

ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ МОЛДОВЫ

На правах рукописи
С.З.У.:621.31:004.94:514.742(043)

МУРДИД ЕКАТЕРИНА

**РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ
СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

221.01. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ

Автореферат докторской диссертации в области инженерных наук

КИШИНЭУ, 2023

Работа выполнена при Департаменте Энергетики, Технический Университет Молдовы.

Руководитель:

СТРАТАН Ион, доктор технических наук, проф. унив., Технический Университет Молдовы

Официальные оппоненты:

КИОРСАК Михаил, доктор хабилитат технических наук, проф. унив., Технический Университет Молдовы

РАДИЛОВ Тудор, доктор технических наук

Состав специализированного научного консилиума:

АРИОН Валентин, председатель, доктор хабилитат технических наук, проф. унив.,

ГУЦУ-КЕТРУШКА Корина, научный секретарь, доктор технических наук, лект. унив.,

АМБРОС Тудор, доктор хабилитат технических наук, проф. унив.,

ГРОПА Виктор, доктор технических наук, конф.унив.

ХЛУСОВ Виорика, доктор технических наук, конф.унив.

КЕЛМЕНЧУК Корина, доктор технических наук, конф.унив.

Защита диссертации состоится 28 декабря 2023 в 09.00 часов на заседании специализированного научного консилиума **D 221.01-23-97** в Техническом Университете Молдовы, по адресу ул. 31 августа, 78, этаж 2, кабинет 2-222, Кишинэу, Республика Молдова.

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке Технического Университета Молдовы веб сайте ANASEC.

Автореферат разослан _____ .2023

Научный секретарь Специализированного научного консилиума,
ГУЦУ-КЕТРУШКА Корина, доктор технических наук, лект. унив.,

Руководитель

СТРАТАН Ион, доктор технических наук, проф. унив.

Автор

МУРДИД Екатерина

© Мурдид Екатерина, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ	4
ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ	8
ОБЩИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ	27
БИБЛИОГРАФИЯ	30
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ	32
ADNOTARE	33
АННОТАЦИЯ	34
ANNOTATION	35

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Актуальность темы исследования. Электроэнергетическая система (ЭЭС) Республики Молдова характеризуется в настоящее время растущей долей распределенной генерации, низким уровнем модернизации силового оборудования, большой степенью износа и слабым финансированием мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту. Эффективность управления такой системой напрямую зависит от точности и достоверности как получаемой информации о состоянии системы, так и от используемых математических моделей, ее описывающих. Многочисленные исследования (работы А.З. Гамма, Т.Б. Заславской, В.И. Идельчика, В.З. Манусова, Н.А. Мельникова, А.С. Новикова, С.И. Паламарчука, М. Gavrițaș, J.W. Rittenhouse, J. Zaborszky, и др.) доказывают, что параметры схем замещения, на которых построены математические модели, могут изменяться под влиянием внешних факторов в процессе эксплуатации. При этом создание новых схем замещения или уточнение существующих затрудняется из-за недопустимости натуральных экспериментов и невозможности полноценного физического моделирования. В этом контексте, развитие технологий синхронизированных векторных измерений (СВИ) придаст значительный импульс в совершенствовании математического моделирования ЭЭС.

Технология синхронизированных векторных измерений основана на использовании специальных устройств (PMU – Phasor Measurement Unit) [1], осуществляющих высокоточное измерение векторов напряжений в узлах и токов в ветвях сети. Каждое такое измерение синхронизировано во времени по спутниковой навигационной системе (GPS и/или ГЛОНАС), что позволяет получать «снимок» наблюдаемой сети в любой момент времени. Таким образом, на основе системы устройств синхронизированных векторных измерений выполняется информационное обеспечение как процесса управления энергосистемой, так и процесса уточнения математических моделей ЭЭС. В условиях, когда в Республике Молдова параллельно реализуются два важных проекта по повышению степени безопасности электроснабжения (Проект по синхронному подключению энергосистем Республики Молдова и Украины с энергосистемой ENTSO-E, а также проект по объединению ЭЭС Республики Молдова с ЭЭС Румынии посредством строительства линий 400 кВ), вопросы о полномасштабном использовании технологии СВИ и совершенствовании математических моделей молдавской ЭЭС приобретают особую *значимость и актуальность*. Благодаря внедрению СВИ, системный оператор в Молдове получит точные и достоверные инструменты для управления режимами в сети, для

мониторинга и диагностики оборудования, для быстрого реагирования при неисправности и повреждениях в сети. С совершенствованием информационных технологий и внедрением СВИ появится техническая возможность проводить идентификацию параметров схем замещения автоматически, не вмешиваясь в технологический процесс работы оборудования, а также автоматически формировать базы данных о параметрах оборудования без участия оператора.

Таким образом, необходимо провести исследование по вопросам идентификации параметров элементов ЭЭС на основании данных СВИ. В силу аспектов экономического и технического характера, как правило, устройства СВИ не устанавливаются в каждый узел сети, поэтому возникает проблема по определению критических узлов (с точки зрения наблюдаемости ЭЭС), в которых должны быть установлены РМУ. По этой же причине необходимо рассмотреть вопросы совместного использования данных от СВИ и традиционных систем измерений для анализа режимов ЭЭС. Этим вопросам также уделяется особое внимание в рамках данной работы.

Цель настоящего исследования заключается в разработке методов и алгоритмов математического моделирования элементов ЭЭС на основе технологии СВИ.

Для достижения данной цели поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Обоснование реальных диапазонов изменения значений параметров линий электропередач и силовых трансформаторов, а также определение факторов, оказывающих наиболее существенное влияние на эти изменения;
2. Анализ научных работ и исследований по возможностям использования измерений РМУ для решения практических задач в области электроэнергетики;
3. Разработка и исследование методов определения пассивных параметров схем замещения линий электропередач и силовых трансформаторов на основе применения технологии СВИ;
4. Разработка алгоритмов оптимального размещения устройств СВИ с учетом обеспечения наблюдаемости ЭЭС и минимизации затрат на приобретение и установку этих устройств;
5. Исследование предлагаемых алгоритмов расстановки СВИ на возможность повышения надежности и скорости выполнения расчетов установившихся режимов ЭЭС;

6. Исследование возможности упрощения процесса оценивания состояния ЭЭС за счет применения данных СВИ.

Объектами исследования являются математические модели линий электропередач и силовых трансформаторов, работающих на классах напряжения 35-330 кВ, информационно-измерительная инфраструктура, тестовые схемы IEEE.

Предметом исследования являются способы и методы идентификации параметров схем замещения элементов электроэнергетических систем, алгоритмы оптимальной расстановки PMU, а также методы ускоренного расчета установившегося режима и оценивания состояния электрической сети.

При проведении исследования использовались различные формы записи уравнений описывающие режимы работы отдельных элементов ЭЭС, методы оптимизации и метод определяющих узловых напряжений. Для проведения расчетов, в том числе для тестовых схем IEEE использовалось программное обеспечение RastrWIN.

Научная новизна и оригинальность работы: разработаны методы параметрической идентификации для линий электропередач и силовых трансформаторов на основе синхронизированных измерений, выполненных в одном или двух режимах, разработаны алгоритмы оптимальной расстановки устройств СВИ, которые помимо определения минимального количества PMU для размещения в узлах сети, позволяют повысить надежность и скорость выполнения расчетов установившихся режимов и оценивания состояния за счет значительного упрощения системы уравнений, описывающих режим.

Теоретическое значение. Данное исследование вносит научный вклад в расчет и анализ установившихся режимов ЭЭС, в методологию по определению параметров схем замещения без проведения натурных испытаний, а также в развитие математических моделей по оптимизации расстановки PMU в узлах ЭЭС.

Практическое значение. Впервые разработана классификация методов идентификации параметров элементов ЭЭС на основе применения технологии СВИ. В основу классификации положено разделение методов в соответствии с исходными уравнениями, используемыми для идентификации параметров схем замещения элементов ЭЭС. Получены формулы корреляции между схемами замещения двухобмоточного трансформатора в виде Т-, Г- и П-образной схемы со схемой замещения в виде

четырёхполюсника. Разработанные алгоритмы оптимальной расстановки PMU могут быть использованы как для определения минимального количества узлов для размещения устройств СВИ, так и для повышения скорости и качества расчета установившегося режима и оценивания состояния ЭЭС.

Основные научные результаты, выносимые на защиту.

1. Методы идентификации параметров ЛЭП на основе синхронизированных векторных измерений, выполненных в одном и двух режимах разработаны для различных форм представления схемы замещения ЛЭП (с распределенными и с сосредоточенными параметрами).
2. Методы идентификации параметров двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов на основе синхронизированных векторных измерений, разработаны для различных форм представления схемы замещения силовых трансформаторов с действительными либо комплексными коэффициентами трансформации.
3. Представленные алгоритмы оптимальной расстановки PMU в узлах ЭЭС, обеспечивают наблюдаемость сети при минимальном количестве устанавливаемых устройств. В ходе выполнения алгоритмов расстановки PMU на основе метода определяющих величин формируется матрица узловых проводимостей особой структуры.
4. Использование матрицы узловых проводимостей особой структуры в рамках расчета установившегося режима при совместном применении данных от PMU и измерений SCADA позволяет существенно сократить и облегчить расчет установившегося режима, а также процесс оценивания состояния ЭЭС.

Внедрение научных результатов. Результаты исследования могут использоваться сетевыми операторами для создания активно-адаптивных моделей ЭЭС, для создания методологий по диагностике оборудования в процессе эксплуатации, для определения минимального количества PMU, устанавливаемых в сетях различных классов напряжения при условии обеспечения полноценной наблюдаемости ЭЭС, для осуществления ускоренных расчетов установившихся режимов и упрощение процесса оценивания состояния системы при совместном использовании измерений СВИ и SCADA.

Апробация работы. Основные положения работы докладывались и обсуждались на 7 национальных и международных конференциях и форумах. Всего по теме исследования опубликовано 8 научных работ.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, математические модели, параметры схем замещения, линия электропередач, силовой трансформатор, наблюдаемость электрической сети, расчет установившегося режима, оценивание состояния.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность и важность выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследования.

В первой главе продемонстрировано, что математические модели элементов электрических сетей играют первостепенную роль в задачах управления режимами. Математическое моделирование осуществляется решением прямых и обратных задач. Под прямой задачей понимается проведение исследований модели с целью извлечения полезного знания при условии, что структура и параметры модели известны. Обратная задача состоит в построении математических моделей на основании результатов наблюдений за поведением объекта моделирования. Раздел моделирования решающий обратную задачу называется идентификация [2].

Можно выделить две составляющие задачи идентификации – это определение структуры (структурная идентификация) и определение параметров (параметрическая идентификация). В первом случае объект (элемент системы, объект управления, элемент технологического процесса и т. п.) подвергается внешним воздействиям, анализируются его реакции, при этом получают математическую модель (описание его структуры и параметров). При параметрической идентификации объектов решается задача определения параметров при заранее известной структуре математической модели объекта [3]. Вопросам параметрической идентификации уделяется особое внимание в рамках данного исследования.

В настоящее время параметры моделей схем замещения принято определять по паспортным и справочным данным. На протяжении всего срока эксплуатации данные параметры считаются неизменными. В свою очередь, анализ исследований в области

изучения характера изменения пассивных параметров и причин возникновения погрешностей показал, что параметры схем замещения зависят от многих факторов и могут изменяться под их влиянием в существенных пределах в процессе эксплуатации.

Основные причины, которые влияют на точность задания параметров ЛЭП в схемах электрических систем, состоят в использовании упрощенных схем замещения, в технологических отклонениях параметров, а также в изменениях внешних метеорологических и иных условий.

В таблице 1 приведены величины погрешностей параметров ЛЭП и основные причины их возникновения.

Таблица 1. Погрешности расчета параметров схем замещения ВЛ [4]

Причина	Максимальная погрешность, в %			
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>G</i>	<i>B</i>
1. Поверхностный эффект	+(1-3)	-	+1	-
2. Температурные изменения	±16	-	-	+(2-3)
3. Метеорологические факторы	+20	±3	+(4-40)	+(3-20)
4. Технологические элементы	±1	±(2-3)	±11	±1
5. Тросы	+1	+(2-3)	-	±(1-9)
6. Проводимость земли	-	±3	-	-
7. Транспозиция	-	±6	-	+(2-4)
8. Параллельные ЛЭП	-	-(4-6)	-	+(3-4)
9. Упрощение схемы замещения	-	-	-(5-6)	-
10. Изменение частоты	-	±0,5	-	±0,5
11. Длина трассы	±(0,8-1)	±(0,8-1)	-	-
12. Нелинейность характеристик	-	-	±(8-20)	-
13. Строительные монтажные допуски	-	±0,5	-	±(2-4)
14. Другие источники	-	±1	±(2-3)	±0,7
15. Полная максимальная погрешность, %	-16..+20	-10..+8	-20..+40	-4..+20

Следует учитывать также возможную неточность, возникающую при представлении трансформаторов схемой замещения. Наиболее точной является Т-образная схема замещения, а в используемой наиболее часто Г-образной схеме не учитывается факт протекания тока холостого хода через первичную обмотку.

В таблице 2 приведены причины и величины погрешностей определения параметров схем замещения трансформаторов.

Изменения параметров схем замещения ВЛ и трансформаторов, как основных и наиболее распространенных элементов энергосистем, приводят к неточностям в расчетах токов короткого замыкания, определении мест повреждений, задании уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Таблица 2. Погрешности расчета параметров схем замещения трансформаторов [4]

Причина	Максимальная погрешность, в %			
	R	X	G	B
1. Упрощение схемы замещения	-	± 2	± 2	± 4
2. Конструктивные допуски	$+(10-20)$	± 10	$+15$	± 30
3. Температурные изменения	$+12$	-	-	-
4. Нелинейный характер	-	-	$\pm(9-12)$	$+45$
5. Регулирование РПН	± 16	± 11	-	-
6. Старение	-	-	$+15$	-
7. Полная максимальная погрешность, %	$-16..+20$	$-15..+15$	$-12..+24$	$-15..+45$

В традиционной концепции составления схем замещения не находят отражение изменения параметров и самих объектов в процессе эксплуатации. Как следствие, существенно отличаются расчетные значения токов и напряжений в нормальных и аварийных режимах от измеренных значений. Это происходит из-за отсутствия обратных связей между объектами и их математическими моделями, что не позволяет отражать изменения параметров элементов ЭЭС в процессе их эксплуатации. Таким образом, можно сделать вывод о том, что в процессе эксплуатации, основные параметры элементов требуют уточнения. Большими экономическими затратами и невозможностью отключения от сети объясняется невозможность проведения физических экспериментов на действующих элементах ЭЭС с целью уточнения их параметров. Поэтому становятся особенно актуальными и необходимыми методы уточнения параметров ЛЭП и трансформаторов в процессе их функционирования.

По этой причине начали внедряться методы идентификации параметров элементов сети в режиме реального времени. Высокая степень автоматизации технологического процесса, совершенствование измерительной системы и появление синхронизированных векторных измерений обеспечивает техническую возможность проводить идентификацию автоматически, не вмешиваясь в технологический процесс работы оборудования, а также автоматически формировать базы данных параметров оборудования без участия оператора.

У технологии СВВ есть 2 ключевые особенности [5]. Во-первых, измерение параметров режима выполняется с привязкой результатов измерений к высокоточному сигналу точного времени, так как преобразуются в цифровой вид и снабжаются меткой всемирного координированного времени UTC. Точность синхронизации времени составляет микро- и наносекунды. В центре сбора информации есть возможность сопоставить все измерения с одинаковой меткой времени и получить мгновенный срез параметров режима энергосистемы в любой момент времени. В традиционных системах

телемеханики и SCADA точность временной синхронизации варьируется от 0,1 до 4 с, что приводит к непредсказуемому временному сдвигу между метками измерений, сделанными на разных подстанциях, и затрудняет сопоставление результатов, полученных в разных узлах энергосистемы. Во-вторых, измерения являются векторными, то есть измеряются не только действующие значения токов и напряжений, но и их фазные углы.

Согласно стандартному архитектурному решению [6] система СВИ состоит из нескольких устройств синхронизированных измерений (PMU), размещаемых в узлах энергосистемы, и концентратора/ов векторных измерений (PDC), где будет производиться дальнейшая обработка данных. При чем, если PMU интегрированы в состав интеллектуальных электронных устройств, непосредственно выполняющих другие функции, (терминалы релейной защиты и автоматики), рекомендуется размещать концентратор непосредственно на ПС. В целом, согласно рекомендациям производителей оборудования СВИ концентраторы векторных измерений должны быть установлены на каждом уровне иерархической архитектуры, где могут поступить запросы на использование пакетов данных векторных измерений сторонними приложениями.

Эффект от внедрения технологии СВИ выражается в [7]:

- повышении качества информационной поддержки оперативного и диспетчерского персонала при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;
- повышении точности расчетов электроэнергетического режима на основе верифицированных расчетных моделей оборудования и энергосистемы;
- повышении устойчивости работы генерирующего оборудования, связанном со своевременным выявлением и демпфированием низкочастотных колебаний, определением корректности работы и настройки автоматического регулирования возбуждения генераторов;
- сокращении числа технологических нарушений в энергосистеме, возникающих в результате нарушения колебательной или динамической устойчивости, в своевременном выявлении и оценке последствий утяжеления электроэнергетического режима энергосистемы;
- повышении точности противоаварийного управления за счет применения в алгоритмах работы противоаварийной автоматики фазовых углов напряжений.

В рамках реконструкции цепей РЗА и измерения при финансовой поддержке USAID и USEA к 2025 году на системобразующих подстанциях ЭЭС Республики Молдова будут установлены PMU, синхронизированные с GPS по часам точного времени, осуществляющие замер напряжения и частоты на шинах, а также токов отходящих линий. Данные с PMU будут передаваться в аппарат управления ГП «Moldelectrica» и использоваться в различных приложениях, в том числе, по оцениванию состояния, расчету пропускной способности линий в режиме реального времени, анализу статической и динамической устойчивости.

В молдавской энергосистеме в настоящее время наблюдается высокая степень физического и морального износа оборудования электростанций и подстанций (более 60% имеют срок службы более 30 лет) и высоковольтных линий в сетях электропередачи Республики Молдова. (67,5% эксплуатируются более 40 лет) [8]. По этой причине большую практическую роль будут иметь инструменты по оценке параметров схем замещения на основе данных СВИ, позволяя превентивно выявлять дефекты и неисправности воздушных линий и трансформаторов, а также создавать адекватные математические модели данных элементов сети. Такие важные аспекты, как синхронизация электроэнергетических систем Украины и Республики Молдова с Европейской Континентальной Энергетической Системы ENTSO-E в марте 2022 года, а также стимулирование развития возобновляемых источников энергии, ускоряют процесс внедрения и развития технологии СВИ в Республике Молдова.

Во второй главе на основе анализа исследований в области идентификации пассивных параметров элементов ЭЭС, а также с учетом собственных разработок впервые представлена классификация существующих методов идентификации параметров схем замещения (ПСЗ) для линий электропередач и трансформаторов.

Для идентификации пассивных параметров используются классические модели ЛЭП с сосредоточенными параметрами (П-образная схема замещения показана на рис. 1 (а)) либо с распределенными параметрами (в форме пассивного четырехполюсника показана на рис. 1 (б)). При этом отличительной особенностью предложенных методов является использование векторных измерений напряжений и токов по концам линии, выполненных синхронизировано в одном либо двух режимах работы линии.

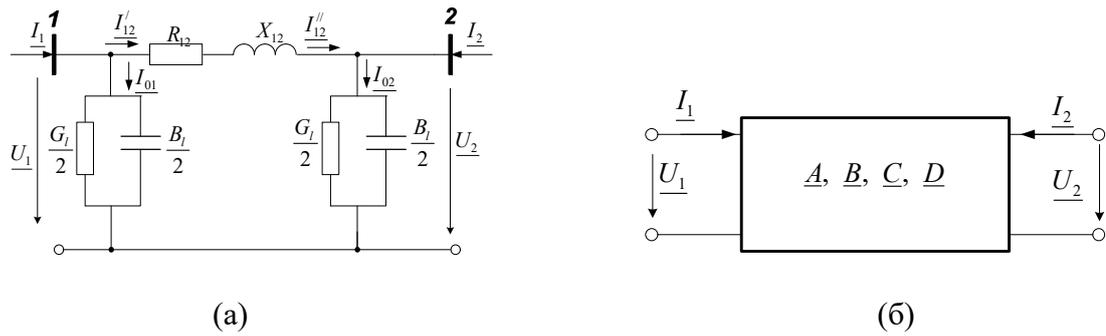


Рис. 1. Схема замещения линии электропередачи (а) в виде П-образной схемы; (б) в виде четырехполюсника

При использовании П-образной схемы замещения ЛЭП для расчета продольных и поперечных параметров предлагается использовать метод баланса токов в узлах:

- по данным измерений, выполненных в одном режиме:

$$\begin{cases} I_{1a} = -G_{21}U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_2 \sin \delta_2 + G_{22}U_1; \\ I_{1r} = -B_{21}U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_2 \sin \delta_2 + B_{22}U_1; \\ I_{2a} = G_{21}U_1 \cos \delta_2 - B_{21}U_1 \sin \delta_2 - G_{22}U_2; \\ I_{2r} = B_{21}U_1 \cos \delta_2 + G_{21}U_1 \sin \delta_2 - B_{22}U_2. \end{cases} \quad (1)$$

- по данным измерений, выполненных в двух режимах:

$$\begin{cases} I_{2a}^{(1)} = G_{21}U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} - B_{21}U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} - G_{22}U_2^{(1)}; \\ I_{2a}^{(2)} = G_{21}U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} - B_{21}U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - G_{22}U_2^{(2)}; \\ I_{2r}^{(1)} = B_{21}U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} + G_{21}U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} + B_{22}U_2^{(1)}; \\ I_{2r}^{(2)} = B_{21}U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} + G_{21}U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - B_{22}U_2^{(2)}. \end{cases} \quad (2)$$

При наличии синхронизированных данных о величинах мощностей по концам линии предлагается использовать метод баланса мощностей:

- при использовании измерений, выполненных в одном режиме:

$$\begin{cases} P_1 = -G_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 + G_{22}U_1^2; \\ Q_1 = -B_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 + B_{22}U_1^2; \\ P_2 = G_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 - G_{22}U_2^2; \\ Q_2 = B_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 - B_{22}U_2^2; \end{cases} \quad (3)$$

- при использовании измерений, выполненных в двух режимах:

$$\begin{cases} P_2^{(1)} = G_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} - B_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} - G_{22}(U_2^{(1)})^2; \\ P_2^{(2)} = G_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} - B_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - G_{22}(U_2^{(2)})^2; \\ Q_2^{(1)} = B_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} + G_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} + B_{22}(U_2^{(1)})^2; \\ Q_2^{(2)} = B_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} + G_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - B_{22}(U_2^{(2)})^2. \end{cases} \quad (4)$$

Решением систем уравнений (1)-(4) определяются значения продольных и поперечных проводимостей. Зная собственные и взаимные активные проводимости G_{22} и G_{21} , а также собственные и взаимные емкостные проводимости B_{22} и B_{21} можно определить:

$$\frac{G_l}{2} = G_{22} - G_{21}; \quad \frac{B_l}{2} = B_{21} - B_{22}. \quad (5)$$

Зная продольные проводимости G_{12} и B_{12} , можно определить параметры продольной ветви П-образной схемы замещения:

$$R_{12} = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2}; \quad X_{12} = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2}. \quad (6)$$

В случае использования схемы замещения ЛЭП с распределенными параметрами в виде пассивного четырехполюсника предполагается расчет коэффициентов четырехполюсника по формулам, выведенным для случая

- использования измерений, выполненных в одном режиме:

$$\underline{A} = \frac{\underline{U}_1^2 \cdot \underline{I}_2 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_1}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2}; \quad \underline{B} = \frac{\underline{U}_1^2 \cdot \underline{U}_2 - \underline{U}_2^3}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 \cdot \sqrt{3} + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2 \cdot \sqrt{3}}; \quad \underline{C} = \frac{\underline{U}_2 \cdot \underline{I}_1^2 \cdot \sqrt{3} - \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^2 \cdot \sqrt{3}}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2} \quad (7)$$

- либо при использовании измерений, выполненных в двух режимах:

$$\underline{A} = \frac{\underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_1^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}}{\underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}}; \quad \underline{B} = \frac{\underline{U}_1^{(1)} - \underline{A} \cdot \underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_2^{(1)}} = \frac{\underline{U}_1^{(2)} - \underline{A} \cdot \underline{U}_2^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_2^{(2)}}; \quad (8)$$

$$\underline{C} = \frac{\sqrt{3} \cdot (\underline{I}_1^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(1)} - \underline{I}_1^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)})}{\underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}}.$$

Далее, определяются параметры продольной и поперечных ветвей ЛЭП по формулам:

$$\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12} = \underline{B}; \quad \underline{Y}_{12} = G_{12} - jB_{12} = 2 \cdot \frac{\underline{A} - 1}{\underline{B}}. \quad (9)$$

В таблице 3 представлены результаты определения параметров ЛЭП напряжением 110 кВ протяженностью 100 км, выполненной проводом марки АС-185/43, с горизонтальным расположением проводов в фазе на расстоянии 5 м, при разном коэффициенте загрузки линии (k_3).

Таблица 3. Сравнение результатов определения параметров различными методами для ВЛ 110 кВ

Применяемый метод	k_3	Определяемые параметры		
		R, Ω	X, Ω	B, μS
Действительные значения	-	15,6	41,4	282
Баланс мощностей (1 режим)	1	15,6	41,4	282
Баланс мощностей (2 режима)	1/0,9	15,601	41,4	282,08
Баланс токов (1 режим)	1	15,6	41,4	281,(9)
Баланс токов (2 режима)	1/0,9	15,601	41,4	282,08
Четырехполюсник (1 режим)	1	15,6	41,4	282
Четырехполюсник (2 режима)	1/0,9	15,6	41,4	282

Для двухобмоточных трансформаторов возможно применение Г-, П- и Т-образных схем замещения (рис. 2 (а), (б), (в) соответственно). Также для определения пассивных параметров трансформатора предлагается использовать схему замещения в виде активного четырехполюсника (рис. 2 (г)).

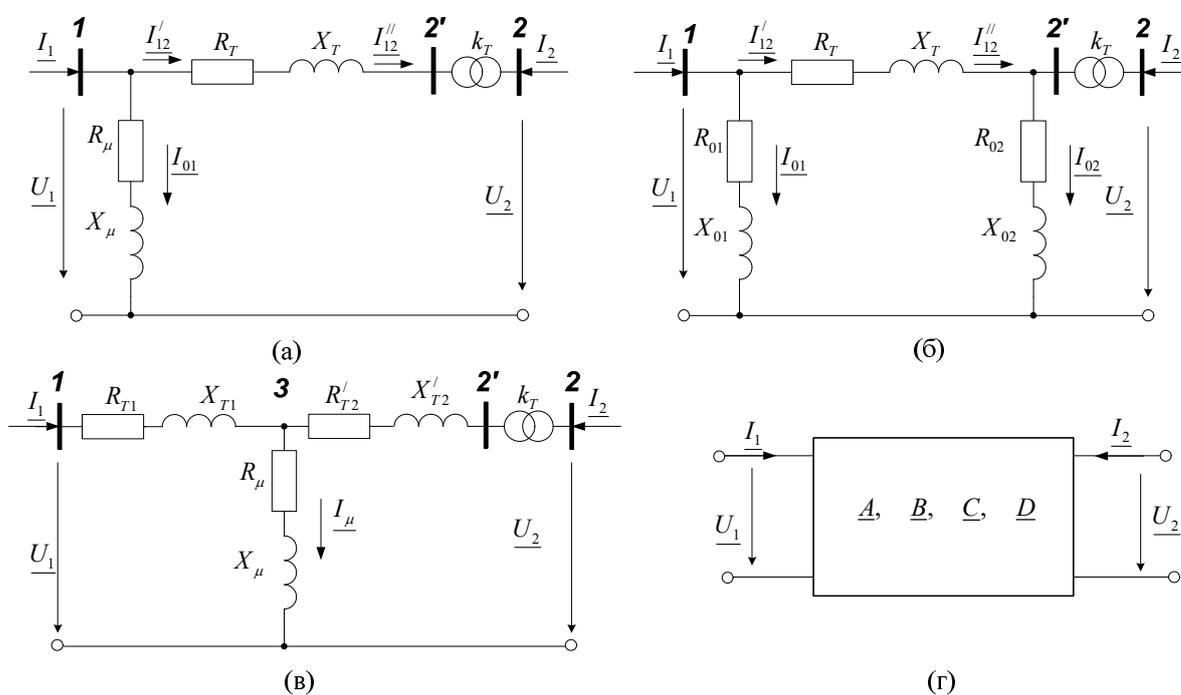


Рис. 2. Представление двухобмоточного трансформатора (а) с Г-образной схемой замещения; (б) с П-образной схемой замещения; (в) с Г-образной схемой замещения; (г) в виде четырехполюсника.

Для Г-образной схемы замещения получены выражения для расчета параметров по методу баланса токов:

$$\begin{cases} J_{a1}^{(1)} = U_1^{(1)} G_{t\mu} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} B_t \sin \delta_2^{(1)}; \\ J_{r1}^{(1)} = U_1^{(1)} B_{t\mu} + k_t^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} B_t \cos \delta_2^{(1)}; \\ J_{a1}^{(2)} = U_1^{(2)} G_{t\mu} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} B_t \sin \delta_2^{(2)}; \\ J_{r1}^{(2)} = U_1^{(2)} B_{t\mu} + k_t^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} B_t \cos \delta_2^{(2)}. \end{cases} \quad (10)$$

либо по методу баланса мощностей:

$$\begin{cases} P^{(1)} = U_1^{2(1)} G_{t\mu} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} B_t \sin \delta_2^{(1)}; \\ Q^{(1)} = U_1^{2(1)} B_{t\mu} + k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} B_t \cos \delta_2^{(1)}; \\ P^{(2)} = U_1^{2(2)} G_{t\mu} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} B_t \sin \delta_2^{(2)}; \\ Q^{(2)} = U_1^{2(2)} B_{t\mu} + k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} B_t \cos \delta_2^{(2)}, \end{cases} \quad (11)$$

а также по методу четырехполюсника:

$$\begin{cases} \underline{U}_1^{(1)} = \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{A} + \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(1)} \underline{B}; \\ \underline{J}_1^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{C} + \underline{J}_2^{(1)} \underline{D}; \\ \underline{U}_1^{(2)} = \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{A} + \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(2)} \underline{B}; \\ \underline{J}_1^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(2)}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{C} + \underline{J}_2^{(2)} \underline{D}. \end{cases} \quad (12)$$

Также получены выражения для расчета параметров Г-, П- и Т-образных схем замещения двухобмоточных трансформаторов при их представлении в виде активного четырехполюсника (таблица 4).

Таблица 4. Выражения для определения параметров четырехполюсника для Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Г-образная схема замещения		
$\underline{a} = \frac{\underline{U}_1 \cdot \underline{J}_1 k_t^* + \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_2 \cdot k_t - k_t ^2 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_1}{\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1}$	$\underline{A} = \underline{k}_t$	$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1 - k_t \cdot \underline{U}_2}{\sqrt{3} \cdot \underline{J}_2}$

$\underline{C} = \frac{\left(\underline{k}_t \cdot \underline{J}_2 - \left \underline{k}_t \right ^2 \cdot \underline{J}_1 \right) \cdot \sqrt{3}}{\underline{U}_1 \cdot \underline{k}_t^*}$	$\underline{D} = \frac{1}{\underline{k}_t^*} \cdot \underline{a}$	$\underline{Z}_t = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^*$ $\underline{Z}_{\mu} = \frac{\underline{a} - 1}{\underline{Z}_t}$
Π-образная схема замещения		
$\underline{a} = \frac{\underline{U}_1 \cdot \underline{J}_1 \underline{k}_t^* + \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_2 \cdot \underline{k}_t}{\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \left \underline{k}_t \right ^2 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_1}$	$\underline{A} = \underline{a} \cdot \underline{k}_t$	$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1^2 - \underline{k}_t^2 \cdot \underline{U}_2^2}{\sqrt{3} \cdot \left(\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \underline{J}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \left \underline{k}_t \right ^2 \right)}$
$\underline{C} = \frac{\left(\left(\underline{k}_t^* \right)^2 \cdot \underline{J}_1^2 - \underline{J}_2^2 \right) \cdot \sqrt{3} \cdot \underline{k}_t}{\left(\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \underline{J}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \left \underline{k}_t \right ^2 \right) \cdot \underline{k}_t^*}$	$\underline{D} = \frac{1}{\underline{k}_t^*} \cdot \underline{a}$	$\underline{Z}_t = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^*$ $\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_{01} = 2 \cdot \underline{Z}_{02} = \frac{\underline{a} - 1}{2 \cdot \underline{Z}_t}$
Т-образная схема замещения		
$\underline{a} = \frac{\underline{U}_1 \cdot \underline{J}_1 \underline{k}_t^* + \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_2 \cdot \underline{k}_t}{\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \left \underline{k}_t \right ^2 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{J}_1}$	$\underline{A} = \underline{a} \cdot \underline{k}_t$	$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1^2 - \underline{k}_t^2 \cdot \underline{U}_2^2}{\sqrt{3} \cdot \left(\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \underline{J}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \left \underline{k}_t \right ^2 \right)}$
$\underline{C} = \frac{\left(\left(\underline{k}_t^* \right)^2 \cdot \underline{J}_1^2 - \underline{J}_2^2 \right) \cdot \sqrt{3} \cdot \underline{k}_t}{\left(\underline{J}_2 \cdot \underline{U}_1 + \underline{J}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \left \underline{k}_t \right ^2 \right) \cdot \underline{k}_t^*}$	$\underline{D} = \frac{1}{\underline{k}_t^*} \cdot \underline{a}$	$\underline{Y}_{\mu} = \frac{\underline{C}}{\underline{k}_t}$ $\underline{Z}_t = \frac{2 \cdot (\underline{a} - 1)}{\underline{Y}_{\mu}}$

Выражения, представленные в Таблице 4 могут быть использованы для расчета ПСЗ двухобмоточных трансформаторов с комплексным либо вещественным значением коэффициента трансформации. При этом появляется возможность расчета параметров двухобмоточного трансформатора при использовании Г-, Π- и Т-образной схемы замещения, при помощи вычисления коэффициентов четырехполюсника, используя один режим замеров.

Для идентификации параметров трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов предлагается использовать упрощенные схемы замещения, представленные на рис. 3.

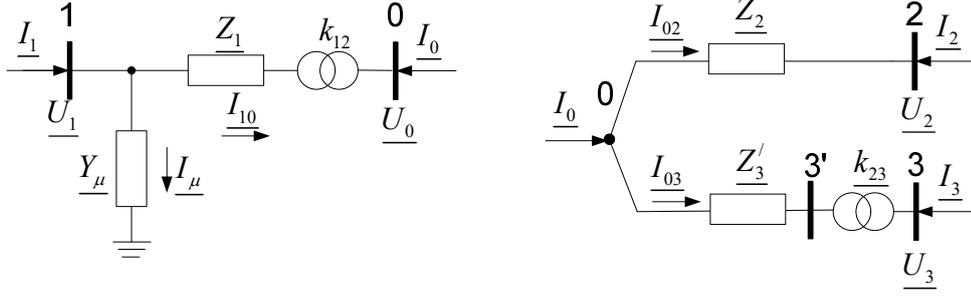


Рис. 3. Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора

Принимая во внимание, что $R_1 = R_2 = R_3$, а $X_2 = 0$, для трехобмоточных трансформаторов составляется система из восьми уравнений с восьмью неизвестными:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 -J'_1 + G_\mu \frac{U_1}{\sqrt{3}} + \frac{J'_2}{k_{12}} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 - \frac{1}{2} J''_3 \right) \frac{1}{k_{13}} = 0; \\
 -J''_1 - B_\mu \frac{U_1}{\sqrt{3}} + \frac{J''_2}{k_{12}} + \left(\frac{1}{2} J'_3 + \frac{1}{2} J''_3 \right) \frac{1}{k_{13}} = 0; \\
 U_1 - 2\sqrt{3} J'_2 \frac{R_1}{k_{12}} + \sqrt{3} J''_2 \frac{X_1}{k_{12}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{X_1}{k_{13}} - U'_2 k_{12} = 0; \\
 -\sqrt{3} J'_2 \frac{X_1}{k_{12}} - 2\sqrt{3} J''_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{X_1}{k_{13}} - U''_2 k_{12} = 0; \\
 U'_2 k_{12} + \sqrt{3} J'_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} U'_3 - \frac{1}{2} U''_3 \right) k_{13} - \left(\frac{3}{2} J'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 - \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{X_3}{k_{13}} = 0; \\
 U''_2 k_{12} + \sqrt{3} J''_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{1}{2} U'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} U''_3 \right) k_{13} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{X_3}{k_{13}} = 0; \\
 P_1 - P_2 - P_3 - G_\mu U_1^2 - 3J_1^2 R_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} J'_1 U_1 R_1 G_\mu - \frac{6}{\sqrt{3}} J''_1 U_1 R_1 B_\mu - U_1^2 R_1 G_\mu^2 - U_1^2 R_1 B_\mu^2 - 3 \frac{J_2^2}{k_{12}^2} R_1 - 3 \frac{J_3^2}{k_{13}^2} R_1 = 0; \\
 Q_1 - Q_2 - Q_3 - B_\mu U_1^2 - 3J_1^2 X_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} J'_1 U_1 X_1 G_\mu - \frac{6}{\sqrt{3}} J''_1 U_1 X_1 B_\mu - U_1^2 X_1 G_\mu^2 - U_1^2 X_1 B_\mu^2 - 3 \frac{J_2^2}{k_{12}^2} X_3 = 0.
 \end{array} \right. \quad (13)$$

Результаты определения параметров по указанным методам сопоставлены с реальными (паспортными) данными воздушных линий и силовых двух- и трехобмоточных трансформаторов, получены хорошие результаты, подтверждающие достоверность предложенных методов.

В третьей главе объясняется, что с технической и экономической точки зрения нецелесообразно устанавливать устройства PMU в каждый узел исследуемой электрической сети, так как можно добиться наблюдаемости сети с меньшим количеством мест, для установки устройств СВИ. Система является наблюдаемой, когда ее переменные состояния могут быть определены из набора доступной информации [9]. Задача оптимального размещения PMU включает в себя определение минимального количества PMU и мест их установки при обеспечении полной наблюдаемости системы.

В данной работе предлагается новый подход по оптимальной расстановке РМУ на основе метода определяющих узловых напряжений [10, 11]. Систему уравнений узловых напряжений можно записать в матричной форме следующим образом [12, 13]:

$$[\underline{Y}_n]_{trans} \cdot [\underline{U}_n] = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_p \\ \underline{U}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{J}_p \\ \underline{J}_q \end{bmatrix}, \quad (14)$$

где $[\underline{Y}_n]_{trans}$ - преобразованная матрица узловых проводимостей;

$[\underline{U}_n]$ - матрица узловых напряжений для всех напряжений в узлах, определенных по отношению к нейтрали сети.

Переход от матрицы узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$, которой соответствует исходная нумерация узлов, к матрице $[\underline{Y}_n]_{trans}$ выполняется путем изменения положения определенных строк и столбцов, руководствуясь следующими правилами:

- в матрице узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$ можно поменять местами любые две строки i и k с одновременной заменой элементов матрицы токов $[\underline{J}_n]$;
- в матрице узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$ можно поменять местами любые два столбца s и r с одновременной заменой элементов матрицы узловых напряжений $[\underline{U}_n]$.

Если подматрица $[\underline{Y}_{qq}]$ имеет форму специальной структуры, а также если известны значения элементов матрицы-столбца $[\underline{U}_p]$, можно быстро определить элементы подматрицы $[\underline{U}_q]$, т.е. неизвестные значения узловых напряжений.

По отношению к процессу разделения матрицы узловых проводимостей на подматрицы предъявляются следующие требования:

- в целях уменьшения инвестиционных затрат на установку РМУ, ранг подматрицы $[\underline{Y}_{qq}]$ должен быть максимальным;
- в целях значительного упрощения расчета установившегося режима сети в большинстве случаев, когда это возможно, необходимо использовать линейные уравнения для определения неизвестных переменных. Для этого необходимо сдвигать (по возможности) элементы с главной диагонали матрицы $[\underline{Y}_\Sigma]$.

В данной работе, предлагаются два алгоритма по определению оптимальных мест размещения устройств PMU, основанные на принципе разделения матрицы узловых проводимостей на подматрицы (алгоритмы A1 и A2). Различия состоят в том, что алгоритм A1 предполагает, что устройство PMU обеспечивает измерение лишь вектора узлового напряжения, а алгоритм A2 подразумевает использование как измерений векторов узловых напряжений, так и векторов токов во всех ветвях, инцидентных узлам, где установлены устройства PMU. Для определения узловых напряжений в узлах, где установка PMU не предусматривается, наряду с измеренными векторами, используются телеизмерения потоков мощности в системе SCADA.

Согласно алгоритму A1 узлы исследуемой электрической сети разбиваются на два подмножества P и Q , таким образом матрица узловых проводимостей разбивается на четыре подматрицы, одной из которых является матрица ленточной формы максимального ранга $[Y_{qq}]$, при этом устройства PMU, расположенные в узлах P , обеспечивают полную наблюдаемость электрической сети. Для разделения матрицы узловых проводимостей на 4 подматрицы необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить ранги всех узлов электрической сети, т.е. число ветвей инцидентных каждому узлу.
2. Узел максимального ранга с прилежащими ветвями исключается из схемы. В случае, если существует несколько узлов максимального ранга, выбирается узел согласно порядку нумерации узлов в схеме, исключение которого не приведет к делению схемы на подсхемы. Включение узла максимального ранга q в подмножество P приводит к размыканию g контуров в исходной однолинейной схеме электрической сети. Другими словами, число контуров g , размыкаемых на каждом шаге равняется числу ветвей инцидентных тому узлу, что был исключен на данном шаге.
3. После исключения узла, пересчитываются ранги всех узлов, оставшихся в однолинейной схеме электрической сети.
4. Проверяется, остались ли в исследуемой схеме замкнутые контура. Если остались, шаги 2 и 3 повторяются до тех пор, пока в однолинейной схеме электрической сети не будут исключены все замкнутые контура.
5. Узлы подмножества P нумеруются в произвольном порядке, в обязательном порядке в подмножество P включаются по одному узлу каждого дерева.

6. Узлы деревьев нумеруются последовательно, начиная с узла, следующего за узлом, включённым в подмножество P .

7. Изолированные узлы нумеруются в последнюю очередь.

8. В подмножество Q включаются все узлы деревьев, не вошедшие в подмножество P , а также изолированные узлы.

Согласно алгоритму А2 информация от PMU в узле i о комплексных значениях токов и напряжений позволяет получить численные значения параметров режима не только в месте установки, но и для противоположного конца ветви $i-j$ на основе параметров схемы замещения ветви. Узлы, для которых рассчитывается напряжение по параметрам схемы замещения, называются псевдо-PMU узлами и входят в состав подмножества PP . Таким образом, согласно данному алгоритму формируются три подмножества P , PP и Q . Для разделения узлов энергосистемы на три подмножества необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определяются ранги всех узлов системы по количеству инцидентных ветвей для каждого узла.

2. Из схемы исключается узел максимального ранга, а также все прилегающие к нему ветви. В случае, когда узлов с максимальным рангом несколько, выбирается первый узел в порядке нумерации узлов в схеме. Исключаемый узел вносится в подмножество P .

3. После исключения любого узла пересчитываются ранги оставшихся узлов в схеме. Узлы, чьи ранги уменьшились, указываются как псевдо-PMU (включаются в подмножество PP).

4. Шаги 2 и 3 повторяются до тех пор, пока на всех узлах с рангом $R \geq 3$ не будут установлены PMU или псевдо-PMU.

5. Если ранг узла на любом шаге равен 1 или 2, то узел входит в подмножество Q , а комплексное значение напряжения в этом узле будет определяться линейно через уравнение баланса токов в узле.

6. Узлы каждого подмножества нумеруются в случайном порядке, но в следующей последовательности: сначала узлы подмножества P , в который устанавливаются PMU, затем узлы подмножества PP , обладающие информацией о псевдоизмерениях, и в

последнюю очередь – узлы подмножества Q , узлы ранга $R \leq 2$, не вошедшие в первые два подмножества.

На примере тестовой схемы IEEE-14 с 14-тью узлами проиллюстрирован поиск оптимальных мест расположения PMU по алгоритмам A1 и A2. С этой целью, представлены однолинейные схемы IEEE-14 с исходной нумерацией узлов, а также нумерацией, выполненной по алгоритмам A1 и A2. Также вводится понятие точечной диаграммы. Под точечной диаграммой понимается условное представление матрицы узловых проводимостей, в котором все ненулевые значения заменяются точкой.

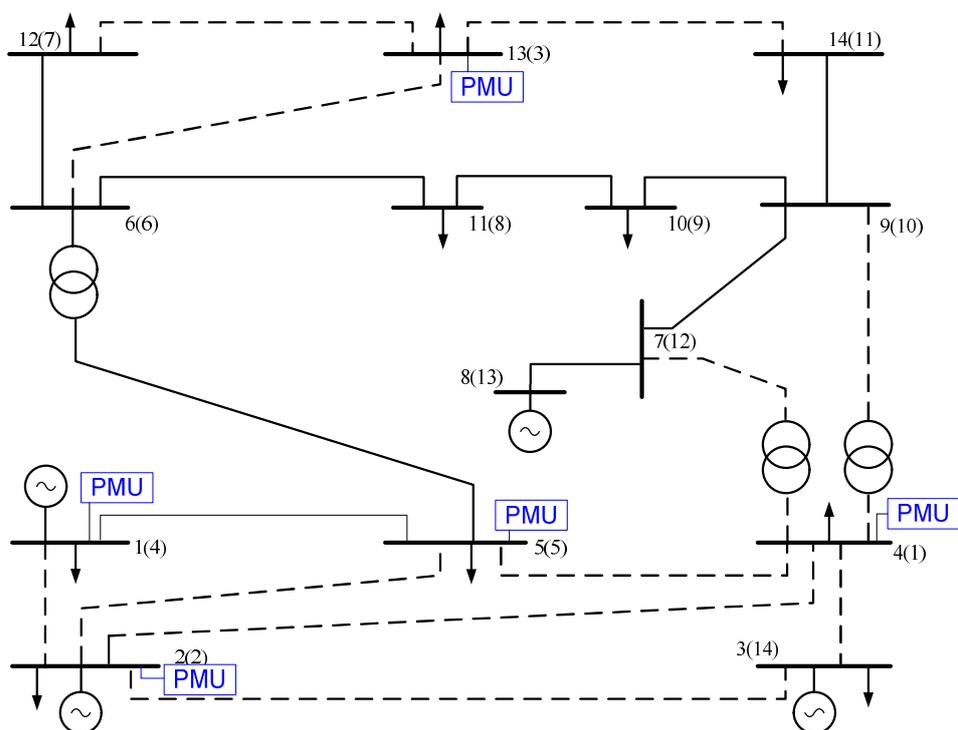


Рис. 4. Однолинейная схема модели ЭЭС IEEE-14 с исходной нумерацией узлов, а также нумерацией (в скобках) выполненной по алгоритму A1

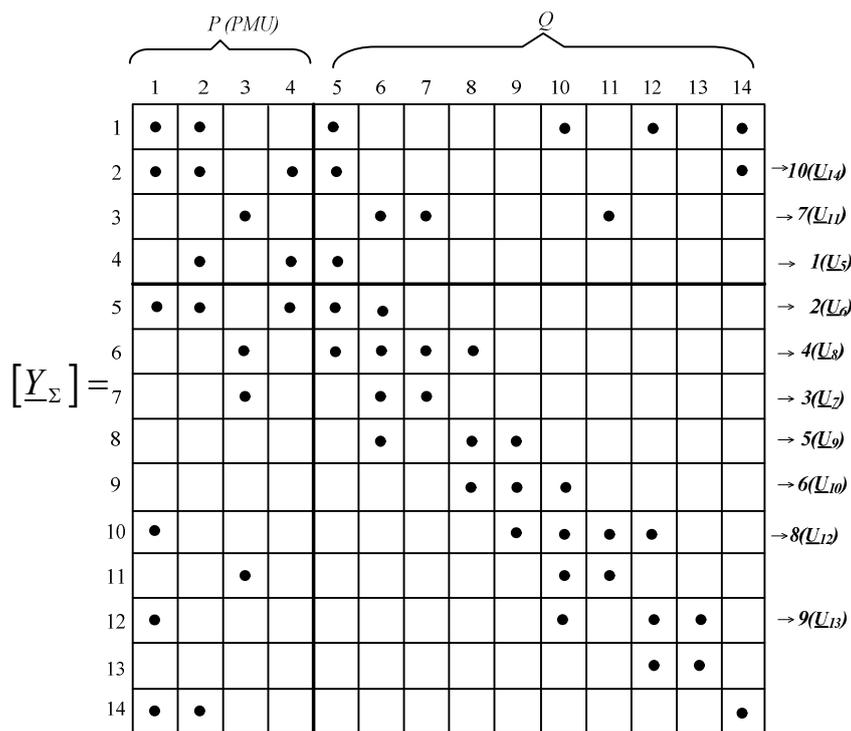


Рис. 5. Точечная диаграмма матрицы узловых проводимостей для IEEE-14, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме (по алгоритму A1)

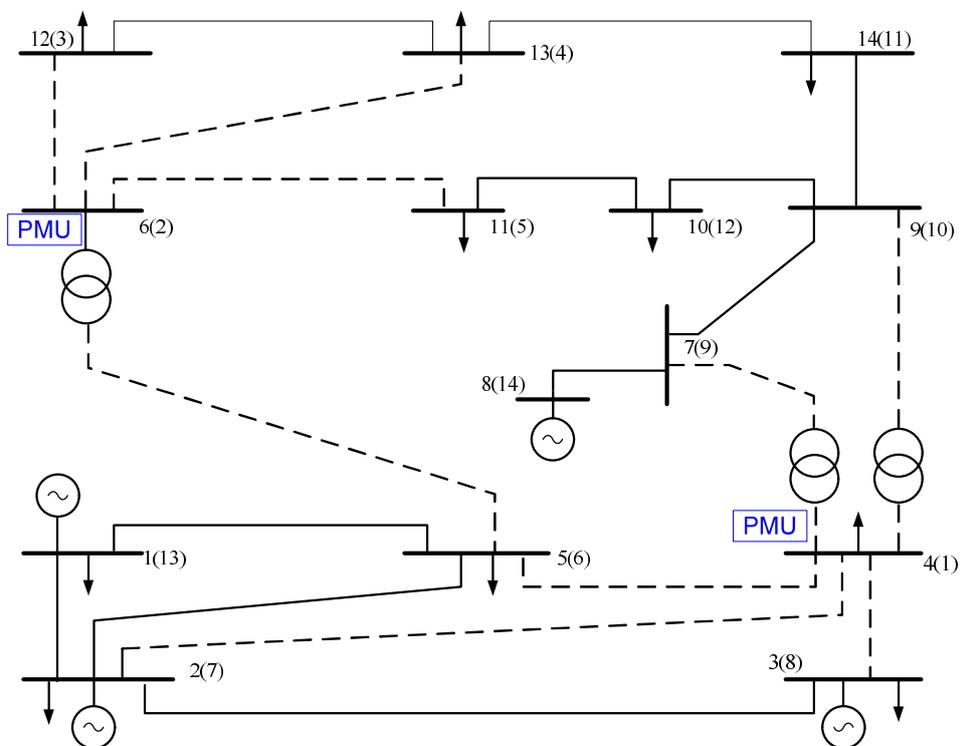


Рис. 6. Однолинейная схема модели ЭЭС IEEE-14 с исходной нумерацией узлов, а также нумерацией (в скобках) выполненной по алгоритму A2

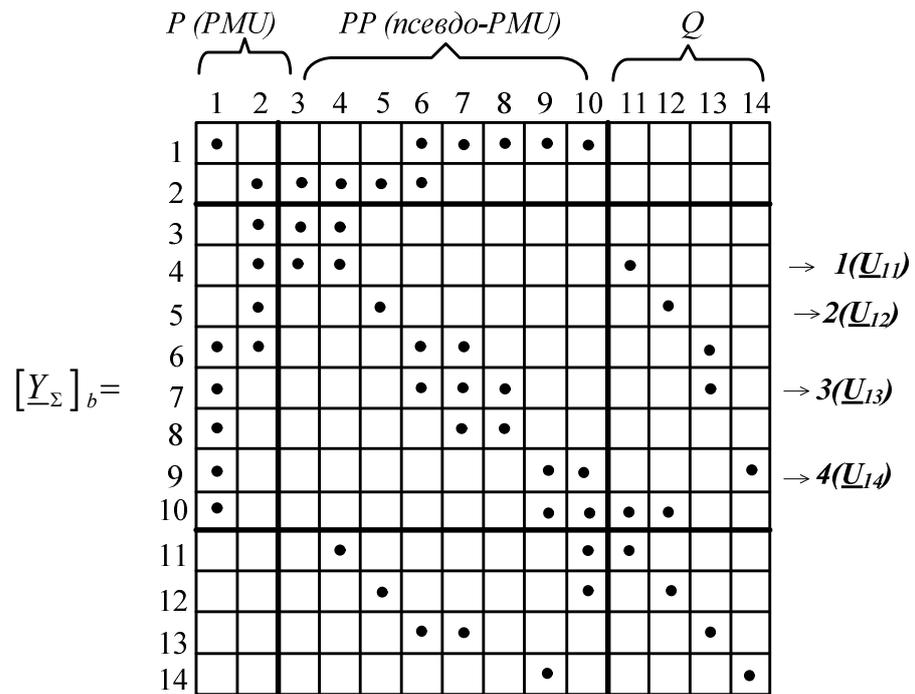


Рис. 7. Точечная диаграмма матрицы узловых проводимостей, соответствующая сети представленной на рис. 6 (по алгоритму А2)

Очевидно, что преимущество алгоритма А2 перед А1 состоит в сокращении количества устройств PMU, необходимых для обеспечения наблюдаемости сети.

В таблице 5 представлены результаты оптимальной расстановки комплексов СВИ в тестовых системах IEEE-14, IEEE-24, IEEE-30, IEEE-57, выполненные по алгоритмам А1 и А2, а также взятые из других источников для сравнения результатов.

Таблица 5. Сопоставление результатов алгоритмов размещения PMU для тестовых схем IEEE

Алгоритмы	Наименование тестовой схемы IEEE			
	IEEE-14	IEEE-24	IEEE-30	IEEE-57
Алгоритм А1	4 PMU	7 PMU	8 PMU	10 PMU
Алгоритм А2	2 PMU	5 PMU	5 PMU	9 PMU
Алгоритм А3 [13]	5 PMU	6 PMU	----	10 PMU
Алгоритм А4 [14]	4 PMU	7 PMU	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А5 [15]	4 PMU	7 PMU	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А6 [16]	4 PMU	----	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А7 [17]	4 PMU	----	10 PMU	16 PMU

Сравнительный анализ представленных результатов демонстрирует достоинства предложенных в данной работе алгоритмов А1 и А2, поскольку для всех изученных

тестовых схем были найдены решения с аналогичным либо меньшим количеством устройств РМУ.

В четвертой главе показано, что предлагаемые алгоритмы оптимального размещения РМУ (А1 и А2) обладают одним важным преимуществом: обеспечивают ускоренный и ультраускоренный способ расчета установившегося режима. Традиционно, расчет установившегося режима и процесс оценивания состояния системы ведутся по данным телеизмерений, полученным из систем SCADA. Для расчета режима этих сетей используются программы, реализующие метод узловых потенциалов. Исходными данными для расчета являются математическая модель энергосистемы, нагрузки в узлах в виде активной и реактивной мощности и напряжение в одном из узлов, который называют балансирующим. Формируется система уравнений установившихся режимов, которые являются нелинейными с большим количеством переменных и ограничениями в форме неравенств. Для решения таких систем уравнений используют итерационные алгоритмы последовательного приближения к искомому результату. Размещение устройств РМУ в узлах электрической сети по алгоритмам А1 и А2 позволяет упростить и ускорить расчет установившегося режима. Минимизация затрат времени расчета режима достигается за счет использования метода определяющих величин и матрично-блочному преобразованию системы линейных уравнений.

Матрица-столбец узловых напряжений $[U_{\Sigma}]$, разделяется на две подматрицы $[U_p]$ и $[U_q]$ соответственно. В первую подматрицу включаются определяющие узловые напряжения, то есть независимые величины, а во вторую – зависимые переменные. Подматрица $[U_q]$ определяется в зависимости от $[U_p]$. На таком способе деления матрицы-столбца $[U_{\Sigma}]$ основаны все ускоренные методы расчета установившегося режима ЭЭС [10]. После разделения матрицы-столбца система уравнений узловых напряжений, которая описывает режим ЭЭС может быть записана в виде [10]:

$$\begin{cases} [Y_{pp}] \cdot [U_p] + [Y_{pq}] \cdot [U_q] = [J_p]; \\ [Y_{qp}] \cdot [U_p] + [Y_{qq}] \cdot [U_q] = [J_q]. \end{cases} \quad (19)$$

Если элементы подматрицы $[U_p]$ известны (это определяющие узловые напряжения), то их можно считать независимыми переменными, тогда зависимые переменные подмножества $[U_q]$ определяются из второго уравнения системы (19) при помощи выражения:

$$\left[\underline{Y}_{qq} \right] \cdot \left[\underline{U}_q \right] = \left[\underline{J}_q \right] - \left[\underline{Y}_{qp} \right] \cdot \left[\underline{U}_p \right], \quad (20)$$

где матрица $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ приведена к нижнетреугольной или ленточной форме, так как согласно алгоритму A1 и A2 в таком случае количество устройств СВИ будет минимальным.

Для иллюстрации ускоренных алгоритмов расчета режима была выбрана тестовая схема с 14-ю узлами IEEE-14. При помощи программы RastrWIN был выполнен расчет режима, а результаты расчета сравниваются с напряжениями, рассчитанными по ускоренным методам на основе алгоритмов оптимальной расстановки PMU (A1 и A2).

Если к тестовой схеме IEEE-14 применить первый алгоритм расстановки A1, то с учетом установки PMU в узлах 1, 2, 3 и 4 (рис. 4, узлы указаны в скобках), а также при использовании традиционных измерений потоков мощности в узлах, можно ускоренным методом получить значения узловых напряжений во всех зависимых узлах. последовательность определения напряжений в узлах указана справа от точечной диаграммы узловых проводимостей (рис. 5).

Следует отметить, что если напряжение узла i определяется из выражения для баланса токов узла j , то необходимо решить относительно \underline{U}_i линейное уравнение. Если напряжение узла i определяется из выражения для баланса токов того же узла i , то \underline{U}_i определяется путем решения нелинейного уравнения итерационным методом.

Расчет установившегося режима по алгоритму A2 содержит два этапа. На первом этапе, определяя падение напряжения в инцидентных месту установки ветвях, рассчитываются узловые напряжения смежных с местом установки PMU узлов (псевдоизмерения), а затем на основании данных PMU, псевдоизмерений и традиционных данных SCADA, определяются из уравнений балансов токов значения напряжений в зависимых узлах. При этом важно, чтобы, как и в алгоритме A1, значение напряжения для узла i определялось из выражения для баланса токов узла j , тогда необходимо будет решить относительно \underline{U}_i линейное уравнение. На рис. 7 справа от точечной диаграммы узловых проводимостей указана последовательность определения неизвестных напряжений в узлах.

Отличия между рассчитанными по алгоритмам A1 и A2 данными и полученными при помощи программы RastrWIN составляют не более чем 0,1%, что свидетельствует о высокой точности получаемых результатов по ускоренным алгоритмам расчета установившегося режима. Такие способы расчета позволяют существенно упростить

процедуру решения, так как преимущественно решаются системы линейных уравнений, что положительно влияет на скорость проведения расчета и точность получаемых результатов.

Также в четвертой главе представлен алгоритм расстановки PMU для выполнения линейного оценивания состояния (ОС), когда вектор состояния ЭЭС определяется решением системы линейных уравнений. ОС позволяет расчетным путем получить наиболее вероятное состояние системы (как контрольный срез) в заданный момент времени по данным измерений и параметрам математической модели электрической сети. Возможно, как совместное использование данных SCADA и PMU (гибридные алгоритмы оценивания [17-20]), так и использование исключительно измерений СВИ для создания простых алгоритмов ОС. В данной работе, предлагается алгоритм ОС, основанный на исключительном использовании PMU электрическая сеть становится полностью наблюдаемой при помощи установленных в узлах системы PMU, а задача оценивания состояния сводится к решению системы линейных уравнений, так как модель ОС приобретает линейный вид. Преимуществом данного алгоритма оценивания состояния ЭЭС заключается в том, что используется система линейных уравнений.

ОБЩИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ

На основании теоретических и практических результаты исследования сформулированы следующие **выводы**:

1. Разработана классификация методов идентификации параметров схем замещения для линий электропередач и силовых трансформаторов [22] на основании применения технологии синхронизированных векторных измерений (Глава 2, параграф 2.1).
2. Предложены методы определения ПСЗ линий, двух- и трехобмоточных трансформаторов [22, 23] на основе балансов токов и балансов мощностей, а также на основе четырехполюсника при использовании измерений, выполненных в одном и двух режимов работы объекта (Глава 2, параграф 2.2, 2.3).
3. Выведены формулы определения параметров Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора [23] через фундаментальные параметры четырехполюсника (Глава 2, параграф 2.3).
4. Разработаны алгоритмы размещения устройств PMU, которые основаны на преобразованиях матрицы узловых проводимостей по методу определяющих величин [24,

25]. Разработанные алгоритмы были апробированы на тестовых схемах с количеством узлов от 9 до 57. Сравнительный анализ полученных результатов показывает, что предложенные алгоритмы обеспечивают меньшее либо аналогичное количество необходимых к установке устройств РМУ, чем другие известные алгоритмы. При этом, в качестве места установки может быть выбран любой узел системы, удовлетворяющий требованиям применяемого алгоритма (Глава 3, параграф 3.5).

5. Разработанные алгоритмы оптимальной расстановки РМУ позволяют выполнять расчет установившегося режима ускоренными и ультраускоренными методами [25, 26], благодаря использованию метода определяющих величин и преобразованию системы уравнений узловых напряжений (Глава 4, параграф 4.1, 4.2). Оценивание состояния ЭЭС упрощается при исключительном использовании РМУ, так как для определения вектора состояния необходимо решить систему линейных уравнений (Глава 4, параграф 4.3).

Рекомендации: В связи с тем, что параметры схем замещения элементов ЭЭС изменяются в процессе эксплуатации, рекомендуется использовать предложенные в данной работе методы идентификации на основе технологии СВИ для уточнения параметров схем замещения математических моделей существующих электроэнергетических систем. Данные для выполнения расчетов могут быть получены от РМУ, размещенным в узлах сети по предложенным алгоритмам оптимальной расстановки, которые обеспечивают как минимизацию затрат на внедрение и эксплуатацию данной технологии, так и полную наблюдаемость исследуемой электрической сети. Уточненные параметры математических моделей могут в дальнейшем быть использованы для оценивания состояния и расчета установившегося режима по разработанным в данном исследовании алгоритмам.

Направления и цели дальнейших исследований: дальнейшие разработки по данной теме исследований предлагается направить на создание программного обеспечения для определения параметров схем замещения по данным СВИ (в режиме реального времени, а также по историческим измерениям). Данное программное обеспечение имеет практический интерес с точки зрения создания активно-адаптивных моделей ЭЭС, а также для превентивной диагностики состояния оборудования.

Другим важным направлением является создание программного обеспечения для разработанных алгоритмов по оптимальному размещению устройств РМУ, для того, чтобы получить возможность определения минимального количества и оптимальных мест установки комплексов СВИ для электрических сетей, содержащих большое количество

узлов. Большой значимостью в данном контексте будут обладать результаты по использованию разработанных алгоритмов для определения оптимальных мест размещения РМУ в узлах Молдавской ЭЭС для электрических сетей напряжением 35-110 кВ, а также для распределительных сетей.

С учетом возрастающего интереса в Республике Молдова к возобновляемым источникам электроэнергии, росту протяженности распределительных сетей, развитию ЭЭС с распределенной генерацией, перспективным и малоизученным на данный момент направлением для применения технологии СВИ является оценивание состояния в распределительных сетях. Данный подход подразумевает использование синхронизированных измерений от счетчиков электроэнергии или от других интеллектуальных электронных устройств для составления балансов мощностей и для выявления участков сети со значительными техническими и коммерческими потерями.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. ADAMIAK, M., PREMERLANI, W., KASZTENNY, B. *Synchrophasors: Definition, Measurement and Application*. Power Systems 2005 Conference Distributed Generation, Advanced Metering and Communication, March 8-11, 2005, Madren Center, Clemson University, Clemson, SC, USA p
2. ГРОП, Д. *Методы идентификации систем*: перевод с английского Васильев В.А., Лопатина В.И., под ред. Кринецкого Е.И. – М.: МИР, 1979 – 302 с.
3. ФРОЛОВ, М.Ю. *Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах электрической сети*. - Автореф. дис....кан. техн. наук. – Новосибирск, 2018 – 124 с.
4. МАНУСОВ, В. З. *Вероятностные задачи в электроэнергетике* : монография / В. З. Манусов. – Новосибирск : НЭТИ, 1981. – 118 с.
5. TÎRNOVAN, R.-A., *Protecții Digitale în Sistemele Electroenergetice*, Editura U.T.Press, ClujNapoca - 2019, ISBN 978-606-737-370-7, 198 p.
6. *Устройство синхронизированных векторных измерений RES670 вер. 2.1. Руководство по продукту*. Код документа 1MRK 511 367-BRU A. ABB, 2016
7. НЕБЕРА, А.А. *Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима* – В кн. Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем — 2011. — Сб. мат. межд. науч.-техн. конф. — СПб., 2011.
8. Plan de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport în perioada anilor 2018-2027. Î.S. “Moldelectrica”. Chișinău, 2017, 75 p. <https://moldelectrica.md/files/docs/TYNDP.pdf>
9. RAMÍREZ, P. S. L., LOZANO, C. A. *Comparison of PMU placement methods in power systems for voltage stability monitoring*. Ing. Univ., vol. 20, no. 1, pp. 41-61, 2016. <http://dx.doi.org/10.11144/Javeriana.iyu20-1.cppm>
10. МАКСИМОВИЧ, Н.Г. *Линейные электрические цепи и их преобразования*. «Госэнергоиздат», 1961. 263 с.
11. ГРИЦАЙ, М.А., ЖУРАВЛЕВ, В.Г. *Расчет потокораспределения в электрической сети по методу определяющих величин*. «Электричество», № 8, 1968, с.17-22.
12. ЖУКОВ, Л.А., СТРАТАН, И.П. *Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем*. – М. «Энергия», 1979. 415 с.
13. СЕМЕНЕНКО, С.И. *Разработка алгоритмов размещения синхронизированных векторных измерений для повышения эффективности оценивания состояния ЭЭС* : автореф. дис. кандидата технических наук : 05.14.02. Екатеринбург: УрФУ – 2019. 24 с.
14. SANTOS CRUZ, M.A.D.R., ROCHA, H.R.O., PAIVA, M.H.M., SEGATTO, M.E.V., CAMBY, E., et al.. *An algorithm for cost optimization of PMU and communication infrastructure in WAMS*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, 2019, 106, pp.96-104. <10.1016/j.ijepes.2018.09.020>. <hal-01944258>

15. RAHMAN, N.H.A., ZOBAA, A.F., *Optimal PMU Placement using Topology Transformation Method in Power Systems*. Journal of Advanced Research (2016), doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jare.2016.06.003>
16. LAOUID, A., REZAOUI, M.M., KOUZOU, A., MOHAMMEDI, R. *Optimal PMUs Placement Using Hybrid PSO-GSA Algorithm*. 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA), 2019, pp.1-5.
17. MOHAMMADI-IVATLOO, B., *Optimal Placement of PMUs for Power System Observability Using Topology Based Formulated Algorithms*. Journal of Applied Sciences, 2009, Issue 9: 2463-2468. DOI: 10.3923/jas.2009.2463.2468.
18. КОЛОСОК, И.Н.. *Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений*: автореф. дис. доктора технических наук : 05.14.02 / Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. - Иркутск, 2004. - 49 с.
19. КОРКИНА, Е.С. *Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и PMU*: автореф. дис... кандидата технических наук: 05.14.02 / Место защиты: Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.- Иркутск, 2009.- 26 с.
20. MIRONOV, I. V. *Effect of placement of PMUs on state estimation in a power system*. Master thesis in Electrical Engineering/ UiT The Arctic University of Norway.- Narvik, 2016.- 64p.
21. PRESADĂ, V., EREMIA, M., TOMA, L. *Modified state estimation in presence of pmu measurements*. UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, 2014, Vol. 76, pp. 237-248.
22. MURDID, E., JINGAN, B., DOBREA I., VASILOS, E. Influence of Synchronized Measurement Errors on the Results of Identification of the Transmission Line Parameters. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series, No. 44, Issue 1; pp. 14-19, 2020. ISSN: 1842-4805.
23. MURDID, E., STRATAN, I. Parameter Identification for Two-Windings Power Transformers. The 12th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2019, 10-11 October, Chisinau, Moldova, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELMEN.2019.8905914.
24. MURDID, E., STRATAN, I. Optimal placement of synchronized phasor measurement technologies based on different methods of optimization. The 10th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2015, 6 October Craiova, Romania, 7-8 October, Chisinau, Moldova, pp. 199-204. ISBN 978-606-567-284-0.
25. MURDID, E., STRATAN I. Optimal PMU Placement and Algorithms' Development of Accelerated Calculations of State Estimation Performance in Power Systems. The 13th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2021, 7-8 October, Chisinau, Moldova, pp. 115-120, doi: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600298.
26. MURDID, E. The use of synchronous vector measurements in the calculation of steady-state modes of electrical networks. Journal of Engineering Science, Volume XXX, Issue 2; pp. 90-103, 2023. ISSN 2587-3474. doi.org/10.52326/jes.utm.2023.30(2).08.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в рецензируемых научных журналах:

1. **MURDID, E., STRATAN, I.** Parameter Identification of Transformers and Transmission Lines Based on Synchronized Measurements. *Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series*, No. 43, Issue 1; pp. 114-121, 2019. ISSN: 1842-4805, 0.49 c.t.
2. **MURDID, E., JINGAN, B., DOBREA I., VASILOS, E.** Influence of Synchronized Measurement Errors on the Results of Identification of the Transmission Line Parameters. *Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series*, No. 44, Issue 1; pp. 14-19, 2020. ISSN: 1842-4805, 0.41 c.t.
3. **MURDID, E.** The use of synchronous vector measurements in the calculation of steady-state modes of electrical networks. *Journal of Engineering Science*, Volume XXX, Issue 2; pp. 90-103, 2023. ISSN 2587-3474. doi.org/10.52326/jes.utm.2023.30(2).08. 0.79 c.t.

Статьи, опубликованные в международных научных сообществах (конференции, семинары, конгрессы, форумы, симпозиумы):

1. **MURDID, E.** Analysis of the parameter identification methods using phase measurements. The 9 th International Conference on Electromechanical and Power Systems SIELMEN 2013, October 2013, Chisinau, ISBN 978-606-13-1560-4, 0.36 c.t.
2. **MURDID, E., STRATAN, I.** Optimal placement of synchronized phasor measurement technologies based on different methods of optimization. The 10th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2015, 6 October Craiova, Romania, 7-8 October, Chisinau, Moldova, pp. 199-204. ISBN 978-606-567-284-0, 0.53 c.t.
3. **MURDID, E., STRATAN, I.** Parameter Identification for Two-Windings Power Transformers. The 12th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2019, 10-11 October, Chisinau, Moldova, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELMEN.2019.8905914, 0.3 c.t.
4. **MURDID, E., STRATAN I.** Optimal PMU Placement and Algorithms' Development of Accelerated Calculations of State Estimation Performance in Power Systems. The 13th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2021, 7-8 October, Chisinau, Moldova, pp. 115-120, doi: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600298, 0.55 c.t.

Статьи, опубликованные в национальных научных сообществах (конференции, семинары, конгрессы, форумы, симпозиумы):

1. **MURDID, E., STRATAN I.** Estimarea parametrilor rețelelor electrice utilizând măsurări fazoriale sincronizate. Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, 15-17 noiembrie, 2012. Chișinău, 2013, vol. 1, pp. 413-416. ISBN 978-9975-45-249-6. ISBN 978-9975-45-250-2 (Vol.1), 0.33 c.t.

ADNOTARE

Autor - MURDID Ecaterina. **Titlul** - *Elaborarea modelelor matematice ale elementelor sistemelor electroenergetice bazate pe tehnologia măsurărilor fazoriale sincronizate*. Teză de doctor în vederea conferirii titlului științific de doctor în științe tehnice la specialitatea 221.01. *Sisteme și tehnologii energetice*, Chișinău, 2023.

Structura tezei: Lucrarea conține o introducere, patru capitole, concluzii generale și recomandări, bibliografie din 101 titluri și include 5 anexe, 129 pagini, 41 figuri, 17 tabele. Rezultatele obținute sunt publicate în 8 lucrări științifice.

Cuvinte cheie: măsurări fazoriale sincronizate (MFS), modele matematice, parametrii schemelor echivalente, linie electrică, transformator de putere, observabilitatea rețelei electrice, calculul regimului permanent, estimarea stării statice a rețelei electrice.

Domeniul de studiu: științe inginerești.

Scopul tezei: dezvoltarea metodelor și algoritmilor de modelare matematică a elementelor SEE bazate pe tehnologia MFS.

Obiectivele tezei sunt determinarea factorilor care au cel mai semnificativ impact asupra modificărilor valorilor reale ale parametrilor pasivi ai schemelor echivalente ai liniilor electrice și transformatoarelor de putere; analiza cercetărilor științifice privind posibilitatea utilizării măsurătorilor sincronizate pentru rezolvarea problemelor practice din domeniul electroenergetic; dezvoltarea și cercetarea metodelor de identificare a parametrilor pasivi ai liniilor electrice și ai transformatoarelor de putere pe baza utilizării tehnologiei MFS; dezvoltarea algoritmilor pentru amplasarea optimă a dispozitivelor PMU, ținând cont de asigurarea observabilității SEE și minimizarea costurilor economice; studiul algoritmilor propuși privind amplasamentul optim al PMU pentru simplificarea algoritmilor de calcul al regimurilor permanente, precum și pentru simplificarea procesului de estimare a stării statice a SEE.

Noutatea și originalitatea științifică a tezei: se demonstrează că în condițiile utilizării măsurărilor fazoriale sincronizate devine posibilă utilizarea metodei tensiunilor nodale determinante, metodei balanței curenților și puterilor la noduri, metoda cuadripolului pentru a introduce noi abordări privind determinarea parametrilor schemelor echivalente ale elementelor componente ale SEE și, respectiv, calculul regimului permanent de funcționare.

Rezultatele obținute care contribuie la soluționarea problemei științifice importante, demonstrează că în condițiile utilizării complexe a tehnologiei MFS este simplificat semnificativ procesul de identificare a parametrilor pasivi ai schemelor echivalente ale elementelor SEE pe parcursul funcționării acestora, precum și algoritmi dezvoltați pentru amplasarea optimă a dispozitivelor MFS, pe lângă determinarea numărului minim de PMU-urile pentru instalarea în nodurile rețelei electrice asigură, de asemenea, o simplificare atât a calculului regimului permanent, cât și a estimării stării statice a SEE.

Semnificație teoretică: Teza aduce contribuții științifice la calculul și analiza regimurilor SEE, la metodologia de determinare a parametrilor schemelor echivalente fără efectuarea testelor de teren, la dezvoltarea modelelor de amplasare optimă a dispozitivelor de măsurări fazoriale sincronizate.

Valoarea aplicativă a lucrării și implementarea rezultatelor: Rezultatele lucrării pot fi utilizate de operatorii de rețea pentru a crea modelele SEE activ-adaptive, pentru a crea metodologia pentru diagnosticarea echipamentului pe parcursul funcționării, pentru a determina numărul minim de PMU instalate în rețelele de diverse clase de tensiune, cu condiția că este asigurată observabilitatea completă a SEE, pentru implementarea calculelor accelerate ale regimurilor de funcționare și evaluarea stării sistemului cu utilizarea numai a măsurărilor MFS precum și cu utilizarea simultană a măsurărilor MFS și SCADA.

АННОТАЦИЯ

Автор - МУРДИД Екатерина. **Название** - *Разработка математических моделей для элементов электроэнергетических систем на основе технологии синхронизированных векторных измерений*, диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, специальность 221.01. *Энергетические системы и технологии*. Кишинэу, 2023

Структура работы: Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографии со 101 источником, 5 приложений, содержит 129 страниц, 41 рисунков и 17 таблиц. На тему исследования опубликовано восемь научных статей.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения (СВИ), математические модели, параметры схем замещения, линия электропередач, силовой трансформатор, наблюдаемость электрической сети, расчет установившегося режима, оценивание состояния.

Область исследования: инженерные науки.

Цель диссертации заключается в разработке методов и алгоритмов математического моделирования элементов ЭЭС на основе технологии СВИ.

Задачи диссертации: определение факторов, оказывающих наиболее существенное влияние на изменения реальных диапазонов значений пассивных параметров линий электропередач и силовых трансформаторов; анализ научных исследований на возможность использования измерений РМУ для решения практических задач в области электроэнергетики; разработка и исследование методов определения пассивных параметров схем замещения линий электропередач и силовых трансформаторов на основе применения технологии СВИ; разработка алгоритмов оптимального размещения устройств СВИ с учетом обеспечения наблюдаемости ЭЭС и минимизации экономических затрат; исследование предлагаемых алгоритмов расстановки СВИ на возможность увеличения надежности и упрощения как расчетов установившихся режимов, так и оценивания состояния ЭЭС.

Научная новизна и оригинальность работы: демонстрируется, что в условиях использования синхронизированных векторных измерений появляется возможность использовать метод определяющих узловых напряжений, метод баланса токов и мощности в узлах, метод четырехполюсника для внедрения новых подходов в определении параметров схем замещения элементов ЭЭС и в расчетах установившихся режимов.

Полученные результаты, способствующие решению важных научных задач, доказывают, что при комплексном применении технологии СВИ существенно упрощается процесс идентификации пассивных параметров схем замещения элементов ЭЭС в процессе их эксплуатации, а разработанные алгоритмы оптимальной расстановки устройств СВИ, помимо определения минимального количества устройств для размещения в узлах сети, обеспечивают упрощение расчета установившегося режима и оценивания состояния ЭЭС.

Теоретическое значение: Данное исследование вносит научный вклад в расчет и анализ установившихся режимов ЭЭС, в методологию по определению параметров схем замещения без проведения натурных испытаний, в развитие математических моделей оптимального размещения устройств СВИ.

Практическая ценность работы и внедрение результатов: Результаты исследования могут использоваться сетевыми операторами для создания активно-адаптивных моделей ЭЭС, для создания методологий по диагностике оборудования в процессе эксплуатации, для определения минимального количества РМУ, устанавливаемых в сетях различных классов напряжения при условии обеспечения полноценной наблюдаемости ЭЭС, для осуществления ускоренных расчетов установившихся режимов и оценивания состояния системы при исключительном использовании данных СВИ, а также при совместном использовании измерений СВИ и SCADA.

ABSTRACT

Author - MURDID Ecaterina. **Title** - *Development of mathematical models for elements of electric power systems based on the technology of synchronized phasor measurements*. Doctoral thesis in technical sciences specialty 221.01. *Energy systems and technologies*, Chisinau, 2023

Thesis structure: The paper comprises an introduction, four chapters, general conclusions and recommendations, 101 bibliography titles, and includes 5 Annexes, 129 pages, 41 figures, 17 tables. The research results are published in 8 scientific papers.

Keywords: synchronized phasor measurement (SPM), phasor measurement unit (PMU), mathematical models, equivalent circuit passive parameters, power line, power transformer, electric network observability, steady state calculation, state estimation.

Field of study: engineering sciences.

The purpose of the thesis consists in the development of methods and algorithms for mathematical modeling of EPS (electric power system) elements based on SPM technology.

Objectives are determination of the factors that have the most significant impact on changes in the real values of the passive parameters of power lines and power transformers; analysis of scientific researches on the possibility of using PMU measurements to solve practical problems in the field of electric power engineering; development and analyses of the methods for determining the passive parameters of equivalent schemes of power lines and power transformers based on the use of SPM technology; development of algorithms for the optimal placement of PMU devices, taking into account ensuring the observability of the EPS and minimizing economic costs; study of the proposed algorithms for arranging the PMU in scope of increasing reliability and speed of the algorithms for calculating steady-state modes, as well as for the possibility of simplifying the process of state estimation of the EPS.

Scientific novelty and originality of the work: it is demonstrated that under the conditions of using synchronized phasor measurements, it becomes possible to use the method of determining nodal voltages the method of balance of currents and power flows in nodes, the quadrupole method in order to introduce new approaches in determining the passive parameters of equivalent schemes of EPS elements and in steady-state calculations.

The results obtained, which contribute to the solution of important scientific problems, prove that with the integrated use of SPM technology, the process of identifying passive parameters of equivalent schemes of EPS elements during their operation is significantly simplified, and the developed algorithms for the optimal PMU placement, in addition to determining the minimum number of PMUs for placement in network nodes, also provide a simplification for steady state calculation and static state estimation of EPS.

The theoretical value. This study makes a scientific contribution to the calculation and analysis of steady-state EPS modes, to the methodology for determining the parameters of equivalent circuits without field tests, to the development of mathematical models of optimal PMU placement.

The practical value of the work and the implementation of research results. The results of the work can be used by network operators to create active-adaptive EPS models, to create methodologies for diagnosing equipment during operation, to determine the minimum number of PMUs installed in networks of various voltage classes, ensuring full EPS observability, to carry out accelerated calculations of steady state modes and assessing the system state estimation while using only SPM measurements as well as simultaneously using SPM and SCADA measurements.

МУРДИД ЕКАТЕРИНА

**РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ
СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

221.01. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ

Автореферат докторской диссертации в области инженерных наук

Подписано в печать: *17.11.2023*

Бумага офсет. Печать RISO.

Листы печатные услов.: 2.0

Формат бумаги 60x84 1/16

Тираж 25 экз

Заказ №. 115

MD-2004, Chişinău, bd. Ştefan cel Mare și Sfânt, 168, UTM
MD-2045, Chişinău, str. Studenţilor, 9/9, Editura “Tehnica-UTM”