого система линейных уравнений измерений решается методом взвешенных наименьших квадратов с учетом ограничений на нулевые значения токов в транзитных узлах. ОС выполняется для каждой фазы и нейтрального провода независимо, при этом определяются оценки продольных и поперечных составляющих узловых напряжений

фазных проводов и нейтрального провода относительно земли, а на их основе вычисляются оценки фазных напряжений относительно нейтрального провода.

Полученные в результате расчета методом простой итерации оценки векторов узловых напряжений в фазах и нейтральном проводе относительно земли были обозначены как $\hat{U}_{a0}, \hat{U}_{b0}, \hat{U}_{c0}, \hat{U}_{n0}$, а оценки напряжений в фазных проводах относительно нейтрального провода, как $\hat{U}_{an}, \hat{U}_{bn}, \hat{U}_{cn}$.

Для схемы реального 11-узлового магистрального фидера, рис.7, во всех фазах которого узел 1 является питающим, а узел 2 транзитным, в фазах *a* и *b* транзитными являются узлы 6 и 7. Таким образом, фазы *a* и *b* содержат по 7, а фаза *c* – 9 нагрузочных узлов. На опорах 3-5 и 9-11 магистрального фидера установлено по три счетчика, на опорах 6 и 7 – по два, а на опоре 8 – четыре счетчика, по одному трехфазному счетчику установлено на опорах 8, 10, 11 и два на опоре 3, остальные счетчики однофазные. При проведении исследования для счетчиков, установленных в одном и том же узле, были рассчитаны среднечасовые значения фазных измерений активной и реактивной мощностей и модулей напряжений.

Определенные таким образом в 7-ми нагрузочных узлах фазы *a* и *b* и 9-ти узлах фазы *c* 576 срезов измерений среднечасовых значений активных мощностей нагрузок и модулей напряжений в течение 24 суток приведены на рис.14 и рис.15. Измерения среднечасовых реактивных мощностей нагрузок, не представленные в виде графиков, не велики, о чем свидетельствует равное 0.934 среднее для трех фаз значение коэффициента мощности.

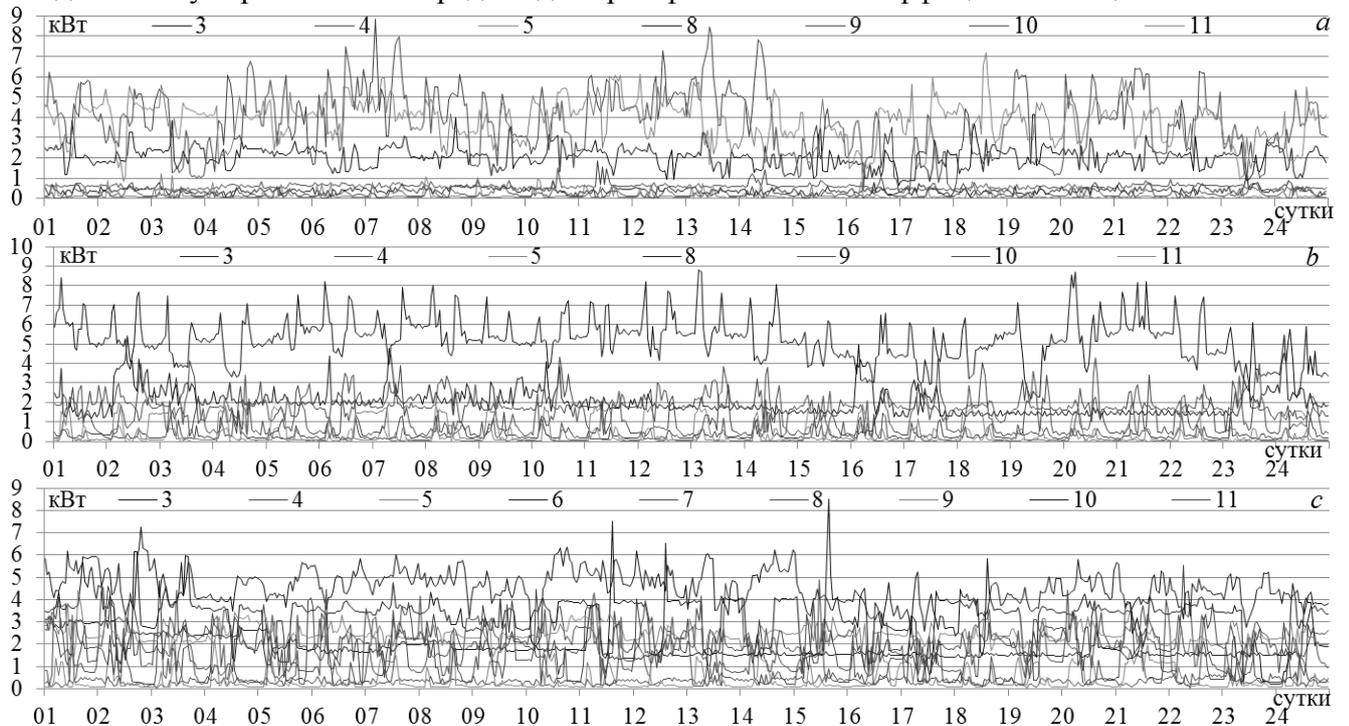


Рисунок 14 – Измерения среднечасовых мощностей нагрузок в 7-ми узлах фаз *a* и *b*, и 9-ти узлах фазы *c* за 24 дневной период

Анализ графиков фазных нагрузок, рис.14, позволил определить пределы изменения их средних суммарных значений, которые для фаз *a, b, c* соответственно равны (4.49÷16.44 кВт), (6.054÷17.48 кВт), (9.11÷28.0 кВт).

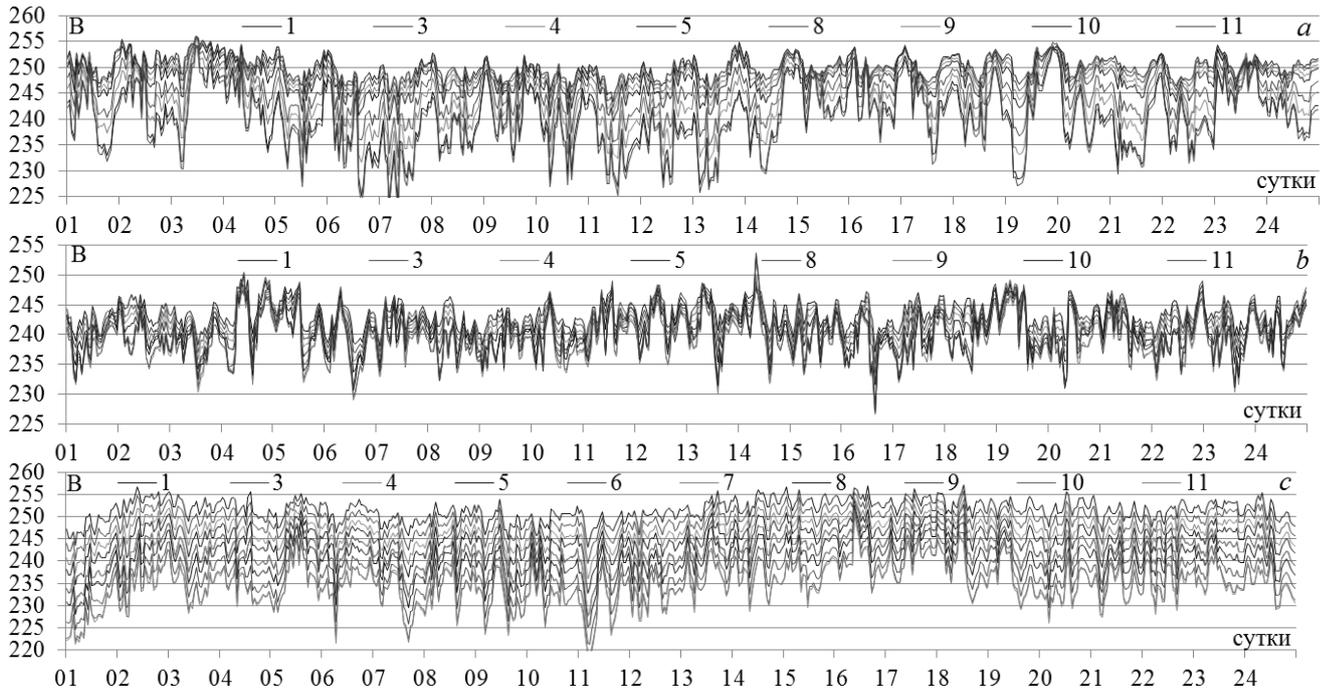


Рисунок 15 – Измерения среднечасовых значений модулей напряжений в 7-ми нагрузочных узлах фаз *a* и *b*, и 9-ти узлах фазы *c*, выполненные в течение 24 суток

На рис.16 приведены оценки модулей напряжений относительно нейтрального провода $\hat{U}_{an}, \hat{U}_{bn}, \hat{U}_{cn}$ в 11-ти узлах магистрального фидера, полученные для 576 срезов измерений в соответствии с алгоритмом ОС трехфазной четырехпроводной сети (48)-(54) и с учетом ограничений на нулевые токи [141]. В среднем для ОС для одного среза измерений потребовалось 8 итераций при заданной точности оценок напряжений на соседних итерациях, равной 10^{-3} В.

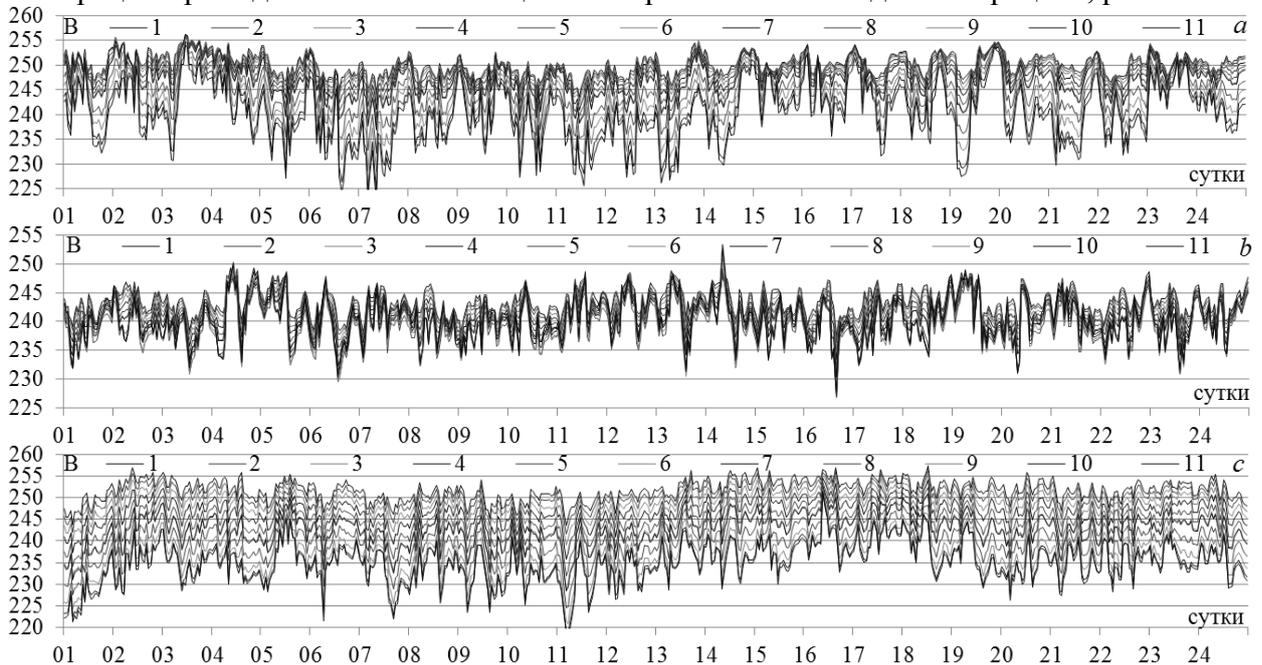


Рисунок 16 – Оценки модулей напряжений $\hat{U}_{an}, \hat{U}_{bn}, \hat{U}_{cn}$ относительно нейтрального провода в 11-ти узлах магистрального фидера для 576 срезов измерений

Высокую точность оценок подтверждают не превышающие 1.2 В максимальные абсолютные значения остатков, равных разности оцененных $\hat{U}_{an}, \hat{U}_{bn}, \hat{U}_{cn}$ и измеренных $\bar{U}_{an}, \bar{U}_{bn}, \bar{U}_{cn}$ значений модулей фазных напряжений относительно нейтрали, показанные на рис.17.

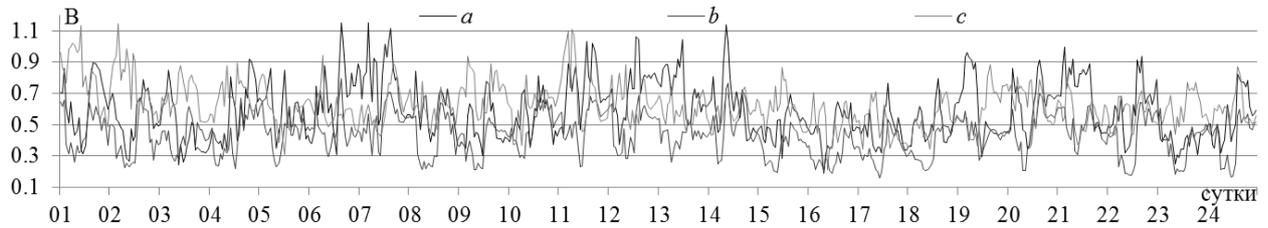


Рисунок 17 – Максимальные абсолютные значения остатков для трех фаз

Показана возможность использования результатов ОС для решения проблемы симметрирования нагрузок, например, перемещением однофазных нагрузок более нагруженной фазы в менее нагруженную фазу. Кроме того, предложены возможные подходы к расчету потерь энергии в распределительной сети.

Полученные результаты ОС использовались для определения нагрузочных потерь энергии в фазах и нейтральном проводе для каждого из 576 режимов, при этом сравнивалось два способа определения потерь. В первом способе ΔP^1 при вычислении для каждого режима токов и потерь мощности (потерь энергии за час) в секциях фидера использовались оценки напряжений относительно земли $\hat{U}_{a0}, \hat{U}_{b0}, \hat{U}_{c0}, \hat{U}_{n0}$, то при втором способе ΔP^2 токи и потери мощности определялись с использованием оценок напряжений относительно нейтрального провода $\hat{U}_{an}, \hat{U}_{bn}, \hat{U}_{cn}$.

Демонстрируемый результат сравнения потерь получен для реального фидера, в котором отсутствуют множественные заземления нейтрального провода, а сопротивления фазных проводов и нейтрального провода совпадают.

Суммарные потери для 576 режимов, вычисленные первым способом, как сумма потерь в фазных проводах и нейтральном проводе, совпадают с потерями, полученными вторым способом, как сумма потерь в фазных проводах:

$$\Delta P^1 = \Delta P_a^1 + \Delta P_b^1 + \Delta P_c^1 + \Delta P_n^1 = 259.364 + 125.506 + 395.899 + 86.193 = 866.962 \text{ кВт}$$

$$\Delta P^2 = \Delta P_a^2 + \Delta P_b^2 + \Delta P_c^2 = 236.079 + 108.377 + 522.506 = 866.962 \text{ кВт}$$

Еще одним подтверждением совпадения результатов определения часовых потерь двумя способами являются приведенные на рис.18 диаграммы областей с накоплением, которые для каждого часа в течение суток демонстрируют вклад, как отдельных составляющих часовых потерь энергии, так и их суммы. Верхние графики обеих диаграмм, соответствующие суммарным значениям часовых потерь энергии, как следует из рис.9, в точности совпадают.

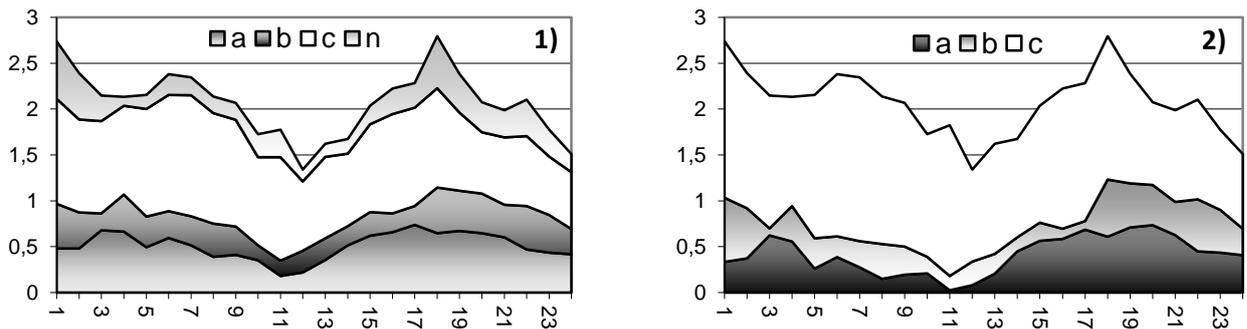


Рисунок 18 – Результаты определения часовых потерь энергии в течение суток для двух способов

Все полученные в исследовании результаты для реальных РС, показанные в Главе 3, могут рассматриваться сетевой компанией в качестве начальной стадии модернизации РС на пути к активным интеллектуальным сетям, заключающийся в организации минимально необходимой измерительной базы, позволяющей производить управление показателями электрического режима.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

В работе получены следующие основные результаты:

1. Выполнен обзор исследовательских работ, посвященных выбору оптимального состава синхронизированных векторных измерений и мест расстановки PMU устройств в высоковольтных электрических сетях
2. Разработан оптимизационный алгоритм выбора числа мультисканальных PMU для обеспечения топологической наблюдаемости ЭЭС на основе задачи целочисленного линейного программирования при условиях наблюдаемости для нормального режима, выпадения отдельных связей схемы, единичных PMU и при требовании отсутствия критических измерений. В алгоритм дополнительно введены условия для учёта ограничения на число измерительных каналов, имеющих нулевых токовых инъекций в схеме, а также запрет на установку нескольких измерительных устройств в одном узле.
3. Алгоритм выбора оптимального состава PMU реализован в виде унифицированной программы в MATLAB на основе процедуры `lp_solve`.
4. Работоспособность алгоритма и программы выбора оптимального состава PMU измерений, обеспечивающего топологическую наблюдаемость, подтверждена на примерах тестовых схем ЭЭС различной размерности.
5. Выполнен анализ исследовательских работ, посвященных обеспечению наблюдаемости и ОС первичных и вторичных РС, позволивший сформулировать и экспериментально проверить специфические особенности таких сетей в условиях перехода от пассивных к активным РС.
6. Проведен анализ информационно-измерительной инфраструктуры для сбора, передачи и обработки данных измерений интеллектуальных счетчиков в рамках распределительных электрических сетей.
7. Показана возможность использования подходов и программы, разработанных для расстановки PMU, для обеспечения наблюдаемости РС при выборе состава SM измерений.
8. Доказано, что замена векторных измерений напряжений измерениями модулей напряжений в составах SM позволяет обеспечить наблюдаемость.
9. Проиллюстрировано, что минимальный состав SM обеспечивает возможность успешного расчета ПР в низковольтной РС для определения эквивалентных нагрузок первичной РС СН, а также контроль напряжений во всех узлах РС, что особенно важно для активных РС с распределенной генерацией.
10. Обеспечено решение проблемы контроля уровней напряжений в реальной низковольтной РС на основе выбранного минимального состава SM.
11. Показано, что только при установке интеллектуальных счетчиков во всех нагрузочных узлах РС возможно получить оценки всех параметров режима.
12. Проведен анализ возможности использования измерений интеллектуальных счетчиков для расчета ПР и ОС реальной трехфазной четырехпроводной вторичной РС по измерениям средних значений активной и реактивной мощности и напряжений.
13. Предложены эффективные методы линейного и нелинейного ОС трехфазной четырехпроводной РС НН.
14. Проиллюстрировано решение проблемы определения состава нагрузочных узлов в фазах, то есть идентификации фаз подключения счетчиков, на основе корреляционного анализа для реальной РС.
15. Выявлены проблемы, связанные с необходимостью учета в низковольтных РС напряжений в нейтральном проводе и его заземлений.
16. Решена проблема ОС вторичной РС с использованием среднечасовых измерений нагрузок и модулей напряжений на примере реальной РС.
17. Показан подход к решению задачи симметрирования нагрузок в РС.
18. Предложены два подхода к определению во вторичной РС потерь электрической энергии, дающие одинаковые результаты.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

1. Кузькина Я.И., Голуб И.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 1. С. 135–144. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144>
2. Кузькина Я.И., Голуб И.И., Болоев Е.В. Оценивание состояния трехфазной четырехпроводной вторичной распределительной сети. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 3. С. 649–662. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-3-649-662>

Статьи в изданиях, индексируемых в Scopus, Web of Science

3. Golub I., Kuzkina Y. Placement of measurements for electrical distribution network state estimation // 2018 Conference on Mathematical Models and Methods of the Analysis and Optimal Synthesis of the Developing Pipeline and Hydraulic Systems/ E3S Web of Conferences. Vol.39. ID: 03001. DOI: 10.1051/e3sconf/201839013001. - 2018.
4. Kuzkina Y., Golub I. Smart meters as a key component of modern measuring infrastructure providing observability and state estimation of low-voltage distribution networks // 2018 International Conference Green Energy and Smart Grids, GESG 2018 / E3S Web of Conferences. Vol.69. ID: 02012. DOI: 10.1051/e3sconf/20186902012. – 2018
5. Golub I., Boloiev E., Kuzkina Y. Using smart meters for checking the topology and power flow calculation of a secondary distribution network // E3S Web of Conferences. Vol.139. ID: 01059. 2019. 5 p. DOI: 10.1051/e3sconf/201913901059

Статьи в прочих изданиях

6. Кузькина Я.И. Топологическая наблюдаемость распределительных сетей / Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. научн.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 22-26 апреля, 2014 г.) : в 2 т. / под общ. ред. В.В.Федчишина. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2014. – Т. 2. – стр. 75-80
7. Кузькина Я.И. Влияние наличия нулевых токовых инъекций на обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений / Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. научн.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 21-25 апреля, 2015 г.) : в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск : Изд-во ИРНТУ, 2015. – Т. 2. – стр. 281-286
8. Кузькина Я.И. Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений / Системные исследования в энергетике / Труды молодых учёных ИСЭМ СО РАН, Вып. 45 - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – стр. 14-20
9. Кузькина Я.И. Алгоритмы выбора синхронизированных векторных измерений с ограниченным числом каналов // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.46. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – С. 21-27
10. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Выбор состава измерительных устройств для оценивания состояния распределительных электрических сетей // Труды XV Всерос. научн. семин. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016, с.182-192.
11. Кузькина Я.И. Контроль уровней напряжения в узлах низковольтной распределительной сети на базе smart meter // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.47. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 15-22
12. Golub I.I., Kuzkina Y.I. Solving the Problem of Distribution Network Observability with Smart Meters //Acta Energetica, 2017, No.4/33, pp.4-9.
13. Кузькина Я.И. Обеспечение наблюдаемости распределительных электрических сетей с распределенной генерацией посредством Smart Meter измерений / Релейная защита и автоматика

энергосистем 2017, 25-28 апреля 2017 г. Электронный сборник докладов. – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 57-64

14. Кузькина Я.И. Определение нагрузок первичной распределительной сети // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.48. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 7-13

15. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Интеллектуальные счетчики как средство для решения проблемы контроля узловых напряжений в распределительных сетях / Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. научн.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 24-28 апреля, 2018 г.): в 2 т. / под общ. Ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Т.2. – 480 с. (С. 156-160)

16. Кузькина Я.И., Голуб И.И. Интеллектуальные счетчики как ключевой компонент современной измерительной инфраструктуры, обеспечивающий наблюдаемость и оценку состояния распределительных сетей низкого напряжения // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 402-411

17. Golub I.I., Boloev E.V., Kuzkina Y.I. Determination of Phase Loads in the Primary Distribution Network Using Smart Meters // Energy Systems Research. Vol.1. No.4. 2018. P.63-70. DOI: 10.25729/esr.2018.04.0007

18. Кузькина Я.И., Голуб И.И. Идентификация фаз подключения нагрузок вторичной распределительной сети по измерениям интеллектуальных счетчиков // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, 16 – 20 сентября 2019, Иркутск. – В 3 т. Т 2. – Иркутск, Иркутский национальный исследовательский технический университет. –251 с. 213-216 // Мат. 10 междунар. науч.-техн. конф. "Энергетика глазами молодежи" Т. 2. Иркутск: изд-во ИРНИТУ, 2019. С.213-216

19. Голуб И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И. Использование измерений АСКУЭ для проверки топологии и расчета режима вторичной распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 70. Методические и практические проблемы надежности систем энергетики. 2019. С.222-231.