

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

Докторская диссертация в области инженерных наук

Научный руководитель: **СТРАТАН Ион, доктор, проф.унив.**

Автор: **МУРДИД Екатерина**

КИШИНЕВ, 2023

UNIVERSITATEA TEHNICĂ A MOLDOVEI

Cu titlu de manuscris
C.Z.U.:621.31:004.94:514.742(043)

MURDID ECATERINA

**ELABORAREA MODELELOR MATEMATICE
ALE ELEMENTELOR SISTEMELOR ELECTROENERGETICE
BAZATE PE TEHNOLOGIA MĂSURĂRILOR
FAZORIALE SINCRONIZATE**

221.01. SISTEME ȘI TEHNOLOGII ENERGETICE

Teză de doctor în științe inginerești

Conducător științific:

STRATAN Ion, dr., prof. univ.

Autor:

MURDID Ecaterina

CHIȘINĂU, 2023

© MURDID Ecaterina, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ (на румынском, русском, английском языке).....	6
СПИСОК ТАБЛИЦ	9
СПИСОК РИСУНКОВ	10
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	13
ВВЕДЕНИЕ	14
1. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	21
1.1. Роль математического моделирования в задачах расчета режимов и оценивания состояния энергосистемы.....	21
1.2. Погрешности, возникающие при расчетах режимов электрических систем	23
1.3. Современные тенденции информационного обеспечения измерений для развития математических моделей объектов энергосистем.....	35
1.4. Выводы по первой главе.....	45
2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	48
2.1. Классификация современных методов идентификации параметров элементов энергосистем.....	48
2.2. Идентификация параметров линий электропередач.....	51
2.3. Идентификация параметров двухобмоточных трансформаторов.....	59
2.4. Идентификация параметров трехобмоточных трансформаторов.....	69
2.5. Выводы по второй главе.....	73
3. ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	75
3.1. Постановка задачи оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений.....	75
3.2. Метод определяющих величин.....	78
3.3. Разработка алгоритма оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений в узлах энергосистемы.....	87
3.4. Разработка алгоритма оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений при наличии SCADA измерений в	

узлах энергосистемы.....	96
3.5. Тестирование предложенных алгоритмов.....	99
3.6. Выводы по третьей главе.....	104
4. УСКОРЕННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ.....	105
4.1. Разработка ускоренного алгоритма расчета установившегося режима по данным синхронизированных векторных измерений.....	105
4.2. Разработка ультраускоренного алгоритма расчета установившегося режима по данным синхронизированных векторных измерений.....	113
4.3. Разработка линейного алгоритма оценивания состояния на основе данных синхронизированных векторных измерений.....	117
4.4. Выводы по четвертой главе.....	125
ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	127
БИБЛИОГРАФИЯ.....	130
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	141
Приложение 1. Идентификация параметров схемы замещения ЛЭП.....	141
Приложение 2. Идентификация параметров схемы замещения силового трансформатора.....	149
Приложение 3. Примеры оптимального размещения PMU для тестовых схем.....	165
Приложение 4. Расчет установившегося режима для тестовой схемы IEEE-14 ускоренным методом.....	185
Приложение 5. Расчет установившегося режима для тестовой схемы IEEE-14 ультраускоренным методом.....	194
ДЕКЛАРАЦИЯ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....	198
CURRICULUM VITAE.....	199

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 из 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.

СПИСОК ТАБЛИЦ

- Таблица 1.1. Погрешности расчета параметров схем замещения ВЛ
- Таблица 1.2. Погрешности расчета параметров схем замещения трансформаторов
- Таблица 1.3. Сравнение данных, получаемых в системе SCADA/EMS и при помощи PMU
- Таблица 2.1. Сравнение результатов определения параметров различными методами для ВЛ 110 кВ
- Таблица 2.2. Сравнение результатов определения параметров различными методами для ВЛ 35 кВ
- Таблица 2.3. Относительные погрешности результатов идентификации ПСЗ для ВЛ 110 кВ в зависимости от значения погрешности измерения.
- Таблица 2.4. Выражения для определения параметров четырехполюсника для Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора
- Таблица 2.5. Результаты определения ПСЗ трансформатора ТД – 16000/110
- Таблица 2.6. Результаты определения ПСЗ трансформатора ТМН-4000/35
- Таблица 2.7. Результаты определения параметров трехобмоточного трансформатора ТДТН – 40000/230/38,5/11
- Таблица 3.1. Сопоставление результатов алгоритмов размещения PMU для тестовых схем IEEE
- Таблица 4.1. Пассивные параметры ветвей в тестовой схеме IEEE-14
- Таблица 4.2. Параметры узлов тестовой схемы IEEE-14
- Таблица 4.3. Результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму A1
- Таблица 4.4. Эквивалентная схема ЛЭП, соединяющая узлы 1 и 2
- Таблица 4.5. Результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму A2
- Таблица 4.6. Результаты оценивания состояния для схемы IEEE-14

СПИСОК РИСУНКОВ

- Рис. 1.1. Графическое представление характера изменения потерь XX в процессе эксплуатации
- Рис. 1.2. Векторное представление гармонического сигнала
- Рис. 1.3. Типовая архитектура платформы СВИ
- Рис. 2.1. Классификация методов идентификации параметров элементов ЭЭС
- Рис. 2.2. П-образная схема замещения линии электропередачи
- Рис. 2.3. Схема замещения линии электропередачи в виде четырехполюсника
- Рис. 2.4. Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора
- Рис. 2.5. П-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора
- Рис. 2.6. Т-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора
- Рис. 2.7. Представление двухобмоточного трансформатора в виде четырехполюсника
- Рис. 2.8. Г-образная схема замещения для двухобмоточного трансформатора с комплексным коэффициентом трансформации
- Рис. 2.9. Эквивалентная схема трехобмоточного трансформатора
- Рис. 2.10. Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора
- Рис. 3.1. Граф электрической сети, узел 8 – балансирующий
- Рис. 3.2. Матрица узловых проводимостей, соответствующая сети представленной на рис. 3.1.
- Рис. 3.3. Матрица узловых проводимостей приведенная к особой форме, в которой $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ нижняя треугольная матрица.
- Рис. 3.4. Матрица узловых проводимостей, трансформированная перемещением собственных проводимостей с главной диагонали
- Рис. 3.5. Матрица узловых проводимостей, приведенная к особой форме, в которой $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ ленточной формы
- Рис. 3.6. Изменение порядка нумерации узлов графа электрической сети:
а) приведение подматрицы $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ к диагональной форме; б)
приведение подматрицы $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ к трехдиагональной форме.
- Рис. 3.7. Преобразование матрицы узловых проводимостей: а приведение подматрицы $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ к диагональной форме $\left[\underline{Y}_{qq,d} \right]$; б - приведение

подматрицы $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ к трехдиагональной форме $\left[\underline{Y}_{qq,tri} \right]$.

- Рис. 3.8. Однолинейная схема электрической сети из 25 узлов по алгоритму A1
- Рис. 3.9. Деревья и изолированные узлы схемы по алгоритму A1
- Рис. 3.10. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами, в которой подматрица $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ приведена к ленточной форме
- Рис. 3.11. Матрица перестановок $[P]$
- Рис. 3.12. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами, в которой подматрица $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ приведена к нижнетреугольной форме
- Рис. 3.13. Однолинейная схема электрической сети из 25 узлов по алгоритму A2
- Рис. 3.14. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами по алгоритму A2
- Рис. 3.15. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму A1
- Рис. 3.16. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1, в которой подматрица приведена к ленточной форме
- Рис. 3.17. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1, в которой подматрица приведена к нижнетреугольной форме
- Рис. 3.18. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму A2
- Рис. 3.19. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A2
- Рис. 4.1. Однолинейная схема электрической сети IEEE-14 с расстановкой PMU по алгоритму A1 в четырех узлах
- Рис. 4.2. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1 с 4 PMU, в которой подматрица $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ приведена к ленточной форме
- Рис. 4.3. Однолинейная схема электрической сети IEEE-14 с расстановкой PMU по алгоритму A1 в пяти узлах
- Рис. 4.4. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по

алгоритму A1 с 5 PMU, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме

- Рис. 4.5. Эквивалентная схема ЛЭП, соединяющая узлы 1 и 2
- Рис. 4.6. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму A2
- Рис. 4.7. Матрица узловых проводимостей, советующая схеме IEEE-14 по алгоритму A2
- Рис. 4.8. П-образная схема замещения ЛЭП между узлами 1 и 2
- Рис. 4.9. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму A3

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

GPS	Global Positioning System – Система глобального позиционирования
HVDC	High-Voltage Direct Current - Высоковольтная линия постоянного тока
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission System -Управляемые системы передачи переменного тока
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers - Институт инженеров электротехники и электроники
PMU	Phasor Measurement Unit – Устройство векторных измерений
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition - Диспетчерское управление и сбор данных
WAMS	Wide Area Measurement Systems - Система мониторинга переходных режимов
ИЭУ	Интеллектуальное Электронное Устройство
КЗ	Короткое Замыкание
ОС	Оценивание Состояния
ПСЗ	Параметры Схемы Замещения
СВИ	Синхронизированные Векторные Измерения
СЛУ	Система Линейных Уравнений
ХХ	Холостой Ход
ЭЭС	Электроэнергетическая Система

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и значение темы исследования.

В последнее время в условиях широкомасштабного внедрения информационных технологий стало возможным значительное увеличение объема измерений по сравнению с традиционными системами. Эффективность управления электроэнергетической системы (ЭЭС) напрямую зависит от точности, достоверности и надежности как получаемой информации о состоянии системы, так и используемых математических моделей, ее описывающих.

Современные ЭЭС характеризуются высокой долей распределенной генерации, низким уровнем модернизации силового оборудования, большой степенью износа и слабым финансированием мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту. Создание схем замещения и эквивалентирование современных систем затрудняется из-за недопустимости натуральных экспериментов и невозможности полноценного физического моделирования. Поэтому для описания современных ЭЭС должно быть использовано математическое моделирование. Достоверность и полноту математического моделирования ЭЭС обеспечивают два важных аспекта:

- адекватность и точность математических моделей всех значимых элементов ЭЭС, в первую очередь линий электропередач и трансформаторов;
- наличие средств и информационного обеспечения для численного моделирования элементов ЭЭС на базе компьютерной техники.

Адекватность и точность математических моделей конкретных элементов ЭЭС зависит от точности задания параметров схем замещения. Многочисленные исследования подтверждают, что параметры схем замещения (ПСЗ) изначально задаются паспортными (каталожными) данными при определенных допущениях, а также изменяются в процессе эксплуатации под воздействием внешних факторов. Поэтому от точности определения ПСЗ для конкретного состояния системы зависит адекватность получаемых результатов расчетов установившихся режимов, и как следствие, эффективность управляющих воздействий и мероприятий по предотвращению развития аварий.

Не смотря на высокое развитие компьютерной техники и усложнение численных методов расчета установившихся режимов, важной задачей для математического

моделирования ЭЭС является обеспечение полной и достоверной информации об объекте исследования в интересующий момент времени.

Для расчета установившегося режима ЭЭС необходимо обладать информацией:

- о структуре (топологии) ЭЭС;
- о параметрах схем замещения;
- о параметрах режима (о значениях переменных в уравнениях, описывающих режим).

Поэтому дальнейшее развитие математического моделирования ЭЭС напрямую зависит от информационного обеспечения, которое позволит однозначно определить, как ПСЗ математической модели, так и описать состояние системы в конкретный момент времени.

Именно система синхронизированных векторных измерений является тем комплексом исходной информации, который необходим для математического моделирования современных ЭЭС.

Благодаря развитию глобальных навигационных систем в электроэнергетике в последние два десятилетия внедряется технология синхронизированных векторных измерений (СВИ), позволяющая выполнять синхронизированные измерения векторов токов и напряжений в узлах ЭЭС, где устанавливаются специальные устройства, выполняющие замер – PMU (Phasor Measurement Unit). Данное устройство может являться как отдельно стоящим измерительным комплексом, так и блоком, интегрированным в состав интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), как например, реле защиты, счетчик электроэнергии, регистратор аварийных событий и пр. Высокая точность синхронизации измерений (менее 1 мкс) и улучшенные метрологические характеристики данных устройств позволяют повысить точность математического моделирования текущих режимов электрических сетей. В свою очередь, повышение точности задания моделей элементов ЭЭС обеспечит возможность решения на качественно новом уровне многих прикладных задач (анализ причин аварийных режимов, мониторинг запасов устойчивости, определение мест повреждения, оптимизация пропускной способности, дополнительные средства мониторинга силового оборудования и пр.).

Выбранная тема исследований приобретает особое значение 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 национальной ЭЭС являются актуальными и важными, так как благодаря внедрению СВИ, системный оператор в Молдове получит точные и достоверные инструменты для управления режимами сети, для мониторинга и диагностики оборудования, для быстрого реагирования при неисправности и повреждениях в сети, принимая во внимание широкомасштабное использование источников возобновляемой энергии.

Таким образом, применение технологии СВИ для информационного обеспечения математических моделей ЭЭС является очень важной и актуальной задачей современных научных исследований в области электроэнергетики. Данное исследование посвящено вопросу идентификации параметров элементов ЭЭС на основании данных СВИ. Так как, в настоящее время применение СВИ не является повсеместной, в силу аспектов экономического и технического характера, возникает проблема по определению критических узлов (с точки зрения наблюдаемости ЭЭС), в которых должны быть установлены РМУ. По этой же причине должны быть рассмотрены вопросы совместного использования данных от СВИ и традиционных систем измерений. Этим вопросам также уделяется особое внимание в рамках данной работы.

Целью настоящего исследования является разработка методов и алгоритмов математического моделирования элементов ЭЭС на основе технологии СВИ.

Задачи исследования. В соответствии с целью работы 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 актуальных параметров линий электропередач и силовых трансформаторов на основе применения технологии СВИ;

4. Разработка алгоритмов оптимального размещения устройств СВИ с учетом обеспечения наблюдаемости ЭЭС и минимизации экономических затрат.

5. Исследовать предлагаемые алгоритмы расстановки СВИ на возможность увеличения скорости выполнения алгоритмов расчетов установившихся режимов.

6. Исследовать возможность упрощения процесса оценивания состояния ЭЭС за счет применения данных СВИ, вместо или наряду с традиционными данными телеметрии.

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 РМУ, а также методы ускоренного расчета установившегося режима и оценивания состояния электрической сети.

Гипотеза исследования. В данном исследовании основная гипотеза заключается в предположении того, что применение технологии СВИ дает возможность:

- однозначно определить параметры схем замещения элементов ЭЭС;
- обеспечить наблюдаемость электрической сети при определенной расстановке РМУ в узлах ЭЭС;
- осуществить оценку состояния и расчет установившегося режима упрощенными методами.

Синтез методологии исследования и обоснование выбранных методов

Методология исследования выбрана исходя из постановки решаемых задач и основывается на математическом моделировании элементов электроэнергетических систем. При проведении исследования использовались различные формы записи уравнений, описывающих режимы работы отдельных элементов ЭЭС, методы оптимизации и метод определяющих узловых напряжений. Для выполнения необходимых расчетов, в том числе для тестовых схем IEEE использовалось программное обеспечение RastrWIN. Адекватность используемых математических моделей подтверждается тем, что результаты проведенных расчетов совпадают с результатами, полученными при использовании специализированных программных комплексов либо опубликованными в работах международных исследователей.

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 РМУ 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 четырехполюсника. Разработанные алгоритмы оптимальной расстановки РМУ 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.

Апробация работы

Основные положения работы докладывались и обсуждались на 7 конференциях, в том числе международных:

- Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, 15-17 noiembrie, 2012, Chișinău;
- The 9th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2013, 15-16 October Iasi, Romania, 17-18 October, Chisinau, Moldova;
- The 10th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2015, 6 October Craiova, Romania, 7-8 October, Chisinau, Moldova;
- The 13th Central and Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2016, focusing on “Safe and Sustainable Energy for the Region”, 15 July, Costinesti, Romania;
- The 12th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2019, 10-11 October, Chisinau, Moldova;
- The 15th Central and Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2020, focusing on “Energy transition in South East Europe: opportunities, challenges, perspectives”, 7-10 September, online;
- The 13th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2021, 7-8 October, Chisinau, Moldova.

По результатам исследований было опубликовано 8 работ, в том числе статьи в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Copernicus.

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 101 наименования и 5 приложений. Содержит 129 страниц, включает 41 рисунок и 17 таблиц.

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. Представлен анализ погрешностей, возникающих при расчетах установившихся режимов и влияющих на точность получаемых результатов. Приведены сводные данные по погрешностям пассивных параметров линий электропередач и силовых трансформаторов, а также указаны причины их возникновения. Показано, что параметры схем замещения элементов ЭЭС могут оцениваться либо уточняться в процессе эксплуатации данных элементов на основе технологии синхронизированных векторных измерений. По технологии СВИ представлены история эволюции данного направления, принцип действия и архитектура измерительного комплекса, основные преимущества по отношению к традиционным измерениям (телеметрия, SCADA), главные направления по использованию синхронизированных измерений. Кроме того, дан краткий анализ по внедрению интеллектуальных электронных устройств с возможностью обеспечения синхронизации измерений в Молдове.

Во второй главе представлена классификация существующих методов идентификации параметров схем замещения для линий электропередач и трансформаторов. Разработаны новые методы по определению параметров элементов ЭЭС при помощи измерений, выполненных синхронно в одном или двух режимах. В основе предложенных методов лежат уравнение балансов токов, уравнение балансов мощностей, уравнение четырехполюсника. Результаты определения параметров по указанным методам сопоставлены с реальными (паспортными) данными воздушных линий и силовых двух- и трехобмоточных трансформаторов.

В третьей главе дано описание метода определяющих величин, показано как данный метод позволяет выполнить оптимальную расстановку устройств СВИ в

электрической сети, обеспечивая при этом полную наблюдаемость и минимизацию приведенных затрат. Приведена классификация используемых в мировой практике методов и алгоритмов оптимальной расстановки устройств PMU. Разработаны алгоритмы оптимального размещения СВИ для случая, когда PMU, установленный в узле ЭЭС способен измерять только вектор напряжения, а также для случая, когда PMU обеспечивает измерение не только вектора напряжения в узле, но и векторов токов во всех отходящих от узла ветвях. Предложенные алгоритмы расстановки СВИ апробированы на тестовых моделях IEEE с количеством узлов от 9 до 57.

В четвертой главе показано, что разработанные в рамках данного исследования алгоритмы оптимального размещения PMU обладают одним важным преимуществом: обеспечивают ускоренный и ультраускоренный способ 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. В данной главе представлен также алгоритм расстановки PMU для выполнения линейного оценивания состояния, когда вектор состояния ЭЭС определяется решением системы линейных уравнений. Указанные алгоритмы для расчета установившегося режима, а также для оценивания состояния проверены на примере тестовой схемы IEEE-14.

В заключительной главе «Выводы и рекомендации» приведены основные результаты работы, даны рекомендации и определены дальнейшие перспективы исследования.

В приложении 1 и 2 представлены примеры идентификации параметров схем замещения воздушной линии и трансформатора по данным синхронизированных векторных измерений. В приложении 3 приведены примеры оптимального размещения PMU для тестовых схем, содержащих от 9 до 57 узлов. В приложении 4 и 5 показаны расчеты установившегося режима для тестовой схемы IEEE-14 ускоренным и ультраускоренным методом соответственно.

Исследование выполнено в рамках проекта № 20.80009.7007.18 SINERGIE «Soluții tehnice ecoinovative de Eficientizare a consumului de energie în clădiri și elaborarea opțiunilor de dezvoltare a rețelelor inteligente cu integrare avansată a energiei regenerabile în R.M.».

1. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

1.1. Роль математического моделирования в задачах расчета режимов и оценивания состояния энергосистемы

В ходе расчета электрических цепей решаются задачи по выбору режимов работы сетей и выбору параметров электротехнических элементов, соединенных согласно структурной схеме энергосистемы. С целью математического описания сложных процессов (выделение тепловой энергии, протекание токов смещения и проводимости, накопление и перераспределение энергии электрического и магнитного полей, наведение ЭДС), протекающих в элементах реальных электротехнических устройств, применяются схемы замещения, в которых каждый элемент реальной электрической цепи заменен совокупностью идеализированных схемных элементов. Идеализированные схемные элементы описывают только основные процессы, происходящие в реальных элементах цепи, а второстепенными процессами для рассматриваемой полосы частот и амплитуд воздействий обычно пренебрегают. Таким образом, создаются математические модели схем замещения под конкретную решаемую задачу. Различают схемы замещения с сосредоточенными параметрами (если ток и напряжение на всех элементах реальной цепи не зависят от пространственных координат), и схемы замещения с распределенными параметрами (если существует зависимость от пространственных координат). Процессы в схеме с сосредоточенными параметрами описывают алгебраическими и дифференциальными уравнениями, а в схемах с распределенными параметрами – уравнениями в частных производных.

Для решения широкого спектра задач в электроэнергетике активно используются приёмы моделирования. Существует два класса задач математического моделирования: прямые и обратные задачи. 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 [1].

Структура математических моделей может быть представлена в виде алгебраических, операторных, интегральных, дифференциальных, интегродифференциальных уравнений, передаточных функций и т. д. Большое разнообразие математических моделей и различие в условиях проведения идентификации привели к созданию множества методов идентификации, которые можно классифицировать по различным признакам [2].

По способу подачи возмущающего воздействия выделяют активные и пассивные методы идентификации. При активной идентификации специально сформированный тестовый сигнал подаётся на вход объекта. Преимуществами данного подхода являются целенаправленный характер идентификации и минимальные требования к априорной информации об объекте. В случае активной идентификации обычно объект исследования выводится из нормальных условий функционирования.

При пассивной идентификации объект находится в нормальном эксплуатационном режиме работы и на его входы поступают естественные сигналы управления. В большинстве случаев пассивная идентификация используется для уточнения параметров модели и отслеживания изменений в объекте. Преимущество этого подхода заключается в отсутствии необходимости подачи дополнительных возмущающих воздействий, достаточно лишь записывать входные и выходные сигналы. Пассивная идентификация обычно сопряжена со значительными временными затратами, так как необходимо ждать естественного возмущения, которое к тому же может содержать значительное количество помех по сравнению с тестовыми сигналами, поэтому необходимо производить сбор и статистическую обработку данных.

По временным затратам методы идентификации делятся на оперативные и ретроспективные. Оперативная идентификация реализуется со скоростью, близкой к скорости протекания процесса и уточнение параметров модели производится на каждом шаге поступления новых данных. При ретроспективной идентификации сначала собирается весь массив данных, после чего происходит определение параметров модели.

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.) представляется таким

образом, что подвергая его внешним воздействиям и анализируя его реакции, получают математическую модель (описание его структуры и параметров). При параметрической идентификации объектов решается задача определения параметров при заранее известной структуре математической модели объекта [3].

Математическое моделирование энергосистем широко применяется для расчёта установившихся и переходных режимов в нормальных и аварийных условиях. Результаты моделирования применяются для решения широкого спектра задач, таких как: проектирование, планирование режимов работы энергосистемы, настройка релейной защиты и автоматики, определение мест повреждения. От степени достоверности модели ЭС зависит адекватность управляющих воздействий, выдаваемых автоматикой. Естественно, чем точнее будут сформированы базы данных параметров элементов сети, тем адекватнее будет модель ЭС.

1.2. Погрешности, возникающие при расчетах режимов электрических систем

С момента сбора необходимой для расчета и оптимизации режимов информации до реализации расчетных решений накапливается погрешность, которая объясняет вероятностный характер режимных параметров. В связи с этим необходимо правильно оценивать исходный вероятностный диапазон изменения входных переменных, чтобы не допустить использования неправдоподобных по точности данных.

Суммарная случайная погрешность результатов анализа режимов может быть определена по формуле [4]:

$$\xi = \xi_{сб} + \xi_{пр} + \xi_{м.м.}, \quad (1.1)$$

где $\xi_{сб}$ - ошибка сбора и передачи информации,

$\xi_{пр}$ - погрешность прогноза;

$\xi_{м.м.}$ - погрешность используемой математической модели.

Факторы, влияющие на отдельные составляющие суммарной ошибки различны. Погрешность сбора и передачи информации обусловлена классом точности измерительных приборов, ошибками отсчета показаний и их разновременностью. Результирующая погрешность сбора и передачи информации представляет собой случайную величину, состоящую из случайной и систематической составляющей. От этого вида ошибок зависят параметры элементов схем замещения, так как их значения, как правило, получают путем косвенных измерений либо расчетным путем.

Результирующая погрешность измерения параметров режима определяется погрешностями измерительных схем по модулю и углу тока и напряжения, а также погрешностью самих измерительных приборов. Погрешности измерительной схемы зависят от падения напряжения в соединительных проводах и от погрешностей измерительных трансформаторов, которые в свою очередь определяются вторичной нагрузкой (величиной и характером потребляемой мощности). Кроме того, совместная угловая погрешность измерительных трансформаторов тока и напряжения приводит к увеличению фазового сдвига между током и напряжением во вторичной цепи. Погрешность измерительных приборов определяется классом точности и отношением измеряемой величины к предельному значению шкалы прибора.

Так же в процессе расчета режима электрических систем следует учитывать - погрешности, связанные с отклонениями в сигналах напряжения и тока: нарушения синусоидальности, отклонения частоты в энергосистеме наличие аperiodических составляющих токов в аварийных режимах, погрешности, связанные с невозможностью точной синхронизации результатов измерения токов и напряжений [2].

Ошибка прогноза вызвана неточностью ретроспективной информации и методов прогноза, а также невозможностью учета всех изменений, которые могут произойти к моменту реализации расчетного режима. Величина ошибки прогноза в значительной степени зависит от «горизонта планирования» или срока прогнозирования. При расчете и оптимизации текущего режима (до суток) и решении задач краткосрочного планирования (до недели) погрешность почти полностью обусловлена случайной составляющей. В рамках долгосрочного планирования (несколько лет) возникает также значительная систематическая погрешность, а также увеличивается случайная составляющая.

Погрешность математического моделирования определяется моделью и методом расчета. В практике она возникает в результате эквивалентирования систем, замены нелинейных явлений линейными моделями, неадекватного отражения реальных процессов в системе или ее элементах, округления числовых данных и прерывания итерационных процессов. Выбор метода расчета осуществляется таким образом, чтобы возникающая при его использовании погрешность была на порядок меньше ошибок исходной информации. Однако, точность математического моделирования должна соответствовать точности исходных данных, так как при недостоверных данных повышение точности метода расчета бессмысленно. Очевидно, что в данном случае

необходимо создание моделей и методов, решающих задачу в реально возникающих условиях, фактически они должны быть адаптированы под конкретные входные данные.

Термин «погрешность» необходимо уточнить. Под абсолютной погрешностью понимают разность между точным (истинным) значением и измеренным:

$$\Delta = X_T - X. \quad (1.2)$$

Отношение Δ к значению переменной называют относительной погрешностью

$$\delta = \frac{\Delta}{X}, \quad (1.3)$$

а отношение Δ к величине диапазона изменений – приведенной погрешностью.

$$\delta_n = \frac{\Delta}{X_{\max} - X_{\min}}, \quad (1.4)$$

Часто относительную и приведенную погрешности удобно выражать в процентах. Обычно под погрешностью понимают также максимальное отклонение ($\pm\delta$) величины от некоторого среднего (истинного) значения.

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, многочисленные исследования (работы В.И. Идельчика, А.С. Новикова, С.И. Паламарчука, Т.Б. Заславской, А.З. Гамма, Н.А. Мельникова, В.З. Манусова, М. Gavrilaş, J.W. Rittenhouse, J. Zaborszky, и др. [4]-[17]), доказано, 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.

Линии электропередач представляют, как правило П-образной схемой замещения. Параметры ЛЭП включают погонные активные и реактивные сопротивления R и X , а также активные и реактивные проводимости G и B . Эти параметры могут рассматриваться как для схемы прямой последовательности, так и для схемы нулевой последовательности, анализируемой при несимметричных режимах.

Активное сопротивление ЛЭП задается с погрешностью в связи с неучетом: поверхностного эффекта в проводнике, метеорологических факторов, токовой нагрузки, технологических условий и ошибок в определении длины ВЛ.

Поверхностный эффект создает систематическую погрешность в (1-3) %, в следствие чего активное сопротивление больше омического.

Изменение активного сопротивления в зависимости от температуры определяется формулой:

$$r = r_{20} [1 + \alpha(t_{np} - 20^\circ)], \quad (1.5)$$

где r и r_{20} - соответственно активные сопротивления ЛЭП при действительной температуре и провода t_{np} и паспортное сопротивление при $t = 20^\circ$, Ом/км;

α - температурный коэффициент сопротивления для медных, алюминиевых и сталеалюминевых проводов, (для меди $\alpha = 0.00403$), 1/град.

Отклонения активного сопротивления составляют (2-2.5)% на каждые 5°C . Кроме того, в районах с агрессивной средой возможно увеличение r из-за коррозии проводов и соединений на 24% [17].

При расчете активного сопротивления ЛЭП нулевой последовательности r_0 следует учесть возможную погрешность от изменения параметров земли и влияние заземляющих торосов. Так как сопротивление земли почти не зависит от проводимости земли, так как с ее изменением меняется плотность тока, можно записать:

$$r_0 = r + 0.15 \text{ Ом/км}. \quad (1.6)$$

Следовательно, погрешность активного сопротивления нулевой последовательности определяется погрешностью активного сопротивления провода.

Если имеется погрешность в определении длины ЛЭП, то среднеквадратичное отклонение ее сопротивления рассчитывается по формуле:

$$\sigma_R = \sqrt{r^2 \cdot \sigma_L^2 + L^2 \cdot \sigma_r^2}, \quad (1.7)$$

где σ_L - среднеквадратичное отклонение длины, км;

σ_r - среднеквадратичное отклонение погонного сопротивления, Ом.

Таким образом, полная погрешность в определении погонных активных сопротивлений может составить (-20 ...+24) % [4].

Индуктивное сопротивление ЛЭП определяется в основном геометрией трехфазной системы. Погрешность возникает за счет изменения частоты и расстояния проводов до земли, влияния заземленных тросов, транспозиции и параллельных цепей, неточностью в определении геометрических параметров ЛЭП.

Погонное индуктивное сопротивление:

$$x = 2\pi f \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{\text{экв}}} + \frac{0.016}{n}, \quad (1.8)$$

где f - частота переменного тока, Гц;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между фазными проводами, м;

$r_{\text{экв}}$ - эквивалентный радиус фазы, м;

n - количество проводов в фазе.

Изменение D_{cp} и $r_{\text{экв}}$ не превосходит 2%, а их влияние на x в связи с логарифмической зависимостью составляет менее $\pm 0.5\%$. Значительное влияние оказывают на погонное индуктивное сопротивление: транспозиция проводов (до 6%), наличие многократно заземленных тросов снижает индуктивное сопротивление до 3%, параллельные ЛЭП увеличивают сопротивление на (1-8) % [5].

Наиболее сильное влияние на индуктивное сопротивление нулевой последовательности оказывает взаимоиндукция параллельных линий. При этом индуктивное сопротивление увеличивается до 10% в зависимости от близости обеих цепей к земле.

Активная проводимость ЛЭП определяется потерями активной мощности на корону ΔP_K и зависит главным образом от рабочего напряжения ЛЭП, конструкции фазы и метеорологических условий. Величина потерь на корону зависит от градиента электрического поля на проводах, значение которого является случайной величиной. В зависимости от метеоусловий (дождь, снег, изморозь) потери на корону могут кратковременно возрастать в 10-13 раз. В целом погрешность в определении ΔP_K могут достигать $\pm(4-40)\%$ для уровней изменения рабочего напряжения $\pm 5\%$ от $U_{ном}$ [4].

Погонная активная проводимость ЛЭП определяется по формуле:

$$g = \frac{\Delta P_K}{U_{ном}^2}, \text{ См/км.} \quad (1.9)$$

При расчете установившихся режимов сетей напряжением до 220 кВ активная проводимость не учитывается, связано это с тем, что при проектировании ЛЭП учитываются рекомендуемые минимальные сечения проводов, исключая появление короны при нормальных погодных условиях. В сетях напряжением 330кВ и выше увеличение радиуса провода приводит к значительному удорожанию ЛЭП, поэтому в таких сетях расщепляют фазу и учитывают в расчетах активную проводимость линии.

Емкостная проводимость ЛЭП зависит от конструкции и геометрии фаз, влияния проводимости земли, заземленных тросов, транспозиции и коронирования проводов:

$$b = \frac{7.58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{эке}}} \cdot 10^{-6}, \text{ См/км.} \quad (1.10)$$

Для воздушных линий напряжением ниже 110 кВ емкостную проводимость можно не учитывать.

В таблице 1.1 приведены величины погрешностей параметров ЛЭП и основные причины их возникновения.

Таблица 1.1. Погрешности расчета параметров схем замещения ВЛ [4]

Причина	Максимальная погрешность, в %			
	R	X	G	B
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

Трансформаторы и автотрансформаторы при расчетах режимов представляются продольными сопротивлениями R_T и X_T , проводимостями на землю G_T и B_T , а также коэффициентами трансформации K_T .

Погрешности в задании продольных сопротивлений объясняются неучетом: 1) колебаний температур обмоток; 2) отклонений параметров трансформаторов, вызванных изменением положения переключающего устройства РПН. Переключение ступеней напряжения на трансформаторах, питающих потребителей, происходит в автоматическом режиме с высокой частотой (20-30 раз в сутки и чаще), поэтому трудно предсказать закономерность движения регулирующего устройства. В этом случае, обоснованно

считать изменение параметров трансформатора и ошибки при неучете этих изменений случайными величинами.

Как известно, активные потери в трансформаторе складываются из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания.

Основную часть потерь холостого хода составляют потери от вихревых токов и гистерезиса, чья зависимость от напряжения и частоты может быть приближенно представлена в виде:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \left(\frac{f_{ном}}{f} \right)^k, \quad (1.11)$$

где P_0 - потери при номинальных частоте и напряжении;

$U_{ном}, f_{ном}$ - номинальные напряжение и частота;

U, f - действительные напряжение и частота;

k - коэффициент, равный 0.75 для холоднокатаной и 0.7 – для горячекатаной стали.

Расчеты показали, что при изменении напряжения на $\pm 20\%$ и частоты на ± 1 Гц изменение потерь P_0 возможно в пределах $\pm 20\%$. Однако, натурные исследования показали, что при повышении напряжения рост потерь возможен вследствие насыщения магнитопровода до большей величины (30-35%) [14].

Интересными являются исследования авторов [8-9]. Была получена количественная оценка величины реальных потерь XX трансформаторов распределительной сети напряжением 10 (6) кВ по результатам электрических измерений на более чем 1000 трансформаторах.

Полученные результаты были обработаны методами теории вероятностей и математической статистики с использованием корреляционного и регрессионного анализов. Установлено, что для определения фактического значения мощности потерь XX трансформаторов в зависимости от срока их эксплуатации допустимо использовать модель, представленную следующей функцией [9]:

$$\Delta P_{x.x.\%}^* = -15.171 + 0.576 \cdot T_{сл} + 0.0175 \cdot T_{сл}^2, \quad (1.12)$$

где $\Delta P_{x.x.\%}^*$ – относительное увеличение потерь XX по отношению к паспортным данным трансформатора, %;

$$\Delta P_{x.x.\%}^* = \frac{\Delta P_{x.x.реал} - \Delta P_{x.x.пасп}}{\Delta P_{x.x.пасп}} \cdot 100\%; \quad (1.13)$$

$T_{сл}$ – срок службы трансформатора, лет.

Кроме того, было обнаружено, что у трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери ХХ возрастают в среднем с интенсивностью 1.75% в год от паспортного значения [9]. В [16] теми же авторами была предложена аппроксимирующая модель, наиболее точно описывающая влияние срока службы $T_{сл}$ на значение $\Delta P_{x.x.\%}^*$, в виде степенного уравнения:

$$\Delta P_{x.x.\%}^* = -25.3201 + T_{сл}^{1.0935}. \quad (1.14)$$

Незначительная нелинейность выбранной математической модели в исследуемом диапазоне $T_{сл}$ и показала возможность замены функции двумя участками при $T_{сл} \leq 20$ лет и $T_{сл} > 20$ лет с линейной зависимостью $\Delta P_{x.x.\%}^* = f(T_{сл})$ без потери точности описания.

Проведен регрессионный и дисперсионный анализ экспериментальных данных по этим участкам, в результате которого установлено:

- для трансформаторов со сроком службы до 20 лет допустимо принимать значения потерь холостого хода равными паспортным значениям;
- для трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери холостого хода возрастают в среднем с интенсивностью 1,75 % в год (от паспортного значения).

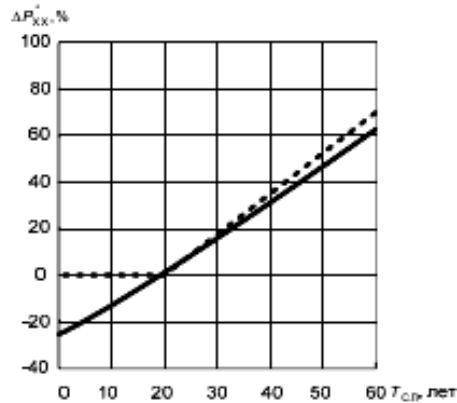


Рис 1.1. Графическое представление характера изменения потерь ХХ в процессе эксплуатации [16]

При этом следует иметь ввиду, что потери холостого хода, равно как и потери короткого замыкания, при номинальных условиях измеряются с точностью до 2%.

Поскольку активное сопротивление холостого хода определяется как

$$R_{x.x.} = \frac{U^2}{P_{x.x.}}, \quad (1.15)$$

величина его вариаций совпадает с величиной вариаций $P_{x.x.}$.

Потери короткого замыкания связаны с температурой обмотки следующим выражением:

$$P_{к.з.} = k \cdot j^2 \cdot G_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t), \quad (1.16)$$

где k - коэффициент равный для меди 2.4, а для алюминия 12.75;

j - плотность тока в обмотке;

G_0 - вес металла обмотки при расчетной температуре $+75^\circ\text{C}$;

α - температурный коэффициент сопротивления;

t - температура обмотки.

Температурный перепад между обмоткой и воздухом с достаточно высокой степенью точности определяется как

$$\theta_{о-в} = \left(\frac{P_{х.х.} + P_{к.з.}}{2,8\Pi_{и} + 2,5\Pi_{к}} \right)^{0,8}, \quad (1.17)$$

где $\Pi_{и}$ - поверхность излучения бака трансформатора;

$\Pi_{к}$ - поверхность конвекции бака.

В таком случае, температура обмотки определяется как

$$t = T + \theta_{о-в}, \quad (1.18)$$

где T - температура наружного воздуха.

Таким образом, потери короткого замыкания связаны с температурой наружного воздуха трансцендентным уравнением, которое может быть решено итерационным методом. Численный анализ показал, что при изменении температуры от -50°C до $+50^\circ\text{C}$ величина потерь короткого замыкания изменяется по отношению к потерям при 0°C на $\pm 12\%$. При большой плотности тока ($5 \text{ A}/\text{мм}^2$ и выше) вариации несколько снижаются, что объясняется большим влиянием нагрева обмотки рабочим током. Поскольку

$$P_{к.з.} = R_{к.з.} \cdot I^2, \quad (1.19)$$

вариации активного сопротивления короткого замыкания равны вариациям активных потерь короткого замыкания при постоянной плотности тока.

Индуктивность (напряжение) короткого замыкания трансформатора определяется по формуле:

$$U_k = \frac{k \cdot f \cdot W \cdot I_{ном}}{U_{ном2}}, \quad (1.20)$$

где k - коэффициент пропорциональности;

W - количество витков обмотки высокого напряжения;

$I_{ном}$ - номинальный ток трансформатора;

$U_{ном2}$ - номинальное вторичное напряжение.

Индуктивность короткого замыкания задается на основании заводских испытаний трансформаторов. В соответствии с ГОСТ 3484-65 U_k определяется в опыте трехфазного короткого замыкания как

$$U_k = \frac{U_a + U_b + U_c}{I_a + I_b + I_c} \cdot \frac{I_{ном}}{U_{ном}}. \quad (1.21)$$

В [14] показано, что при допустимом значении несимметрии напряжения в пределах 2%, можно принять

$$U_a = U_b = U_c \text{ и } I_a = I_b = I_c. \quad (1.22)$$

Таким образом, с некоторым запасом можно считать, что погрешность заводского измерения U_k равна классу точности использованных для измерения приборов. На величину вариаций U_k влияет регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой. Поскольку величина данного параметра пропорциональна числу витков первичной обмотки трансформатора, ее вариации при регулировании равны относительной величине регулирования.

В соответствие с ГОСТ Р 52719-2007 предельные отклонения в определении основных паспортных данных измеряемых параметров трансформаторов от нормированных не должны превышать значений:

- для напряжения короткого замыкания $U_k \pm 10\%$;
- для потерь мощности при коротком замыкании $\Delta P_k (10 - 20)\%$;
- для потерь холостого хода $\Delta P_0 + 15\%$;
- для тока холостого хода $I_0 + 30\%$.

Следовательно, при определении параметров трансформатора по следующим формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (1.23)$$

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (1.24)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_{ном}^2}, \quad (1.25)$$

$$B_T = \frac{I_0 \cdot S_{ном}}{100 \cdot U_{ном}^2}, \quad (1.26)$$

погрешности пассивных параметров не могут быть меньше, чем $\pm 10\%$, $+10\%$, $+15\%$ и $+30\%$ соответственно [17].

Активное сопротивление трансформаторов существенно зависит также от температуры нагрева ($+12\%$) и от работы РПН ($\pm 16\%$). Диапазон регулирования РПН влияет и на реактивное сопротивление, но в меньшей степени, изменения составляют 0,7-0,8 от диапазона регулирования. Таким образом, при диапазоне регулирования РПН $\pm 16\%$ погрешность в определении U_k составит $\pm 11\%$. Реактивная проводимость трансформатора определяется в основном нелинейной зависимостью потерь реактивной мощности в стали и погрешность определения B_T может превышать 45% .

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

В таблице 1.2 приведены причины и величины погрешностей определения параметров схем замещения трансформаторов.

Таблица 1.2. Погрешности расчета параметров схем замещения трансформаторов

Причина	Максимальная погрешность, в %			
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>G</i>	<i>B</i>
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, %	$-16..+20$	$-15..+15$	$-12..+24$	$-15..+45$

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. Следует отметить, что в работах [7-9] показано изменение параметров трансформатора, в первую очередь, потерь холостого хода под воздействием длительного срока эксплуатации (до 30...50%), деформации обмоток при коротких замыканиях, возможного нарушения заземления нейтрали трансформатора. В свою очередь потери холостого хода трансформаторов являются основным показателем

технологических потерь электроэнергии, поэтому правильное задание данного параметра имеет значительный экономический эффект при определении норматива.

Кроме указанных выше факторов, влияющих на возникновения изменений параметров схем замещения, возможны непрогнозируемые ошибки другого плана: полная или частичная утрата исходной информации, неверный перенос информации с одного носителя на другой, опечатки, неверное задание конфигурации схем замещения.

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. При этом проведение физических экспериментов на действующих элементах ЭЭС с целью уточнения их параметров не всегда возможно, так как это связано с большими экономическими затратами и сложностями режима. Поэтому становятся особенно актуальными методы уточнения параметров ВЛ и трансформаторов в процессе их функционирования.

В настоящее время, с развитием технологий WAMS (Wide Area Measurement System), происходит переход от традиционной концепции построения энергетических систем к активно-адаптивной концепции. Одним из преимуществ применения активно-адаптивных моделей является возможность управляемого изменения параметров линий электропередач и трансформаторов в режиме реального времени. Данная концепция основана на применении новейших информационных технологий синхронизированных векторных измерений и подразумевает наличие современных измерительных датчиков и трансформаторов. Тем не менее, следует учитывать, что погрешность измерений может привести к ошибкам в задании параметров схем замещения и как следствие к погрешностям расчетов режимов электрических систем.

Из всего выше сказанного следует, что параметры схем замещения основных элементов электрической системы требуют уточнения в процессе эксплуатации. В этой связи начали внедряться методы идентификации параметров элементов сети в режиме реального времени. Высокая степень автоматизации технологического процесса, совершенствование измерительной системы и появление синхронизированных векторных измерений (СВИ) обеспечивает техническую возможность проводить идентификацию

автоматически, не вмешиваясь в технологический процесс работы оборудования, а также автоматически формировать базы данных оборудования без участия оператора. Помимо экспериментального определения фактических параметров трансформаторов и ЛЭП, важно также точно определить степень влияния погрешностей измерения каждого входного параметра на значение результата (коэффициент трансформации и сопротивления для трансформатора, сопротивления и проводимости для ЛЭП).

1.3. Современные тенденции информационного обеспечения измерений для развития математических моделей объектов энергосистем

С начала XXI века мировая энергетика интенсивно развивается по пути создания интеллектуальных сетей. Термин «Smart grid» или «умные сети» впервые был введен в 2003 году (автор Michael T. Burr, статья "Reliability demands will drive automation investments."). Односторонний поток электроэнергии от зон генерации к зонам потребления трансформируется в двухсторонний поток электроэнергии и информации, приспособленный для анализа, управления и использования электроэнергии в режиме реального времени. Одной из основных технологий «умных сетей» является применение синхронизированных векторных измерений (СВИ).

Развитие СВИ тесно связано с созданием и применением глобальной спутниковой системой позиционирования (Global Positioned Satellite — GPS), состоящей из 32 спутников, размещенных на 6 орбитах, на высоте примерно 16 000 км от поверхности Земли. Расположение орбитальной плоскости спутников выполнено таким образом, чтобы в любой момент времени и для любой точки земной поверхности навигация велась бы не менее чем с 4 спутников. Эта система обеспечивает наиболее эффективный способ синхронизации измерений параметров энергосистем на больших расстояниях.

Внедрение технологии СВИ проходило поэтапно [18]:

- 1893 г. – К.П. Штейнмец предлагает математические методы анализа сетей переменного тока при помощи векторов;
- 1970 г. – Пол Димо публикует работу «Узловой анализ электроэнергетических систем», предложив метода мониторинга и управления системой, основанного на векторном отслеживании напряжения и токов в узлах;
- 1988 г. – запущена первая экспериментальная синхронизированная система GPS с 24 спутниками;

- 1992 г. – проведены первые испытания по замерам синхронизированных векторов с валидацией используемой модели;
- 2004 г. – выпущена первая официальная рекомендация по использованию устройств, синхронизированных во времени измерений.

Пионерами синхронизированных векторных измерений были исследователи из Университета Вирджинии, которые в 1988 разработали первое устройство синхронизированных измерений (Phasor Measurement Unit, далее PMU). Впервые коммерческим производством PMU в сотрудничестве с Политехническим университетом Вирджинии занялась компания Macrodyne в 1991 году. Первоначально рассматриваемая как относительно дорогая технология, платформа СВИ начала набирать обороты после того как крупнейшие американские производители Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) и General Electric (GE) включили функции PMU в состав терминалов цифровой релейной защиты.

На данный момент технология СВИ распространена в следующих устройствах, повсеместно используемых в электроэнергетике:

- непосредственно устройства PMU с аналоговыми входами, подключаемыми к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов ТТ и ТН;
- датчики аналоговых сигналов, часто интегрированные в системы SCADA;
- анализаторы качества электроэнергии и электронные счетчики;
- регистраторы аварийных процессов и событий;
- современные устройства релейной защиты и автоматики;
- контроллеры для мониторинга состояния и процессов (генератора, двигателя, линии, трансформатора, HVDC, FACTS).

Параллельно с разработкой устройств СВИ как средств измерений, продолжается процесс принятия и редактирования международных стандартов в данной области. Стандарт IEEE 1344-1995 (R2001), изданный в 1995 г. и пересмотренный в 2001 г., является первым стандартом IEEE для синхровекторов энергосистем, устанавливающий формат файлов данных, формируемых и передаваемых посредством устройств СВИ. Данный стандарт определяет процесс измерения синхрофазора с точки зрения дискретизации формы сигнала, синхронизации и определения базового вектора, но не описывает коммуникационные особенности передачи измерений. Стандарт IEEE C37.118-2005 - это редакция стандарта IEEE 1344-1995 (R2001). Были пересмотрено понятие синхронизированного вектора, определены конкретные требования к синхронизации и точности измерений, а также указан формат сообщения синхровектора

(кадр данных, кадр конфигурации, кадр заголовка и кадр команды). Кроме того, стандарт IEEE C37.118-2005 ввел общую векторную ошибку (total vector error - TVE), критерий для количественной оценки СВИ. Это сместило акцент с методов измерения на результаты измерений, позволило использовать любой метод или алгоритм, дающий хорошие результаты. Стандарт IEEE C37.118-2011 — текущий стандарт IEEE для синхрофазоров энергосистем. Чтобы получить более широкое международное признание, IEEE и IEC в 2009 году инициировали совместный проект по гармонизации стандарта IEEE C37.118 со стандартом IEC 61850. В результате стандарт IEEE C37.118-2011 разделен на две части. Первая часть, IEEE Std.118.1-2011 посвящена измерениям синхронизированных векторов и описывает соответствующие требования к производительности PMU. Вторая часть стандарта IEEE C37.118.2-2011 касается обмена данными и основан на части стандарта IEEE C37.118-2005, определяющий передачу данных и часть стандарта IEC 61850-90-5. Стандарт IEEE C37.118.2-2011 позволяет использовать больше коммуникационных протоколов и систем для передачи СВИ, что значительно способствует развитию и развертыванию синхрофазорных систем, а также их интеграции в цифровые подстанции.

Кроме того, отдельный стандарт IEEE C37.238-2011 определяет протокол точного времени для приложений энергосистемы, стандарт IEEE C37.111-2013 стандартизирует общий формат для обмена данными (COMTRADE) в энергосистемах, поддерживающий хранение данных СВИ, а стандарты IEEE C37.242-2013 и C37.244-2013 дают конкретные указания операторам для использования PMU (например, синхронизация, калибровка, тестирование и установка) и PDC (Phasor Data Concentrator) соответственно.

На основе указанных выше стандартов даны следующие определения:

- *синхронизированный вектор* – действующее значение и фазовый угол основной гармоники фазного тока или напряжения, измеряемые в однозначно определенные моменты времени;
- *устройство синхронизированных векторных измерений (PMU)* – техническое средство, функцией которого является выполнение с нормированной точностью измерений синхронизированных векторов и других электрических параметров в однозначно определенные с помощью глобальных навигационных спутниковых систем моменты времени и передача результатов измерений в концентраторы синхронизированных векторных данных;
- *концентратор синхронизированных векторных данных (PDC)* – техническое средство, основными функциями которого являются прием, обработка и передача данных синхронизированных векторных измерений, также данный аппаратно-

программный комплекс может осуществлять регистрацию и хранение всех принятых пакетов данных.

Таким образом, у технологии СВИ есть 2 ключевые особенности. 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. На рис. 1.1 показан фрагмент измеряемого косинусоидального сигнала, математически задаваемого формулой [20]

$$x(t) = \sqrt{2}X_m \cdot \cos(2\pi ft + \varphi), \quad (1.27)$$

где X_m - действующее значение сигнала,

f - частота,

φ - фазный угол.

Метка времени, сопоставленная с каждым измерением, задает начало координат $t=0$, что позволяет вычислить не зависящее от переменного времени векторное представление сигнала [20]:

$$X = X_m \cdot e^{j\varphi}, \quad (1.28)$$

где фазный угол φ привязан к шкале точного времени.

Если параметры сигнала изменяются во времени, то и компоненты вектора будут зависеть от времени [20]:

$$X(t) = X_m(t) \cdot e^{j\varphi(t)}, \quad (1.29)$$

Другими словами, углы измеряются относительно идеальной опорной косинусоиды, жестко привязанной к сигналу точного времени. Благодаря тому, что во всех точках энергосистемы измерения производятся одновременно, все углы измеряются относительно общей опорной косинусоиды и становится возможным непосредственно

измерять параметры режима. Появляется возможность не только рассчитывать взаимные углы между узлами в установившемся режиме, но и в переходных режимах наблюдать за качаниями роторов в режиме реального времени.

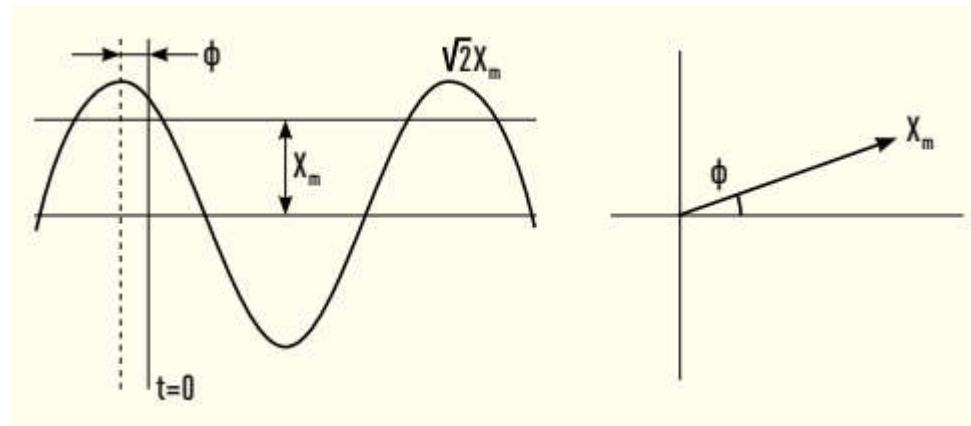


Рис. 1.2. Векторное представление гармонического сигнала [20]

Сравнительный анализ измерений, полученных в системе SCADA и при помощи СВИ технологий, представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Сравнение данных, получаемых в системе SCADA/EMS и при помощи PMU

Характеристика	SCADA/EMS	PMU
Разрешающая способность	1 замер каждые 2-10 с	10-250 замеров/с
Наблюдаемость	статический режим	динамический/переходной режим
Измерения	Напряжения и токи (действующие значения амплитуды), частота, аналоговые величины (скаляры), дискретные сигналы	Напряжения и токи (действующие значения амплитуды и угол вектора), частота и скорость изменения частоты, аналоговые величины, дискретные сигналы
Синхронизация данных	Точность 2-4 с	Точность 1 мкс
Метка времени измерений	На RTU объекта и центральном сервере	От источника
Измерение угла	нет	да

Устройства PMU устанавливаются на уровне подстанции и могут подключаться напрямую к ТТ и ТН на подстанции. Каждое устройство PMU может быть оборудовано антенной и системой GPS для выполнения синхронизации. Кроме того, сигнал синхронизации может приниматься по протоколу IRIG-B от внешнего источника синхронизации на базе GPS. Также в PMU возможно применение обоих способов синхронизации для обеспечения резервирования. Устройство СВИ обеспечивают:

- измерение мгновенных значений токов и напряжений с последующим вычислением значений фазных напряжений, фазных токов, частоты (для каждой фазы), углов нагрузки (для каждой фазы), скорости изменения частоты;
- измерение тока возбуждения и напряжения обмотки возбуждения (для генераторов);
- вычисление активной, реактивной и полной мощности (для каждой фазы и суммарной), линейных напряжений, векторов напряжения и тока прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- измерения производятся через регулярные промежутки времени, частота измерений может выбираться при настройке устройства;
- в качестве источника сигналов точного времени выступают приемники спутниковых систем навигации GPS или ГЛОНАСС;
- передача данных по интерфейсу Ethernet двум и более получателям;
- регистрация и передача дискретных сигналов;
- самодиагностика функционирования.

Согласно стандартному архитектурному решению 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.

PDC производит агрегацию данных векторных измерений по метке времени UTC, принятых от нескольких PMU, и осуществляет передачу клиентским устройствам (вышестоящему PDC в центре мониторинга) пакетов, объединяющих данные от нескольких PMU. PDC также обеспечивает регистрацию и хранение в архивах всех принятых пакетов с данными от устройств СВИ для предотвращения потери данных в результате сбоя линии связи. В аварийных режимах PDC дополнительно обеспечивает запись архивов аварийных событий. Задержка от момента приема пакета до передачи его на вышестоящий уровень, связанная с обработкой данных в концентраторе, не превышает 1 сек.

В качестве коммуникационного оборудования в рассматриваемой архитектуре используются промышленные коммутаторы, поддерживающие стандарт Fast Ethernet, осуществляющие передачу информации по физическим каналам «витая пара» и волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС), с возможностью резервирования каналов связи. Синхронизация времени реализуется подсистемой обеспечения единого времени для всех активных устройств и подсистем. В процессе синхронизации должны выполняться:

- периодическая рассылка сигналов точного времени;
- подстройка локального времени терминалов к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

Режим эксплуатации PMU без внешней синхронизации не допускается. На рис. 1.3 показана типовая архитектура платформы СВИ.

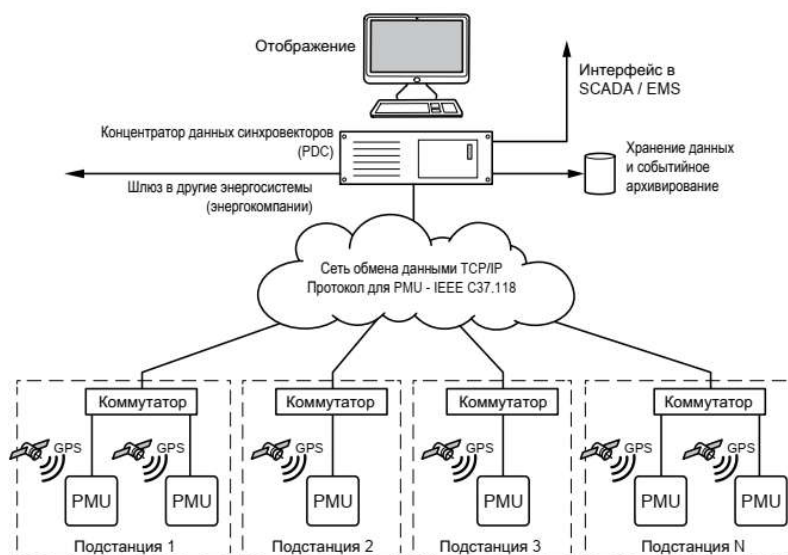


Рис. 1.3. Типовая архитектура платформы СВИ [21]

На основе полученных в PDC данных, платформа СВИ получает возможность предоставлять состояние сети системному оператору, а также обеспечить мониторинг энергосистемы на основе измерений в реальном времени и результатов работы онлайн приложений. Кроме того, имеющиеся в PDC данные позволяют выполнять последующий анализ аномальных режимов энергосистемы. Имеется возможность передачи измерений от PMU и результатов работы приложений в системы типа SCADA/EMS для целей улучшения контроля за энергосистемой. В этом случае оператор имеет всю необходимую информацию о том, насколько вероятно нарушение работы энергосистемы, что позволяет подготовить мероприятия по оперативному реагированию.

В случае масштабного внедрения РМУ в конкретной энергосистеме представляется возможным использование векторных измерений на всех уровнях иерархии управления. Так на уровне управления энергообъектом данные СВИ позволяют:

- обеспечить дополнительные средства мониторинга силового оборудования, в первую очередь, трансформаторов;
- осуществить межобъектную оценку достоверности данных;
- реализовать комплексы противоаварийной автоматики на базе РМУ;
- управлять группами уставок РЗА;
- выполнить двусторонние ОМП (определение места повреждения).

На региональном уровне управления сетями возможно выполнить:

- идентификацию параметров схем замещения;
- динамический расчет средней температуры проводов ВЛ;
- управление активным силовым оборудованием.

На территориальном (либо верхнем) уровне управления энергосистемой возможно использование следующих приложений:

- оценивание состояния на базе векторных измерений;
- визуализация параметров режима и контроль нарушения пределов;
- планирование и ускоренный расчет режимов;
- динамическое обновление расчетной схемы в общей информационной модели
- динамический расчет и структурирование технических потерь мощности и электроэнергии;
- оперативное обеспечение надежности электроснабжения;
- планирование операций на рынке с учетом прогнозируемых пределов реальной пропускной способности сетей.

Следует отметить, что наличие каналов связи между отдельными энергообъектами создаёт предпосылки для локализации части задач управления на нижних уровнях иерархии. Кроме того, указанные выше приложения могут быть реализованы как в режиме реального времени (on-line инструменты), так и в формате отложенных и пост аварийных задач (off-line инструменты). Перспективным является направление по оцениванию состояния электрических сетей с распределенной генерацией по данным измерений, полученным от счетчиков и анализаторов качества электроэнергии.

Эффект от внедрения технологии СВИ выражается в [23]:

- 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.

Для того, чтобы разобраться, какие приложения по использованию данных СВИ наиболее значимы и уместны для энергетического сектора Республики Молдова, далее представлена краткая характеристика по внедрению интеллектуальных электронных устройств в Молдове.

Первое знакомство с многофункциональными интеллектуальными устройствами релейной защиты в Молдове произошло в 2004, когда на подстанции Кишиневская-330 кВ системного оператора ГП Moldelectrica впервые был введен в эксплуатацию микропроцессорный терминал защиты SEL-421 (производства SEL, США). С этого момента строительство новых, модернизация и реконструкция существующих энергообъектов сопровождается вводом в эксплуатацию современных устройств цифровой защиты и автоматики. В сетях транспорта и распределения электроэнергии установлены терминалы РЗА мировых производителей релейной техники: SEL, GE, Alstom, ABB, Schneider Electric, Siemens, Релематика, Релсис. Абсолютное большинство вводимых устройств РЗА поддерживают протоколы СВИ и имеют возможность синхронизации либо по протоколу IRIG-B, либо по протоколу SNTP. Однако, аналоговые входы таких терминалов подключены к вторичным обмоткам трансформаторов тока класса точности Р (релейные обмотки ТТ), а не 0,5 или 0,2, как этого требуют стандарты в области СВИ.

В 2001 году в рамках программы Energy II с целью обозначения границ молдавской электроэнергетической системы на подстанциях ГП Moldelectrica было установлено 87 цифровых счетчиков, синхронизированных по GPS, позже более 560 микропроцессорных счетчиков было установлено в узлах разграничения балансовой принадлежности между

сетями транспорта и распределения электроэнергии. Временная синхронизация данных со счетчиков позволяет получать суточные графики нагрузки с возможностью динамического анализа и архивирования данных. Также в рамках программы Energy II была организована система SCADA. Для интеграции объектов в систему телемеханики и передачи данных в SCADA-систему используются 119 блоков телемеханики «Гранит-Микро» и 32 блока RTU 560 (ABB). Данные с датчиков мощности и анализаторов качества ЭЭ передаются по протоколу Modbus на контроллер RTU. Точность синхронизации данных и периодичность передачи сигналов соответствуют требованиям к системам SCADA. В диспетчерских центрах данные и информация о текущем состоянии сетей доступны в режиме онлайн. Системы EMS/SCADA также предоставляют операторам диспетчерских центров соответствующую информацию о потоках/перетоках мощности в сети как во время нормальной работы сети, так и в аварийных ситуациях.

Для записи аварийных процессов и событий, а также контроля состояния устройств РЗА и положения коммутационных аппаратов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах на крупных подстанциях молдавской энергосистемы устанавливаются автономные регистраторы аварийных процессов ПАРМА (производства ПАРМА, Россия) и АУРА (производства СВЕЙ, Россия). Регистраторы обеспечивают цифровое осциллографирование предаварийных, аварийных и послеаварийных процессов и их передачу в формате COMTRADE удаленным пользователям. Многофункциональные терминалы РЗА также ведут запись осциллограмм и журнала аварийных событий. На основе отображения записанных данных в виде графиков, диаграмм, таблиц могут быть получены массивы мгновенных значений синхронизированных измерений.

В рамках реконструкции цепей РЗА и измерения на узловых подстанциях ГП Moldelectrica при финансовой поддержке USAID и USEA в ближайшее время (2023-2025 года) будут установлены PMU, синхронизированные с GPS по часам точного времени, осуществляющие замер напряжения и частоты на шинах, а также токов всех 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.

Энергетический сектор Республики Молдова сталкивается с определенными вызовами, преодолеть которые возможно при планомерном и эффективном внедрении технологий векторных измерений. Электрические сети Республики Молдова включают 6228,6 км линии классов напряжения 400 кВ, 330 кВ и 110 кВ, общая протяженность

линий всех классов напряжений превышает 63 тыс. км. При этом 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) [24]. 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 обеспечивая создания активно-адаптивных моделей энергосистемы. В целях повышения степени безопасности электроснабжения Республики Молдова путем диверсификации источников электроэнергии в настоящее время реализуются два крупных проекта: Проект по синхронному подключению энергосистем Республики Молдова и Украины с энергосистемой ENTSO, а также проект по объединению электроэнергетической системы Республики Молдова с энергосистемой Румынии посредством строительства ЛЭП 400 кВ Вулканешть-Кишинев. С 24 февраля 2022 года энергосистемы Украины и Республики Молдова отключены от единой системы ОЭС/ЕЭС. В связи с этим 16 марта 2022 года операторы электроэнергетики Континентальной Европы провели экстренную синхронизацию Европейской Континентальной Энергетической Системы ENTSO-E с электроэнергетическими системами Украины и Республики Молдова. Одной из наиболее важных рекомендаций к системным операторам Украины и Молдовы со стороны ENTSO-E является внедрение системы мониторинга на основе технологии СВИ.

Согласно стратегии развития в области энергетики в период 2023-2050 гг. в целях диверсификации источников электроэнергии в Молдавской энергосистеме будет стимулироваться развитие возобновляемых источников энергии. Учитывая уязвимость таких источников к погодным условиям, измерительный комплекс на основании СВИ позволит оптимизировать пропускную способность энергосистемы и поддерживать ее надежную работу за счет улучшенной наблюдаемости, более точной оценки рисков возможных нарушений устойчивости, более эффективного управления аварийными ситуациями.

1.4. Выводы по первой главе

1. Математическое моделирование широко используется в электроэнергетике для решения целого ряда практических задач. Построение математических моделей на основании результатов наблюдений за поведением объекта моделирования называется

идентификацией параметров модели. Результаты идентификации применяются на этапах проектирования, планирования или анализа режимов работы энергосистемы, настройки релейной защиты и автоматики, определения мест повреждения.

2. Погрешность математического моделирования определяется моделью и методом расчета. Модели и методы, решающие задачу идентификации в реально возникающих условиях, должны быть адаптированы под конкретные входные данные.

3. Параметры моделей схем замещения принято определять по паспортным и справочным данным, которые считаются неизменными на протяжении всего срока эксплуатации. Однако, из анализа многочисленных исследований (работы В.И. Идельчика, А.С. Новикова, С.И. Паламарчука, Т.Б. Заславской, А.З. Гамма), следует, что параметры схем замещения зависят от многих факторов и могут изменяться под их влиянием в существенных пределах в процессе эксплуатации.

4. Изменение параметров высоковольтных линий и трансформаторов в процессе эксплуатации отражается на точности результатов расчетов токов короткого замыкания, определения мест повреждений, расчета режимов и решении других технологических задач. Благодаря высокой степени автоматизации технологического процесса, совершенствованию измерительной системы и появлению синхронизированных векторных измерений (СВИ) существует возможность проводить идентификацию параметров автоматически, не вмешиваясь в технологический процесс работы оборудования, а также автоматически формировать базы данных оборудования без участия оператора.

5. Данные СВИ имеют ряд преимуществ перед данными SCADA, главными из которых является синхронизация во времени с высокой точностью всех измерений, полученных в разных узлах энергосистемы, большая дискретизация сигналов, обеспечение данных в формате модуля и угла вектора измерения.

6. Применение данных СВИ позволяет решить ряд задач на разных ступенях управления энергосистемой. Для молдавской энергосистемы, где доля физического износа сетей составляет более 60%, инструменты идентификации параметров схем замещения на основе данных СВИ позволят превентивно выявлять дефекты и неисправности воздушных линий и трансформаторов, а также создавать активно-адаптивные модели энергосистемы. Увеличение доли возобновляемых источников энергии в энергосекторе, а также синхронизация энергосистем Украины и Молдовы с ENTSO-E накладывают ряд обязательств по обеспечению наблюдаемости сетей и оперативному управлению. Данные

задачи системный оператор передачи электроэнергии ГП “Moldelectrica” планирует решать при помощи синхрофазоров.

2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. Классификация современных методов идентификации параметров элементов энергосистем

В мировой практике параметры схем замещения (ПСЗ) для анализа симметричных режимов рассчитываются по удельным параметрам элементов. Удельные параметры в свою очередь определяют расчетным путем на основе законов электротехники и строительных параметров, таких как размеры опор, определяющие расстояние между проводами и до земли, типами самих проводов. Длина ЛЭП определяется по топографическим картам, а взаимное расположение проводов берется из технической документации. Также используются сведения о месте прокладки линии: влажность и структура почв, климатические условия района, наличие смежных линий, транспонирование и пр. Таким образом, все расчеты схем замещения производятся только один раз - при вводе линии в эксплуатации, а затем значения ПСЗ корректируются только в случае изменения конфигурации (топологии) схемы.

Схемы замещения трансформаторов также рассчитываются при установке трансформаторов на штатное место по паспортным данным. После этого полагается, что трансформатор эксплуатируется в соответствии с техническими требованиями и требованиями ПУЭ.

Учитывая приведенные в главе 1 результаты исследования погрешностей задания ПСЗ для ЛЭП и трансформаторов, можно утверждать, что задача достоверной идентификации параметров схем замещения в процессе эксплуатации объектов исследования, является актуальной. Приоритетным направлением решения данной задачи является применение данных синхронизированных векторных измерений.

Используемые на протяжении многих лет методы идентификации параметров схем замещения опираются на информацию, полученную в результате оценивания состояния. Само по себе оценивание состояния базировалось на недостоверной информации о пассивных параметрах элементов сети, по этой причине процедура идентификации ПСЗ должна предшествовать оцениванию состояния, так как предполагает использование первичной информации СВИ, что в свою очередь приведет к повышению качества результатов оценивания состояния.

На основе анализа исследований в области определения параметров ЛЭП и трансформаторов [25], [30]-[42] можно предложить критерии классификации существующих на данный момент методов идентификации параметров схем замещения.

По количеству комплектов измерений методы идентификации параметров разделяются на:

- методы, основанные на замерах в одном режиме;
- методы, основанные на замерах в двух режимах.

По характеру исходных данных идентификация может быть реализована:

- на основе массива мгновенных значений формы $U_1(t_j), I_1(t_j), U_2(t_j), I_2(t_j)$, полученного от регистраторов аварийных событий, установленных по концам исследуемого объекта;

- на основе комплектов измерений вида ($\underline{U}_1, \underline{U}_2$ и $\underline{I}_1, \underline{I}_2$), получаемых от устройств синхронизированных векторных измерений, установленных по концам исследуемого объекта.

Критерием дальнейшей классификации методов идентификации параметров является математическая модель представления исследуемого элемента. Так для линий используются следующие модели представления:

- в форме двухполюсника,
- в форме четырехполюсника,
- с П-образной схемой замещения,
- с Т-образной схемой замещения.

Для трансформаторов используются модели представления:

- в форме четырехполюсника,
- с П-образной схемой замещения,
- с Г-образной схемой замещения,
- с Т-образной схемой замещения.

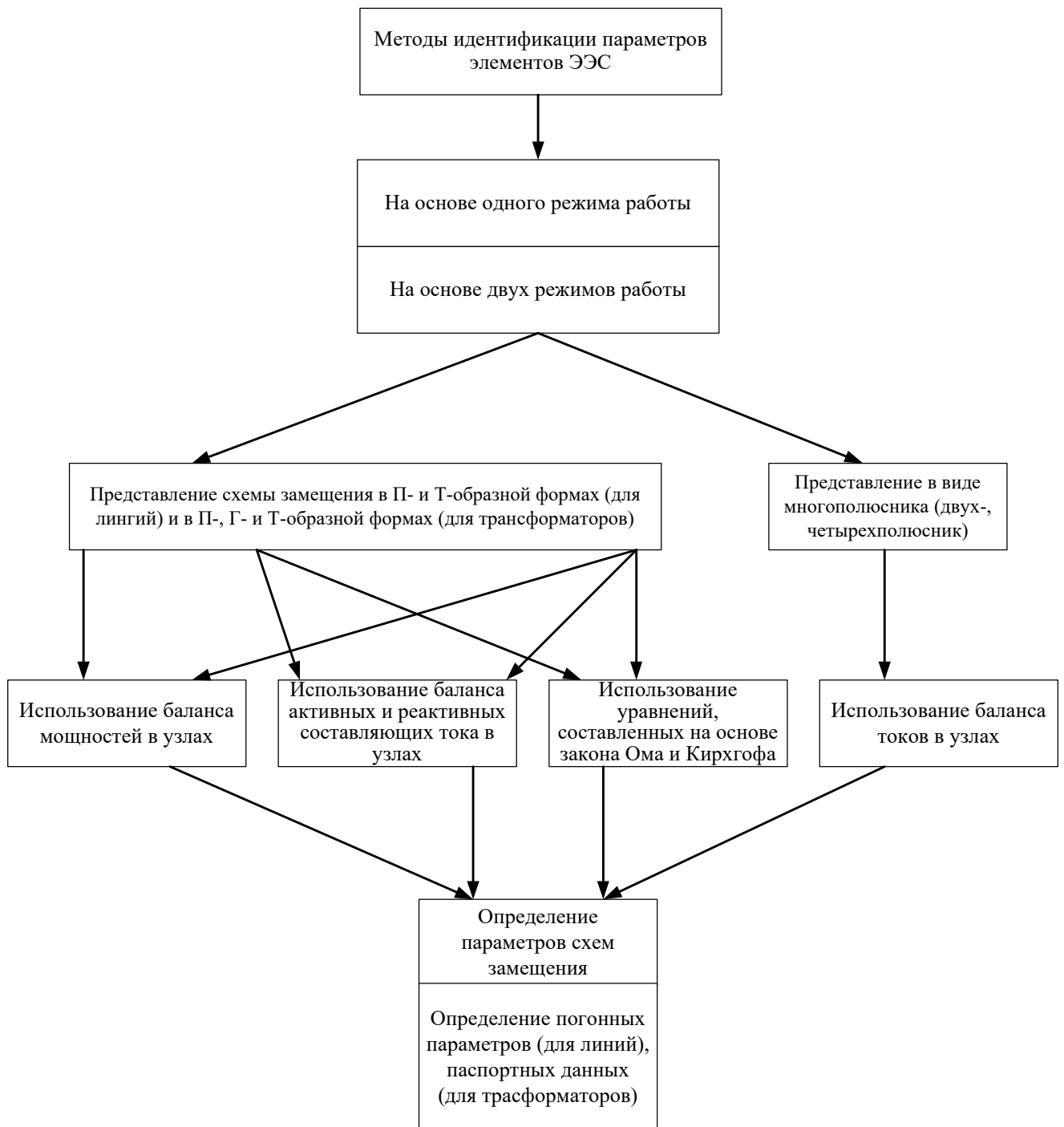


Рис. 2.1. Классификация методов идентификации параметров элементов ЭЭС

Также следует отметить, что классифицировать методы идентификации параметров можно по способам математического описания режимов работы с использованием:

- уравнения составленного на основе первого закона Кирхгофа;

- уравнения, составленного на основе закона Ома;
- различных форм записи уравнений узловых потенциалов (баланс мощностей в узлах баланс активных и реактивных составляющих токов в узлах).

Рисунок 2.1 демонстрирует данную классификацию методов идентификации пассивных параметров элементов электроэнергосистемы.

2.2. Определение пассивных параметров линий электропередач

Идентификация параметров по данным замеров, выполненных в одном режиме

Задача расчета режима рассматривается как задача определения при заданных ПСЗ параметров узлов и ветвей. Параметры схем замещения при таких расчетах могут быть заданы по-разному:

- совокупностью сопротивлений и проводимостей всех ветвей схемы;
- совокупностью обобщенных параметров, отражающих свойства рассматриваемой схемы замещения в целом. К числу обобщенных параметров относятся собственные и взаимные проводимости ветвей схемы замещения, а также взаимная связь этих ветвей, определяемая принципиальной схемой, рассматриваемой электроэнергосистемы.

Схемы замещения ЛЭП могут выполняться как с распределенными, так и с сосредоточенными параметрами. ЛЭП напряжением 110 кВ и выше длиной до 400 км при расчетах установившихся режимов представляются П-образной схемой замещения с сосредоточенными параметрами (рис. 2.2). Распределенность параметров ЛЭП учитывается математической моделью в виде пассивного четырехполюсника (рис. 2.3).

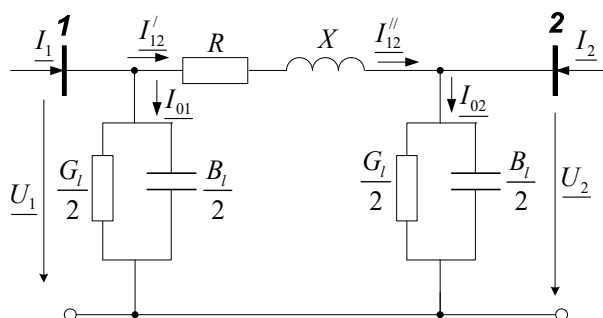


Рис. 2.2. П-образная схема замещения линии электропередачи

Для данной схемы замещения определяются продольные (2.1) и поперечные (2.2) проводимости по следующим выражениям:

$$G_{12} = \frac{R}{R^2 + X^2}, B_{12} = \frac{X}{R^2 + X^2}, \quad (2.1)$$

$$G_{22} = G_{12} - \frac{G_l}{2}, B_{22} = B_{12} - \frac{B_l}{2} \quad (2.2)$$

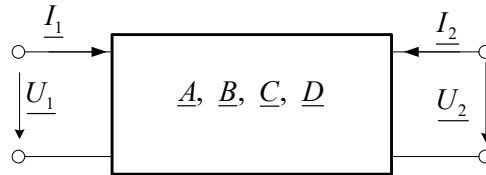


Рис. 2.3. Схема замещения линии электропередачи в виде четырехполюсника

Далее будут продемонстрированы алгоритмы идентификации параметров ЛЭП на основе данных схем замещения.

Зная напряжения \underline{U}_1 и \underline{U}_2 и используя уравнения, составленные на основе первого закона Кирхгофа и закона Ома, можно получить выражения для определения узловых токов:

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{U}_1} = \underline{Y}_{11} \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{12} \cdot \underline{U}_2, \quad (2.3)$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_2 = \frac{\underline{S}_2^*}{\underline{U}_2} = -\underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 + \underline{Y}_{22} \cdot \underline{U}_2. \quad (2.4)$$

Если представить напряжения \underline{U}_1 и \underline{U}_2 в полярных координатах, а проводимости $\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21}$ и $\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22}$ в декартовой системе координат, и при этом в выражениях (2.3) и (2.4) выделить отдельно активную и реактивную составляющую токов по концам линии, то формируется система уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} I_{1a} = -G_{21}U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_2 \sin \delta_2 + G_{22}U_1; \\ I_{1r} = -B_{21}U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_2 \sin \delta_2 + B_{22}U_1; \\ I_{2a} = G_{21}U_1 \cos \delta_2 - B_{21}U_1 \sin \delta_2 - G_{22}U_2; \\ I_{2r} = B_{21}U_1 \cos \delta_2 + G_{21}U_1 \sin \delta_2 - B_{22}U_2. \end{cases} \quad (2.5)$$

Система уравнений (2.5), записанная в матричной форме, позволит определить неизвестные значения продольных и поперечных проводимостей по методу баланса узловых токов по данным замера, выполненного в одном режиме.

Если правую и левую части выражений (2.3) и (2.4) умножить на комплексные вектора напряжений \underline{U}_1 и \underline{U}_2 , а затем представить напряжения \underline{U}_1 и \underline{U}_2 в полярных координатах, а проводимости $\underline{Y}_{12} = \underline{Y}_{21}$ и $\underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{22}$ в декартовой системе координат, то при разделении на выражения для действительной и мнимой части будет получена система уравнений, описывающих баланс мощностей по данным замера, выполненного в одном режиме:

$$\begin{cases} P_1 = -G_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 + G_{22}U_1^2; \\ Q_1 = -B_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 + B_{22}U_1^2; \\ P_2 = G_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 - B_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 - G_{22}U_2^2; \\ Q_2 = B_{21}U_1U_2 \cos \delta_2 + G_{21}U_1U_2 \sin \delta_2 - B_{22}U_2^2. \end{cases} \quad (2.6)$$

В результате решения систем уравнений, записанных на основе баланса токов в узлах, либо на основе баланса мощностей, определяются значения продольных и поперечных проводимостей. Зная поперечные проводимости G_{22} и G_{21} , а также B_{22} и B_{21} можно определить:

$$\frac{G_l}{2} = G_{22} - G_{21}; \quad (2.7)$$

$$\frac{B_l}{2} = B_{21} - B_{22}. \quad (2.8)$$

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

$$R = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2}; \quad (2.9)$$

$$X = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2}. \quad (2.10)$$

Четырехполюсник (рис. 2.3) характеризуется двумя входными ($\underline{U}_1, \underline{I}_1$) и двумя выходными величинами ($\underline{U}_2, \underline{I}_2$). Уравнения четырехполюсников для любой из шести известных форм записи записываются при помощи коэффициентов \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} и \underline{D} . Это комплексные коэффициенты, которые могут быть определены расчётным или опытным путём

и зависят от схемы четырёхполюсника и значений его сопротивлений. Следовательно, для идентификации параметров ЛЭП, в первую очередь необходимо определить коэффициенты \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} и \underline{D} . Параметры на входе четырёхполюсника определяются через параметры на выходе следующим образом:

$$\underline{U}_1 = \underline{A} \cdot \underline{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \underline{B} \cdot \underline{I}_2; \quad (2.11)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{D} \cdot \underline{I}_2 + \frac{\underline{C}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2. \quad (2.12)$$

Для симметричного четырехполюсника справедливо выражение:

$$\underline{A} = \underline{D}. \quad (2.13)$$

Таким образом, необходимо определить только 3 неизвестных коэффициента, для этой цели составляется система из трех уравнений:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = \underline{A} \cdot \underline{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \underline{B} \cdot \underline{I}_2; \\ \underline{I}_1 = \underline{D} \cdot \underline{I}_2 + \frac{\underline{C}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2; \\ \underline{U}_2 = \underline{D} \cdot \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{B} \cdot \underline{I}_1. \end{cases} \quad (2.14)$$

Из системы уравнений (2.14) определяются значения коэффициентов:

$$\underline{A} = \frac{\underline{U}_1^2 \cdot \underline{I}_2 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_1}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2}; \quad (2.15)$$

$$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1^2 \cdot \underline{U}_2 - \underline{U}_2^3}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 \cdot \sqrt{3} + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2 \cdot \sqrt{3}}; \quad (2.16)$$

$$\underline{C} = \frac{\underline{U}_2 \cdot \underline{I}_1^2 \cdot \sqrt{3} - \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^2 \cdot \sqrt{3}}{\underline{U}_2^2 \cdot \underline{I}_1 + \underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2}. \quad (2.17)$$

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

$$\underline{Z} = R + jX = \underline{B}; \quad (2.18)$$

$$\underline{Y} = G - jB = 2 \cdot \frac{\underline{A} - 1}{\underline{B}}. \quad (2.19)$$

Идентификация параметров по данным замеров, выполненных в двух режимах

Использование данных одного замера для определения ПСЗ сопряжено с высокой вероятностью ошибок, вызванных погрешностями системы измерения либо передачи данных. Для того, чтобы избежать либо минимизировать влияние такого рода ошибок, разработаны методы идентификации ПСЗ для линий электропередачи на основании замеров, выполненных в двух независимых режимах.

Система уравнений по методу баланса составляющих тока в узлах, записанная для двух режимов, приобретает вид:

$$\begin{cases} I_{2a}^{(1)} = G_{21}U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} - B_{21}U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} - G_{22}U_2^{(1)}; \\ I_{2a}^{(2)} = G_{21}U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} - B_{21}U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - G_{22}U_2^{(2)}; \\ I_{2r}^{(1)} = B_{21}U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} + G_{21}U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} + B_{22}U_2^{(1)}; \\ I_{2r}^{(2)} = B_{21}U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} + G_{21}U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - B_{22}U_2^{(2)}. \end{cases} \quad (2.20)$$

А система уравнений по методу баланса мощностей, измеренных в двух независимых друг от друга режимах, записывается в форме:

$$\begin{cases} P_2^{(1)} = G_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} - B_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} - G_{22}(U_2^{(1)})^2; \\ P_2^{(2)} = G_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} - B_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - G_{22}(U_2^{(2)})^2; \\ Q_2^{(1)} = B_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} + G_{21}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} + B_{22}(U_2^{(1)})^2; \\ Q_2^{(2)} = B_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} + G_{21}U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} - B_{22}(U_2^{(2)})^2. \end{cases} \quad (2.21)$$

Для схемы замещения ЛЭП в виде четырехполюсника в случае применения информации замеров, выполненных в двух режимах, справедливы следующие выражения:

$$\begin{cases} \underline{U}_1^{(1)} = \underline{A} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \sqrt{3} \cdot \underline{B} \cdot \underline{I}_2^{(1)}; \\ \underline{I}_1^{(1)} = \underline{D} \cdot \underline{I}_2^{(1)} + \frac{\underline{C}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2^{(1)}; \\ \underline{U}_1^{(2)} = \underline{A} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \sqrt{3} \cdot \underline{B} \cdot \underline{I}_2^{(2)}; \\ \underline{I}_1^{(2)} = \underline{D} \cdot \underline{I}_2^{(2)} + \frac{\underline{C}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2^{(2)}. \end{cases} \quad (2.22)$$

Решением системы уравнений (2.22) будут коэффициенты:

$$\underline{A} = \frac{\underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_1^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}}{\underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}}; \quad (2.23)$$

$$\underline{B} = \frac{U_1^{(1)} - A \cdot U_2^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot I_2^{(1)}} = \frac{U_1^{(2)} - A \cdot U_2^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot I_2^{(2)}}; \quad (2.24)$$

$$\underline{C} = \frac{\sqrt{3} \cdot (I_1^{(1)} \cdot I_2^{(1)} - I_1^{(2)} \cdot I_2^{(2)})}{U_2^{(1)} \cdot I_2^{(2)} - U_2^{(2)} \cdot I_2^{(1)}}. \quad (2.25)$$

Ниже 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 $D_{mg}=5$ м. При помощи программы RastrWIN были выполнены расчеты режима для ЛЭП при разном коэффициенте загрузки линии (k_3).

Таблица 2.1. 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

Также рассмотрен случай ВЛ на напряжение 35 кВ, выполненной проводом марки АС-150/24, при расположении на бетонных опорах, среднегеометрическое расстояние между проводами разных фаз составляет $D_{mg} = 3$ м, длина линии $l = 20$ км, (таблица 2.2).

**Таблица 2.2. Сравнение результатов определения параметров различными методами
для ВЛ 35 кВ**

Применяемый метод	k_3	Определяемые параметры		
		R, Ω	X, Ω	B, μS
Действительные значения	-	3,88	7,76	58
Баланс мощностей (1 режим)	1	3,88	7,76	58
Баланс мощностей (2 режима)	1/0,9	3,88	7,76	58
Баланс токов (1 режим)	1	3,88	7,76	58
Баланс токов (2 режима)	1/0,9	3,88	7,76	58
Четырехполюсник (1 режим)	1	3,88	7,76	58
Четырехполюсник (2 режима)	1/0,9	3,88	7,76	58

Для оценки неизменности определяемых параметров в отобранных для проведения идентификации режимах и для оценки возможной погрешности идентификации в [7] и [9] предлагается применять критерий, основанный на следствии теоремы Теллегена. Теорема Теллегена гласит, что для одной и той же схемы, состоящей из k ветвей, справедливо соотношение [7]:

$$\sum_{i=1}^k U_i^{(1)} \cdot I_i^{(2)} = \sum_{i=1}^k U_i^{(2)} \cdot I_i^{(1)}, \quad (2.26)$$

где индексы (1) и (2) обозначают два различных режима. При этом обязательным условием для каждого режима является соблюдение законов Кирхгофа.

В частном случае, если токи и напряжения принадлежат одному режиму, запись теоремы Теллегена будет соответствовать балансу мощностей в цепи. Если же токи соответствуют одному режиму, а напряжения – другому, то их произведения следует называть псевдомощностями [9], а разность псевдомощностей на входе и выходе будет равна нулю.

На этом основании, предлагается ввести понятия критерия неизменности ПСЗ в отобранных для определения параметров паре режимов. Величина, характеризующая неизменность параметров схем замещения, определяется по формуле:

$$\alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right|, \quad (2.27)$$

где

$$V_1 = \underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} - \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)}, \quad (2.28)$$

$$V_2 = \underline{U}_1^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}. \quad (2.29)$$

Также при сравнении результатов определения ПСЗ с реальными данными, необходимо принимать во внимание погрешность измерительной системы, подробно описанную в главе 1. В таблице 2.3 представлены результаты влияния погрешности измерения в пределах $\pm (0,04-0,2)\%$ на результаты определения ПСЗ для ЛЭП различными способами.

Таблица 2.3. Относительные погрешности результатов идентификации ПСЗ для ВЛ 110 кВ в зависимости от значения погрешности измерения.

Метод		$\Delta \varepsilon \%$							
		+0,04	+0,1	+0,16	+0,2	-0,04	-0,1	-0,16	-0,2
Баланс мощностей (1 режим)	R	2,98	7,44	11,89	14,87	2,98	7,44	11,91	14,89
	X	1,01	2,52	4,04	5,06	1,01	2,52	4,03	5,03
	G	0,07	0,18	0,29	0,36	0,07	0,18	0,29	0,36
	B	0,01	0,04	0,06	0,07	0,01	0,04	0,06	0,07
Баланс мощностей (2 режима)	R	3,11	7,79	12,48	15,61	3,11	7,76	12,4	15,48
	X	1,05	2,64	4,23	5,29	1,05	2,63	4,2	5,25
	G	0,82	2,06	3,29	4,11	0,83	2,07	3,31	4,14
	B	1,36	3,39	5,42	6,77	1,37	3,41	5,46	6,83
Баланс токов (1 режим)	R	3,2	7,99	12,76	15,94	3,2	8,02	12,85	16,07
	X	1,05	2,63	4,21	5,27	1,05	2,61	4,18	5,22
	G	0,84	2,11	3,36	4,19	0,84	2,12	3,41	4,28
	B	1,33	3,34	5,34	6,68	1,33	3,34	5,34	6,68
Баланс токов (2 режима)	R	3,15	7,88	12,62	15,78	3,15	7,87	12,58	15,71
	X	1,01	2,54	4,06	5,08	1,01	2,53	4,05	5,06
	G	0,86	2,15	3,45	4,31	0,87	2,16	3,46	4,33
	B	1,40	3,49	5,59	6,98	1,40	3,51	5,61	7,02
Четырехполюсник (1 режим)	R	3,24	8,08	12,90	16,11	3,24	8,13	13,03	16,31
	X	1,01	2,52	4,04	5,06	1,01	2,52	4,02	5,03
	G	0,88	2,21	3,52	4,40	0,88	2,22	3,57	4,46
	B	1,38	3,44	5,51	6,89	1,38	3,43	5,49	6,87
Четырехполюсник (2 режима)	R	2,98	7,44	11,89	14,87	2,98	7,44	11,91	14,89
	X	1,01	2,52	4,04	5,06	1,01	2,52	4,03	5,03
	G	0,07	0,18	0,29	0,36	0,07	0,18	0,29	0,36
	B	0,01	0,04	0,06	0,07	0,01	0,04	0,06	0,07

Дальнейшее исследование зависимости погрешности решения задачи определения ПСЗ от критерия неизменности параметров схем замещения, а также от погрешности измерения для различных элементов электрической сети, для различных классов напряжения, позволит предсказывать погрешность результатов идентификации и отсеивать неподходящие для использования измерения.

2.3. Идентификация параметров двухобмоточных трансформаторов

Задача идентификации параметров силовых трансформаторов, по отношению к аналогичной задаче для ЛЭП, является более многообразной за счет существования различных типов трансформаторов (двухобмоточные и трехобмоточные, однофазные и трехфазные, автотрансформаторы и трансформаторы с расщепленной обмоткой) и наличия средств регулирования напряжения (без регулирования, с ПБВ, с РПН). Отличительными особенностями этой задачи являются следующие:

- точки измерения параметров электрического режима в первичных и во вторичных цепях расположены компактно, следовательно, измерения могут выполняться одним многоканальным устройством СВИ;
- средства регулирования напряжения осуществляют изменение коэффициента трансформации;
- при действии устройств РПН в автоматическом режиме переключения анцапф могут происходить в любой момент времени, что накладывает дополнительные ограничения на время получения исходных данных для решения задачи [12].

Учитывая эти обстоятельства, методы идентификации ПСЗ для трансформаторов должны быть основаны одномоментном измерении (один режим) либо следить по критерию неизменности ПСЗ за корректностью использования замеров в двух режимах.

Для двухобмоточных трансформаторов возможно применение Г-, П- и Т-образных схем замещения (рис. 2.4, 2.5, 2.6 соответственно).

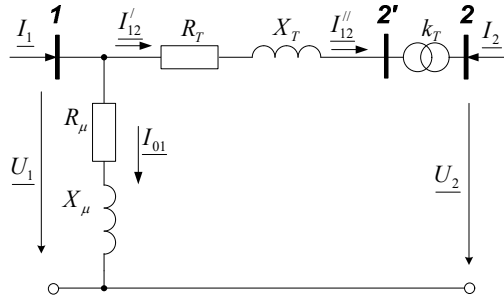


Рис. 2.4. Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

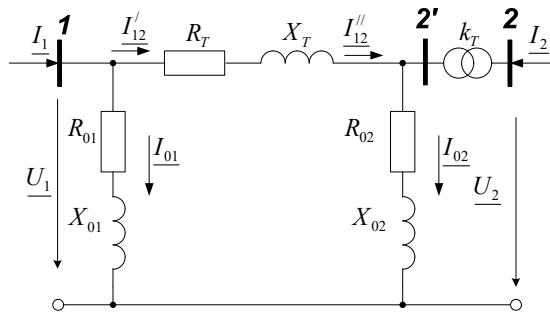


Рис. 2.5. П-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

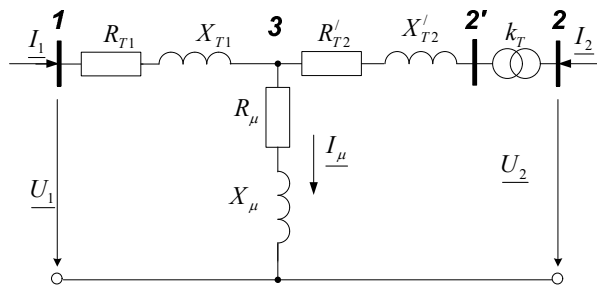


Рис. 2.6. Т-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Кроме того, двухобмоточный трансформатор может быть представлен как несимметричный четырехполюсник (рис. 2.7.), вне зависимости от того, какая исходная схема замещения применяется. Входные и выходные параметры четырехполюсника связаны между собой при помощи коэффициентов A , B , C и D . Вычислив значения данных коэффициентов, можно определить продольные и поперечные параметры любой из представленных выше схем замещения, а также коэффициент трансформации.

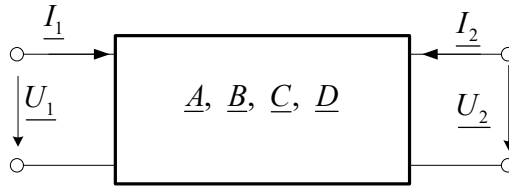


Рис. 2.7. Представление двухобмоточного трансформатора в виде четырехполюсника

Если Г-образная схема замещения трансформатора будет представлена в виде четырехполюсника, это позволит записать следующие выражения:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 \cdot \underline{k}_t + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \underline{I}_2; \\ \underline{I}_1 &= \frac{\underline{U}_2 \cdot \underline{k}_t}{\underline{Z}_\mu} + \frac{\underline{I}_2}{\underline{k}_t} \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right). \end{aligned} \quad (2.30)$$

Из выражений (2.30) путем преобразований будут получены формулы расчета коэффициентов для Г-образной схемы замещения:

$$\underline{A} = \underline{k}_t; \quad \underline{B} = \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t}; \quad \underline{C} = \frac{\underline{k}_t}{\underline{Z}_\mu} = \underline{Y}_\mu \cdot \underline{k}_t; \quad \underline{D} = \frac{1}{\underline{k}_t} \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right). \quad (2.31)$$

Тогда основной определитель четырехполюсника определяется по выражению:

$$\underline{A} \cdot \underline{D} - \underline{B} \cdot \underline{C} = \underline{k}_t \cdot \frac{1}{\underline{k}_t} \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) - \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \frac{\underline{k}_t}{\underline{Z}_\mu} = \frac{\underline{k}_t}{\underline{k}_t}. \quad (2.32)$$

Для действительного (без мнимой части) значения коэффициента трансформации выражение (2.32) приобретает вид

$$\underline{A} \cdot \underline{D} - \underline{B} \cdot \underline{C} = 1, \quad (2.33)$$

как для пассивного четырехполюсника.

Далее определяются коэффициенты четырехполюсника исходя из предположения, что известны лишь входные параметры, тогда выходные параметры можно определить по выражению:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \frac{\underline{k}_t}{\underline{k}_t} \cdot \begin{bmatrix} \underline{D} & -\underline{B} \\ -\underline{C} & \underline{A} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}' & \underline{B}' \\ \underline{C}' & \underline{D}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix}. \quad (2.34)$$

Из выражений (2.34) путем преобразований будут получены формулы расчета коэффициентов для Г-образной схемы замещения:

$$\begin{aligned} \underline{A}' &= \frac{1}{\underline{k}_t} \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} = \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) \cdot \frac{1}{\underline{k}_t}; & \underline{B}' &= -\frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t}; \\ \underline{C}' &= -\frac{k_t}{\underline{Z}_\mu} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t}; & \underline{D}' &= \underline{k}_t \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} = \underline{k}_t. \end{aligned} \quad (2.35)$$

$$\underline{A}' \cdot \underline{D}' - \underline{B}' \cdot \underline{C}' = \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) - \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{Z}_\mu} = \frac{k_t^*}{\underline{k}_t}$$

Если в выражениях (2.31) и (2.35) заменить $\underline{a} = 1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu}$, будут получены следующие выражения:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cdot \underline{k}_t + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \underline{I}_2 = \underline{k}_t \cdot \underline{U}_2 + \underline{B} \cdot \underline{I}_2; \quad (2.36)$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_2 \cdot k_t}{\underline{Z}_\mu} + \frac{\underline{I}_2}{\underline{k}_t} \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) = \underline{C} \cdot \underline{U}_2 + \underline{a} \cdot \frac{1}{\underline{k}_t} \cdot \underline{I}_2; \quad (2.37)$$

$$\underline{U}_2 = \left(1 + \frac{\underline{Z}_t}{\underline{Z}_\mu} \right) \cdot \underline{U}_1 \cdot \frac{1}{\underline{k}_t} - \frac{\underline{Z}_t}{\underline{k}_t} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} \cdot \underline{I}_1 = \underline{a} \underline{U}_1 \cdot \frac{1}{\underline{k}_t} - \underline{B} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} \cdot \underline{I}_1; \quad (2.38)$$

$$\underline{I}_2 = -\frac{\underline{U}_1 \cdot k_t}{\underline{Z}_\mu} \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} + \underline{I}_1 \cdot \underline{k}_t = -\underline{C} \cdot \underline{U}_1 \cdot \frac{k_t^*}{\underline{k}_t} + \underline{I}_1 \cdot \underline{k}_t. \quad (2.39)$$

Из выражения (2.36) определяется коэффициент \underline{B} :

$$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{k}_t \cdot \underline{U}_2}{\underline{I}_2}. \quad (2.40)$$

Из выражения (2.39) определяется коэффициент \underline{C} :

$$\underline{C} = \frac{\left(\left| \underline{k}_t \right|^2 \cdot \underline{I}_1 - \underline{k}_t \cdot \underline{I}_2 \right)}{\underline{U}_1 \cdot \underline{k}_t}. \quad (2.41)$$

Также можно определить \underline{Z}_μ по формуле:

$$\underline{Z}_\mu = \frac{\underline{Z}_t}{a-1}. \quad (2.42)$$

В таблице 2.4 представлены выражения для определения коэффициентов \underline{a} , \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , и \underline{D} для различных форм представления схем замещения двухобмоточных трансформаторов.

Таблица 2.4. Выражения для определения параметров четырехполюсника для Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора

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

Если выражение (2.30) записать для двух независимых режимов работы трансформатора, будет получена система уравнений вида:

$$\begin{cases} \underline{U}_1^{(1)} = \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{A} + \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(1)} \underline{B} \\ \underline{J}_1^{(1)} = \frac{\underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{C} + \underline{J}_2^{(1)} \underline{D} \\ \underline{U}_1^{(2)} = \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{A} + \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(2)} \underline{B} \\ \underline{J}_1^{(2)} = \frac{\underline{U}_2^{(2)}}{\sqrt{3}} \cdot \underline{C} + \underline{J}_2^{(2)} \underline{D} \end{cases} \quad (2.43)$$

Таким образом, получена система из четырех уравнений с четырьмя неизвестными, решение которой позволит получить коэффициенты пассивного четырехполюсника:

$$\begin{aligned} \underline{k}_t &= \underline{A}; \\ \underline{Z}_t &= \underline{B} \cdot \underline{A}^* = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^*; \\ \underline{Y}_\mu &= \frac{\underline{C}}{\underline{k}_t} = \frac{\underline{C}}{\underline{A}}. \end{aligned} \quad (2.44)$$

Далее будут выведены выражения по определению ПСЗ двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y (действительное значение коэффициента трансформации) по методу баланса токов и баланса мощностей.

Используя первый закон Кирхгофа, для Г-образной схемы замещения (рис. 2.4) можно записать:

$$\underline{J}_1 - \underline{I}_{12} - \underline{I}_{01} = 0. \quad (2.45)$$

Тогда из (2.45) ток на зажимах ВН будет равен:

$$\underline{J}_1 = \underline{I}_{12} + \underline{I}_{01}, \quad (2.46)$$

где

$$\underline{I}_{12} = \frac{(\underline{U}_1 - \underline{U}_2 \cdot \underline{k}_t)}{\sqrt{3}} \cdot \underline{Y}_t = \underline{J}'_2 = \frac{\underline{J}_2}{\underline{k}_t^*}, \quad (2.47)$$

$$\underline{I}_{01} = \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_\mu}. \quad (2.48)$$

Далее подставляя (2.48) и (2.47) в (2.46), определяются выражения для токов в узлах 1 и 2:

$$\sqrt{3} \underline{J}_1 = \underline{U}_1 \underline{Y}_t - \underline{k}_t \underline{U}_2 \cdot \underline{Y}_t + \underline{U}_1 \underline{Y}_\mu, \quad (2.49)$$

$$\sqrt{3}J_2 = -\underline{k}_t \underline{Y}_t \underline{U}_1 + \underline{U}_2 \cdot \underline{k}_t^2 \cdot \underline{Y}_t. \quad (2.50)$$

Для Г-образной схемы замещения выражение (2.49) приобретает вид:

$$J_{a1} + jJ_{r1} = U_1(G_t + jB_t) + U_1(G_\mu + jB_\mu) - \underline{k}_t U_2 \cdot (\cos \delta_2 - j \sin \delta_2) \cdot (G_t + jB_t). \quad (2.51)$$

При разделении выражения (2.51) на действительную и мнимую части, формируется система уравнений:

$$\begin{cases} J_{a1} = U_1(G_t + G_\mu) - k_t U_2 G_t \cdot \cos \delta_2 - k_t U_2 B_t \sin \delta_2 \\ J_{r1} = U_1(B_t + B_\mu) + k_t U_2 G_t \cdot \sin \delta_2 - k_t U_2 B_t \cos \delta_2 \end{cases}. \quad (2.52)$$

Если представить U_1 и U_2 в полярной системе координат, а проводимости в декартовой системе координат, а также записать выражения (2.52) для двух режимов работы, то будет получена система уравнений по методу баланса токов:

$$\begin{cases} J_{a1}^{(1)} = U_1^{(1)} G_{t\mu} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} B_t \sin \delta_2^{(1)}; \\ J_{r1}^{(1)} = U_1^{(1)} B_{t\mu} + k_t^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_2^{(1)} B_t \cos \delta_2^{(1)}; \\ J_{a1}^{(2)} = U_1^{(2)} G_{t\mu} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} B_t \sin \delta_2^{(2)}; \\ J_{r1}^{(2)} = U_1^{(2)} B_{t\mu} + k_t^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_2^{(2)} B_t \cos \delta_2^{(2)}. \end{cases} \quad (2.53)$$

Определяя из (2.53) значения для $G_{t\mu}$, $B_{t\mu}$, G_t и B_t , появляется возможность идентифицировать пассивные параметры трансформатора по формулам:

$$\begin{aligned} G_\mu &= G_{t\mu} - G_t; \\ B_\mu &= B_{t\mu} - B_t; \\ R_t &= \frac{G_t}{G_t^2 + B_t}; \\ X_t &= \frac{B_t}{G_t^2 + B_t}. \end{aligned} \quad (2.54)$$

Аналогичным образом может быть получена система уравнений для двух режимов работы по методу баланса мощностей:

$$\begin{cases} P^{(1)} = U_1^{2(1)} G_{t\mu} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} B_t \sin \delta_2^{(1)} \\ Q^{(1)} = U_1^{2(1)} B_{t\mu} + k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(1)} - k_t^{(1)} U_1^{(1)} U_2^{(1)} B_t \cos \delta_2^{(1)} \\ P^{(2)} = U_1^{2(2)} G_{t\mu} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \cos \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} B_t \sin \delta_2^{(2)} \\ Q^{(2)} = U_1^{2(2)} B_{t\mu} + k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} G_t \cdot \sin \delta_2^{(2)} - k_t^{(2)} U_1^{(2)} U_2^{(2)} B_t \cos \delta_2^{(2)} \end{cases} \quad (2.55)$$

В энергосистемах часто используются трансформаторы со схемами соединения обмоток Y/Δ и Δ/Y. Для таких схем соединения обмоток, группа соединения обмоток, характеризующая взаимную ориентацию напряжений первичной и вторичной обмоток, становится равной 11, что обуславливает угол сдвига между векторами первичной и вторичной обмоток до 30°. В таком случае, в выражении для определения коэффициента трансформации кроме действительной части появляется также и мнимая. Формулы для идентификации параметров трансформатора в таком случае будут выведены на основе схемы замещения, представленной на рис. 2.8.

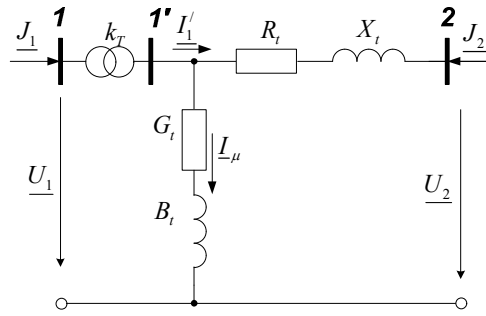


Рис. 2.8. Г-образная схема замещения для двухобмоточного трансформатора с комплексным коэффициентом трансформации

Баланс мощностей приобретает формы системы из четырех уравнений:

$$\begin{cases} P_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)(k_t'^2 + k_t''^2) G_{t\mu} - a \cdot k_t' \cdot G_t - a \cdot k_t'' \cdot B_t + b \cdot k_t'' \cdot G_t - b \cdot k_t' \cdot B_t; \\ Q_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)(k_t'^2 + k_t''^2) B_{t\mu} + a \cdot k_t'' \cdot G_t - a \cdot k_t' \cdot B_t + b \cdot k_t' \cdot G_t + b \cdot k_t'' \cdot B_t; \\ P_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2) G_t + a \cdot k_t' \cdot G_t - a \cdot k_t'' \cdot B_t - b \cdot k_t'' \cdot G_t - b \cdot k_t' \cdot B_t; \\ Q_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2) B_t + a \cdot k_t'' \cdot G_t + a \cdot k_t' \cdot B_t + b \cdot k_t' \cdot G_t - b \cdot k_t'' \cdot B_t. \end{cases} \quad (2.56)$$

В выражениях (2.56) будет произведена замена:

$$\begin{cases} a = U_1' \cdot U_2' - U_1'' \cdot U_2''; \\ b = U_1' \cdot U_2'' + U_1'' \cdot U_2'. \end{cases} \quad (2.57)$$

В системе уравнений (2.56) 4 уравнения и 8 неизвестных, поэтому необходимо составить данную систему на основании замеров, выполненных в двух режимах работы:

$$\begin{cases}
 P_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)(k_t'^2 + k_t''^2)G_{t\mu} - a \cdot k_t' \cdot G_t - a \cdot k_t'' \cdot B_t + b \cdot k_t'' \cdot G_t - b \cdot k_t' \cdot B_t; \\
 Q_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)(k_t'^2 + k_t''^2)B_{t\mu} + a \cdot k_t'' \cdot G_t - a \cdot k_t' \cdot B_t + b \cdot k_t' \cdot G_t + b \cdot k_t'' \cdot B_t; \\
 P_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2)G_t + a \cdot k_t' \cdot G_t - a \cdot k_t'' \cdot B_t - b \cdot k_t'' \cdot G_t - b \cdot k_t' \cdot B_t; \\
 Q_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2)B_t + a \cdot k_t'' \cdot G_t + a \cdot k_t' \cdot B_t + b \cdot k_t' \cdot G_t - b \cdot k_t'' \cdot B_t; \\
 P_{1s} = (U_{1s}'^2 + U_{1s}''^2)(k_{ts}'^2 + k_{ts}''^2)G_{t\mu} - a_s \cdot k_t' \cdot G_t - a_s \cdot k_t'' \cdot B_t + b_s \cdot k_t'' \cdot G_t - b_s \cdot k_t' \cdot B_t; \\
 Q_{1s} = (U_{1s}'^2 + U_{1s}''^2)(k_{ts}'^2 + k_{ts}''^2)B_{t\mu} + a_s \cdot k_t'' \cdot G_t - a_s \cdot k_t' \cdot B_t + b_s \cdot k_t' \cdot G_t + b_s \cdot k_t'' \cdot B_t; \\
 P_{2s} = -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2)G_t + a_s \cdot k_t' \cdot G_t - a_s \cdot k_t'' \cdot B_t - b_s \cdot k_t'' \cdot G_t - b_s \cdot k_t' \cdot B_t; \\
 Q_{2s} = -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2)B_t + a_s \cdot k_t'' \cdot G_t + a_s \cdot k_t' \cdot B_t + b_s \cdot k_t' \cdot G_t - b_s \cdot k_t'' \cdot B_t.
 \end{cases} \quad (2.58)$$

С учетом того, что вектора первичной и вторичной обмотки отличаются по углу на 30° , коэффициент трансформации приобретает вид:

$$\underline{k}_t = (k_t' + jk_t'') = |\underline{k}_t|(\cos(30) + j\sin(30)) = |\underline{k}_t| \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + j\frac{1}{2} \right). \quad (2.59)$$

Выражение (2.59) подставляется в (2.58):

$$\begin{cases}
 P_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)|\underline{k}_t|^2 \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \right)^2 G_{t\mu} - a \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t - a \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t + b \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t - b \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t; \\
 Q_1 = (U_1'^2 + U_1''^2)|\underline{k}_t|^2 \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \right)^2 + a \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t - a \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t + b \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t + b \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t; \\
 P_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2)G_t + a \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t - a \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t - b \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t - b \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t; \\
 Q_2 = -(U_2'^2 + U_2''^2)B_t + a \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t + a \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t + b \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t - b \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t; \\
 P_{2s} = -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2)G_t + a_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t - a_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t - b_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t - b_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t; \\
 Q_{2s} = -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2)B_t + a_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot G_t + a_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot B_t + b_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot G_t - b_s \cdot |\underline{k}_t| \frac{1}{2} \cdot B_t.
 \end{cases} \quad (2.60)$$

В таблицах 2.5 и 2.6 представлены результаты определения ПСЗ двухобмоточных трансформаторов для разных классов напряжения, полученные при использовании разных методов.

Таблица 2.5. Результаты определения ПСЗ трансформатора ТД – 16000/110

Применяемый метод	Определяемые параметры двухобмоточного трансформатора				
	R_t Ω	X_t Ω	G_t S	B_t S	k_t
Схема соединения обмоток Y/Y					
Действительные значения параметров	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	11,524
Г-образная схема, метод четырехполюсника	4.598	96	$8.821 \cdot 10^{-7}$	$2.745 \cdot 10^{-6}$	$11,524 - j9,582 \cdot 10^{-6}$
П-образная схема, метод четырехполюсника	4.523	95.91	$1.051 \cdot 10^{-6}$	$2.777 \cdot 10^{-6}$	11,524
Т-образная схема, метод четырехполюсника	4.525	95.909	$1.05 \cdot 10^{-6}$	$2.77 \cdot 10^{-6}$	$11.525 + j5.082 \cdot 10^{-4}$
метод четырехполюсника, два режима	4.56	96	$0.882 \cdot 10^{-6}$	$2.745 \cdot 10^{-6}$	$11,524 - j9,582 \cdot 10^{-6}$
Метод баланса мощностей	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	---
Метод баланса токов	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	----
Схема соединения обмоток Y/ Δ					
Действительные значения параметров	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	$9.98 + j5.762 = 11.524 \cdot e^{j30^\circ}$
Г-образная схема, метод четырехполюсника	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	$9.98 + j5,762$
Метод баланса мощностей	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	$9.993 + j5,762$
Метод баланса токов	4.6	96	$8.9 \cdot 10^{-7}$	$2.73 \cdot 10^{-6}$	$9.993 + j5,762$

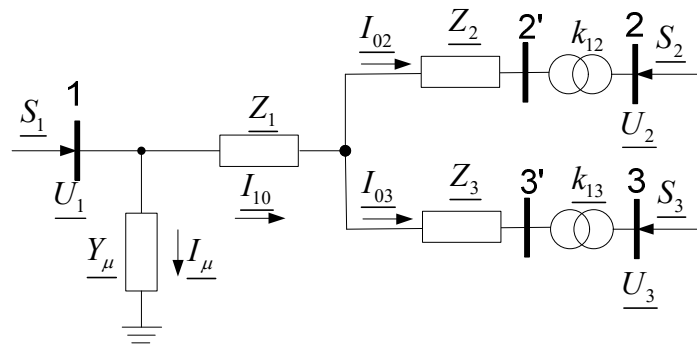
Таблица 2.6. Результаты определения ПСЗ трансформатора ТМН-4000/35

Применяемый метод	Определяемые параметры двухобмоточного трансформатора				
	R_t Ω	X_t Ω	R_t Ω	B_t μS	R_t Ω
Схема соединения обмоток Y/Y					
Действительные значения параметров	2.57	22.8	5.47	32.65	3.18
Г-образная схема, метод четырехполюсника	2.57	22.8	5.47	32.65	3.18
П-образная схема, метод четырехполюсника	2.481	22.739	6.646	33.28	3.18
Т-образная схема, метод четырехполюсника	2.49	22.720	6.648	33.28	3.18
метод четырехполюсника, два режима	2.57	22.8	5.47	32.65	$3.18 - j1.81 \cdot 10^{-9}$
Метод баланса мощностей	2.57	22.8	5.47	32.65	---
Метод баланса токов	2.57	22.8	5.47	32.65	----
Схема соединения обмоток Y/ Δ					
Действительные значения параметров	2.57	22.8	5.56	32.42	$2.756 + j1.591 = 3.18 \cdot e^{j30^\circ}$
Г-образная схема, метод четырехполюсника	2.57	22.8	5.56	32.42	$2.756 + j1.591 = 3.18 \cdot e^{j30^\circ}$
Метод баланса мощностей	2.57	22.8	5.47	32.65	$2.758 + j1.592$
Метод баланса токов	2.57	22.8	5.47	32.65	$2.758 + j1.592$

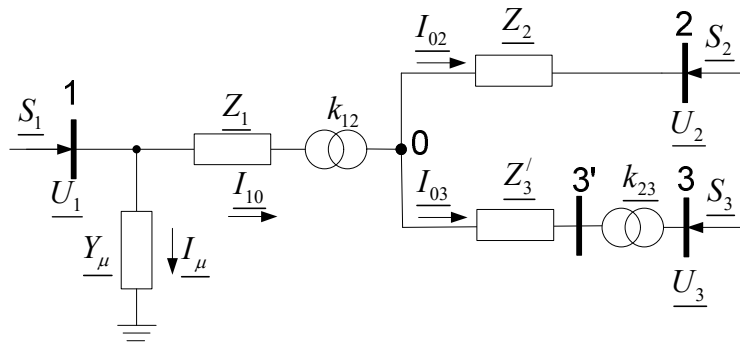
2.4. Идентификация параметров трехобмоточных трансформаторов

Трехобмоточный трансформатор позволяет одновременно соединять между собой три сети разного напряжением. Его параметры рассчитываются аналогично двухобмоточному, но необходимы некоторые дополнительные пояснения, касающиеся параметров обмоток. С этой точки зрения необходимо отметить, что на практике существуют три типа трансформаторов с тремя обмотками. Первый тип имеет все обмотки, рассчитанные на номинальную мощность трансформатора, которая всегда определяется как мощность, соответствующая первичной

обмотке. Второй тип имеет одну из обмоток, вторичную или третичную, рассчитанную только на две трети номинальной мощности, а третий тип имеет обе эти обмотки, рассчитанные на две трети номинальной мощности. Эквивалентные схемы трехобмоточного трансформатора показаны на рис. 2.9. и рис. 2.10.

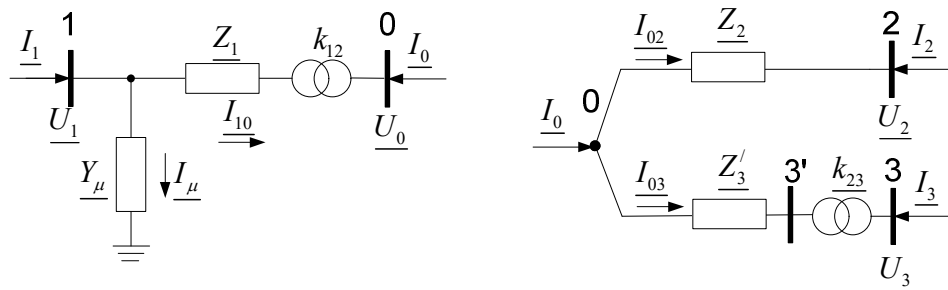


а)

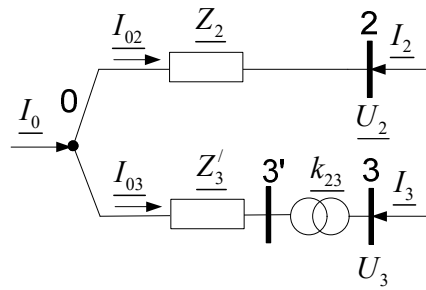


б)

Рис. 2.9. Эквивалентная схема трехобмоточного трансформатора



а)



б)

Рис. 2.10. Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора

Для идентификации параметров трехобмоточного трансформатора предлагается сформировать систему уравнений на основе четырех выражений:

- первый закон Кирхгофа – 1 уравнение;
- закон Ома – два уравнения;
- выражение, которое используется для определения активных и реактивных потерь в трансформаторе.

Выражая токи, напряжения, сопротивления, проводимость \underline{Y}_μ и коэффициенты трансформации в прямоугольной системе координат, уравнения указанные выше приобретают форму:

$$\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 - \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} - \sqrt{3} J'_2 \frac{R_2}{k_{12}} + \sqrt{3} J''_2 \frac{X_2}{k_{12}} = 0; \\ -\sqrt{3} J'_2 \frac{X_1}{k_{12}} - \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} - \sqrt{3} J'_2 \frac{X_2}{k_{12}} - \sqrt{3} J''_2 \frac{R_2}{k_{12}} = 0; \\ U'_2 k_{12} + \sqrt{3} J'_2 \frac{R_2}{k_{12}} - \sqrt{3} J''_2 \frac{X_2}{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_3}{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{X_2}{k_{12}} + \sqrt{3} J''_2 \frac{R_2}{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_3}{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_2 - 3 \frac{J_3^2}{k_{13}^2} R_3 = 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_2 - 3 \frac{J_3^2}{k_{13}^2} X_3 = 0. \end{array} \right. \quad (2.61)$$

В данном случае формируется система уравнений с десятью неизвестными $R_1, R_2, R_3, X_1, X_2, X_3, G_\mu, B_\mu, k_{12}, k_{13}$. Однако, принимая во внимание, что для трехобмоточных трансформаторов можно записать $R_1 = R_2 = R_3$, а $X_2 = 0$, решается система из восьми уравнений с восьмью неизвестными:

$$\left\{ \begin{array}{l}
-J'_1 + G_\mu \frac{U_1}{\sqrt{3}} + \frac{J'_2}{k_{12}} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 - \frac{1}{2} J''_3 \right) \frac{1}{k_{13}} = 0; \\
-J''_1 - B_\mu \frac{U_1}{\sqrt{3}} + \frac{J''_2}{k_{12}} + \left(\frac{1}{2} J'_3 + \frac{1}{2} J''_3 \right) \frac{1}{k_{13}} = 0; \\
U_1 - 2\sqrt{3} J'_2 \frac{R_1}{k_{12}} + \sqrt{3} J''_2 \frac{X_1}{k_{12}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{X_1}{k_{13}} - U'_2 k_{12} = 0; \\
-\sqrt{3} J'_2 \frac{X_1}{k_{12}} - 2\sqrt{3} J''_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{X_1}{k_{13}} - U''_2 k_{12} = 0; \\
U'_2 k_{12} + \sqrt{3} J'_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} U'_3 - \frac{1}{2} U''_3 \right) k_{13} - \left(\frac{3}{2} J'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 - \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{X_3}{k_{13}} = 0; \\
U''_2 k_{12} + \sqrt{3} J''_2 \frac{R_1}{k_{12}} - \left(\frac{1}{2} U'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} U''_3 \right) k_{13} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} J'_3 + \frac{3}{2} J''_3 \right) \frac{R_1}{k_{13}} - \left(\frac{3}{2} J'_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} J''_3 \right) \frac{X_3}{k_{13}} = 0; \\
P_1 - P_2 - P_3 - G_\mu U_1^2 - 3J_1^2 R_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} J'_1 U_1 R_1 G_\mu - \frac{6}{\sqrt{3}} J''_1 U_1 R_1 B_\mu - U_1^2 R_1 G_\mu^2 - U_1^2 R_1 B_\mu^2 - 3 \frac{J_2^2}{k_{12}^2} R_1 - 3 \frac{J_3^2}{k_{13}^2} R_1 = 0; \\
Q_1 - Q_2 - Q_3 - B_\mu U_1^2 - 3J_1^2 X_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} J'_1 U_1 X_1 G_\mu - \frac{6}{\sqrt{3}} J''_1 U_1 X_1 B_\mu - U_1^2 X_1 G_\mu^2 - U_1^2 X_1 B_\mu^2 - 3 \frac{J_2^2}{k_{12}^2} X_3 = 0.
\end{array} \right. \quad (2.62)$$

Система уравнений (2.62) нелинейная, для ее решения используется метод Ньютона-Рафсона, представленный ниже обобщенной формулой:

$$[\Delta W] = -[J] \cdot [\Delta V] \quad (2.63)$$

где $[\Delta W]$ – матрица-столбец отклонений;

$[J]$ – матрица Якоби;

$[\Delta V]$ – матрица-столбец коррекций переменных.

Актуализация неизвестных на шаге “i” итеративного процесса осуществляется по выражению:

$$[V]_{(i)} = [V]_{(i-1)} + [\Delta V]_{(i)} \quad (2.64)$$

То есть итерационный процесс продолжается путем пересчета матрицы Якоби и определения новых поправок неизвестных до тех пор, пока не будут выполнены некоторые критерии остановки итерационного процесса.

Результаты расчета, полученные для трехобмоточного трансформатора представлены в таблице 2.7.

**Таблица 2.7. Результаты определения параметров трехобмоточного трансформатора
ТДТН – 40000/230/38,5/11**

Тип данных	Определяемые параметры трехобмоточного трансформатора							
	$R_1 = R_2 = R_3, \Omega$	X_1, Ω	X_3, Ω	$G_\mu, \mu S$	$B_\mu, \mu S$	$Y_\mu, \mu S$	k_{12}	k_{13}
Действительные параметры	3.637	165.272	125.585	1.04	8.252	8.318	5.97	20.909
Предложенный метод	3.637	165.272	125.585	1.04	8.252	8.322	5.97	20.909

2.5. Выводы по второй главе

1. Предложена классификация методов идентификации параметров схем замещения элементов ЭЭС на основе синхронизированных измерений, что позволит систематизировать научные подходы различных исследований в данной области, а также определить какой метод наиболее целесообразно использовать, в зависимости от формы представления схемы замещения.
2. Разработанные методы определения ПСЗ линий, двух- и трехобмоточных трансформаторов имеют большую ценность для уточнения параметров математических моделей элементов энергосистем. Результаты расчетов показывают, что методы на основе балансов токов и балансов мощностей, а также методы на основе четырехполюсника, обеспечивают достаточно высокую точность.
3. Для ЛЭП и двухобмоточных трансформаторов представлены методологии определения ПСЗ на основе измерений в одном и двух режимов работы элемента. При помощи расчетов получены адекватные результаты как для одного режима работы, так и для двух режимов.
4. Впервые выведены формулы определения параметров Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора через коэффициенты четырехполюсника. Результаты расчетов доказывают достоверность выведенных формул.

5. Для предварительной оценки погрешности результатов идентификации ПСЗ и отсеивания ошибочных данных измерений, предлагается использовать критерий неизменности параметров схем замещения и учитывать погрешность измерения.
6. Процедура идентификации ПСЗ должна предшествовать оцениванию состояния, так как предполагает использование первичной информации СВИ, что в свою очередь приведет к повышению качества результатов оценивания состояния.

3. ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

3.1. Постановка задачи оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений

Широкомасштабные блэкауты в США, Индии, Европе и пр. послужили толчком для повсеместной установки устройств PMU. Благодаря своим преимуществам над измерениями SCADA, синхронизированные векторные измерения дают возможность получить динамический снимок энергосистемы, что позволяет мониторить и управлять сетью в режиме реального времени. Контролируемое изолирование участков энергосистемы (выделение островов) на основе данных PMU также ускорит восстановление системы до нормального режима работы. Данные PMU на новом качественном уровне позволят выполнять расчеты установившихся режимов и осуществлять оценивание состояния энергосистемы.

Однако установить PMU в каждый узел энергосистемы невозможно из-за высокой стоимости комплекса СВИ и отсутствие средств связи на некоторых подстанциях. Более того, как следствие закона Ома, когда PMU размещается в узле (на шине), соседние узлы также наблюдаемы. Это означает, что систему можно сделать наблюдаемой с меньшим количеством PMU, чем количество узлов сети. Задача оптимального размещения PMU включает в себя определение минимального количества PMU и мест их установки при обеспечении полной наблюдаемости системы, либо при обеспечении других критериев, необходимых для конкретного инструмента по применению СВИ.

Таким образом, расстановка PMU в узлах энергосистемы является комбинаторной задачей, так как из общего количества K узлов (шин), N должны быть оборудованы комплексами СВИ. N может быть любым числом от 1 до K , что означает, что количество комбинаций определяется как [56]:

$$\text{число комбинаций} = \sum_{i=1}^k \left(\frac{K!}{(K-i)! i!} \right). \quad (3.1)$$

По данной формуле получается большое число решений даже для небольших систем. Например, для тестовой системы IEEE-14 выходит примерно 16 000 возможных комбинаций [56]. Многие реальные системы имеют сотни узлов, что делает невозможным определение всех комбинаций для наилучшего решения, поэтому минимальное решение должно быть найдено другими подходами.

В специализированной литературе рассматриваются разные алгоритмы поиска мест размещения РМУ, которые по используемому подходу можно разделить на три группы [57]:

- 1) эвристические методы;
- 2) мета-эвристические методы;
- 3) математические методы.

Эвристические методы, чаще называемые приближенными алгоритмами, используются для ускорения процесса поиска разумного решения в условиях, когда другие методы становятся непрактичными. Оптимальный результат не может быть гарантирован при использовании этих методов (алгоритмы «поиска в глубину» и «минимального остоного дерева», «жадный алгоритм»).

Метаэвристические методы, являющиеся усовершенствованием эвристических методов, включают в себя процессы интеллектуального поиска, которые могут быть связаны с дискретными переменными и непостоянными функциями стоимости. По сути, эти методы сочетают рандомизированный алгоритм и алгоритм локальной оптимизации для поиска оптимального решения (алгоритм «имитации отжига», метод роя частиц, генетический алгоритм).

Решение задачи поиска оптимальных мест размещения РМУ по эвристическим и мета-эвристическим методам построено на итеративном процессе, требует больших временных затрат, а сходимость методов решения зависит от первоначального предположения.

Математические методы широко используют целочисленное программирование и численные алгоритмы расчета. Неизвестная переменная вводится в линейное уравнение, которое можно решить с многочисленными итерациями или без них (метод целочисленного программирования, метод исчерпывающего поиска).

В зависимости от того, какая конечная цель преследуется в процессе оптимального размещения РМУ, применяемые методы можно разделить на:

1. методы, обеспечивающие полную наблюдаемость;
2. методы, обеспечивающие линейный характер процесса оценивания состояния;
3. методы, обеспечивающие стабилизацию напряжения сети.

Система является наблюдаемой, когда ее переменные состояния могут быть определены из набора доступной информации. Концепция наблюдаемости энергосистемы может быть выражена как «энергетическая система наблюдаема, если для заданной топологии и набора доступных измерений, можно определить поток мощности в энергосистеме» [56].

Анализ наблюдаемости энергосистемы обычно проводится двумя разными способами, поэтому различают численный и топологический анализ наблюдаемости.

1. *Численный анализ* наблюдаемости используется в случае оценивания состояния, так как математическая модель для оценивания состояния энергосистемы в общем случае описывается выражением:

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

где x - вектор состояния системы, содержащий значения векторов напряжения во всех узлах системы;

$h(x)$ - нелинейная функция, которая описывает зависимость вектора измерения z от вектора состояния x ;

e - вектор погрешности измерений.

В случае применения измерений исключительно от устройств PMU, погрешностью измерений можно пренебречь, так как она будет мала, а модель оценивания состояния приобретает линейный вид:

$$z = H \cdot x \quad (3.3)$$

где H – это матрица функции измерения. Когда система полностью наблюдаема при помощи установленных PMU, задача оценивания состояния сводится к решению системы линейных уравнений.

2. *Топологический анализ* наблюдаемости представлен топологическим графом энергосистемы, имеющим N узлов и E ребер. При топологическом подходе осуществляется размещение PMU таким образом, чтобы каждый узел был наблюдаем хотя бы одним PMU.

Предполагается, что PMU, установленный в конкретном узле, измеряет вектора напряжения на шинах и токов всех отходящих линий. Различают 2 вида измерений:

- прямые измерения; выполняются непосредственно устройством PMU, и могут быть потеряны только в случае неисправности комплекса СВИ либо канала передачи данных;
- псевдоизмерения; рассчитываются косвенно по набору данных о параметрах системы и по результатам прямых измерений.

Наблюдаемость узла определяется следующими правилами на примере ветви ЛЭП между двумя узлами 1 и 2 (на основании рис. 2.2):

- Если известны вектора тока и напряжения на одном конце линии (например, в узле 1), вектора тока и напряжения на другом конце могут быть рассчитаны по выражениям:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - (\underline{I}_1 - \underline{Y} \cdot \underline{U}_1) \cdot \underline{Z}, \quad (3.4)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{Y} \cdot \underline{U}_1 - \underline{I}_1 + \underline{Y} \cdot (\underline{U}_1 - \underline{Z} \cdot \underline{I}_1) + \underline{Y}^2 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{Z}. \quad (3.5)$$

- Если по двум концам линии известны вектора напряжений, то токи в ветви определяются по формулам:

$$\underline{I}_1 = \underline{Y} \cdot \underline{U}_1 + (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) / \underline{Z}, \quad (3.6)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{Y} \cdot \underline{U}_2 + (\underline{U}_2 - \underline{U}_1) \cdot \underline{Z}. \quad (3.7)$$

В данной работе предлагается новый подход по оптимальной расстановке РМУ. Для этого используется метод определяющих величин (а точнее метод определяющих узловых напряжений). Расчет определяющих узловых напряжений выполняется путем разделения матрицы проводимостей на четыре подматрицы, одной из которых является матрица $[\underline{Y}_{qq}]$ специальной структуры: ленточной (многодиагональной) либо нижнетреугольной формы. Путем дополнительных преобразований подматрицу $[\underline{Y}_{qq}]$ в ленточного вида можно привести к нижнетреугольной форме равного или большего ранга по сравнению с рангом подматриц, полученных известными методами.

3.2. Метод определяющих величин

Известно, что, если эквивалентная схема энергосистемы состоит из l ветвей и n узлов, тогда полная наблюдаемость обеспечивается минимальным числом токов, напряжений или цепей, равным l , $n-1$ или $l-(n-1)$ соответственно. О.М. Богатырев первый исследовал, а Н.Г. Максимович развил задачу определения такого числа токов и напряжений, которое позволило бы легко определить все прочие переменные, если при решении одновременно использовать как уравнения контурных токов, так и узловых потенциалов [64]. В этом случае минимальное число токов или напряжений меньше чем число контурных токов $(l-n+1)$ или число узловых напряжений $(n-1)$.

Минимальный набор токов или напряжений электрической сети, на основании которых при одновременном использовании уравнений контурных токов и узловых напряжений, можно определить все другие токи и напряжения, именуется определяющими токами либо определяющими напряжениями [64], [65], [67], [69-72].

В расчетах установившихся режимов, как правило, участвуют уравнения узловых напряжений, поэтому далее будет представлено краткое описание метода определяющих величин, в котором в качестве переменных используются узловые напряжения. Систему уравнений узловых напряжений в матричной форме можно определить по выражению:

$$[\underline{Y}_n] \cdot [\underline{U}_n] = [\underline{J}_n], \quad (3.8)$$

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

$[\underline{U}_n]$ - матрица-столбец узловых напряжений;

$[\underline{J}_n]$ - матрица-столбец токов инцидентий в независимых узлах сети.

Матрица узловых проводимостей соответствует конкретной электрической сети и определяется по следующему выражению [12]:

$$[\underline{Y}_n] = [M] \cdot [\underline{Y}_l] \cdot [M_t], \quad (3.9)$$

где $[M]$ - матрица инцидентий ветви-независимые узлы, соответствующая топологии сети;

$[\underline{Y}_l]$ - диагональная матрица проводимостей ветвей.

Матрица узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$ квадратная, в ней количество строк и столбцов равно количеству независимых узлов. Для сетей больших размеров, где количество узлов превышает сотни или тысячи, матрица $[\underline{Y}_n]$ - разреженная матрица, так как большинство ее элементов равно нулю. Это свойство объясняется тем, что число ветвей, соединенных с каждым из узлов мало.

Разреженные матрицы, как правило, характеризуются коэффициентом заполнения, выражаемый зачастую в процентах. Данный коэффициент представляет собой отношение ненулевых элементов к общему числу элементов матрицы [67]. Для электрической сети, содержащей в эквивалентной однолинейной схеме n узлов и l продольных ветвей, коэффициент заполнения матрицы узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$ определяется по формуле [67]:

$$K_s = \frac{n + 2l}{n} \cdot 100, [\%], \quad (3.10)$$

Принимая во внимание правило $l \approx 1,5n$, выражение (3.10) приобретает вид:

$$K_s = \frac{4}{n} \cdot 100, [\%] \quad (3.11)$$

Таким образом, если в сети $n=100$ узлов, коэффициент равен $K_s=4\%$, а при количестве узлов $n=1000$ узлов, коэффициент равен $K_s=0,4\%$. Учитывая лакуарность матрицы узловых проводимостей, следует отметить, что промышленные программы расчета установившихся режимов работы ЭЭС основаны на высокопроизводительных алгоритмах, в которых используются рабочие приемы и методы хранения и обработки разреженных матриц, с целью минимизации общего числа операций, а также эффективное

использование памяти используемых вычислительных систем. Матрица узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$, как упоминалось выше, содержит много нулевых элементов и поэтому после преобразования ее можно привести к определенному виду, в котором существует подматрица формы [64-71]:

- нижнетреугольной;
- ленточной;
- трехдиагональной;
- диагональной.

Таким образом, в следствие преобразования, матрица узловых проводимостей после разделения на четыре подматрицы (блока) приобретает вид:

$$[\underline{Y}_n]_{trans} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix}. \quad (3.12)$$

где $[\underline{Y}_{qq}]$ - матрица особой структуры (нижнетреугольной, ленточной, трехдиагональной либо диагональной формы).

Переход от матрицы узловых проводимостей $[\underline{Y}_n]$, которой соответствует исходная нумерация элементов, 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 $[\underline{U}_n]$.

В таком случае, преобразованные матрицы $[\underline{J}_n]$ и $[\underline{U}_n]$ разделяются на две подматрицы, соответствующие подматрицам выражения (3.12):

$$[\underline{Y}_n]_{trans} \cdot [\underline{U}_n] = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_p \\ \underline{U}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{J}_p \\ \underline{J}_q \end{bmatrix}. \quad (3.13)$$

Для иллюстрации данных способов преобразования рассмотрен случай электрической сети с 8 узлами. Предварительно вводится понятие точечная диаграмма. Под точечной диаграммой понимается условное представление матрицы узловых проводимостей, в котором все ненулевые значения заменяются точкой. Этот способ представления целесообразен, поскольку при преобразовании матрицы узловых

проводимостей используются не конкретные значения ненулевых элементов, а только сам факт их существования.

На рис. 3.1 представлен граф электрической сети [66]. Матрица узловых проводимостей, которая соответствует у исходной нумерации узлов сети, обозначенная как $\left[\underline{Y}_{\Sigma} \right]_i$ представлена на рис. 3.2.

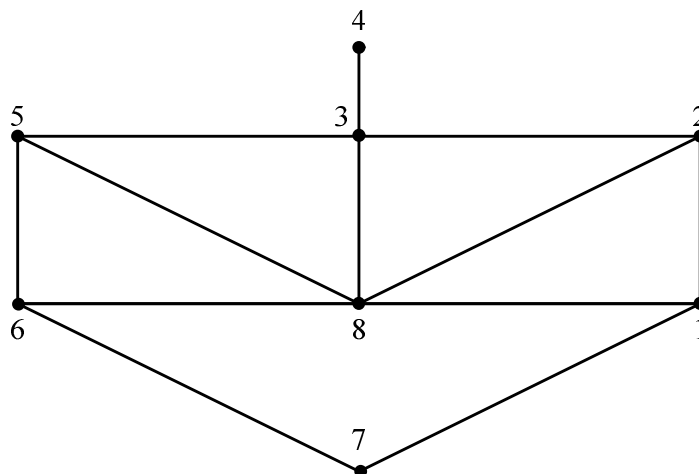


Рис.3.1. Граф электрической сети, узел 8 – балансирующий

$$\left[\underline{Y}_{\Sigma} \right]_i =$$

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	•	•					•	•
2	•	•	•					•
3		•	•	•	•			•
4			•	•				
5			•		•	•		•
6					•	•	•	•
7	•					•	•	
8	•	•	•		•	•		•

Рис.3.2. Матрица узловых проводимостей, соответствующая сети представленной на рис. 3.1.

Матрица узловых проводимостей, представленная на рис. 3.2, может быть приведена к матрице, в которой существует нижняя треугольная подматрица пятого ранга, обозначенная $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$, (рис. 3.3).

		8	7	6	1	2	3	4	5	
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$[\underline{Y}_\Sigma]_{tr} =$	3 1	•				•	•	•	•	= $\begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix}$
	5 2	•		•			•		•	
	8 3	•		•	•	•	•		•	
	7 4		•	•	•					
	1 5	•	•		•	•				
	2 6	•			•	•	•			
	4 7						•	•		
	6 8	•	•	•					•	

Рис.3.3. Матрица узловых проводимостей приведенная к особой форме, в которой $[\underline{Y}_{qq}]$ нижняя треугольная матрица.

Так как $[\underline{Y}_{qq}]$ имеет форму нижнетреугольной матрицы, по выражению (3.13) если известны значения элементов матрицы-столбца $[\underline{U}_p]$, можно быстро определить элементы подматрицы $[\underline{U}_q]$, т.е. неизвестные значения узловых напряжений.

Из рис.3.3 следует, что напряжения в узлах 6, 7 и 8 являются минимальным набором напряжений, на основании которого можно определить напряжения в других узлах сети. Таким образом, напряжения узлов 6, 7 и 8 являются определяющими напряжениями. А значит, в узлах 6, 7 и 8 необходимо установить устройства РМУ. Следует отметить, что для данной схемы (рис.3.1) данное размещение комплексов СВИ будет оптимальным, так как определяет минимальное количество таких установок.

Следовательно, метод определяющих величин может служить как основной метод оптимальной расстановки СВИ в узлах энергосистемы.

На основе точечной диаграммы можно записать уравнения узловых напряжений для узлов, в которых не установлены РМУ. Например, для 4-го узла уравнение состояния приобретает форму:

$$\underline{Y}_{44} \cdot \underline{U}_4 - \underline{Y}_{34} \cdot \underline{U}_3 = \underline{J}_4 \cdot \quad (3.14)$$

Выражение (3.14) имеет нелинейную структуру, его решение можно выполнить двумя способами:

- итеративным методом;
- решением квадратного уравнения.

В то же время, следует отметить, что выполняя дополнительные преобразования подматрицы $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ (из рис. 3.3) можно получить линейное уравнение. Если собственная проводимость \underline{Y}_{44} будет перемещена с главной диагонали так, как показано на рис.3.4, то уравнение (3.14) преобразуется в линейное.

		8	7	6	1	2	3	5	4	
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$\left[\underline{Y}_{\Sigma} \right]_{tr} =$	4 1						•		•	
	5 2	•		•			•	•		
	8 3	•		•	•	•	•	•		
	7 4		•	•	•					
	1 5	•	•		•	•				
	2 6	•			•	•	•			
	6 7	•	•	•				•		
	3 8						•		•	

$= \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix}$

Рис.3.4. Матрица узловых проводимостей, трансформированная перемещением собственных проводимостей с главной диагонали

Из рис.3.4 следует, что для определения значения напряжения в узле 4 необходимо решить линейное уравнение вида:

$$\underline{Y}_{33} \cdot \underline{U}_3 - \underline{Y}_{34} \cdot \underline{U}_4 = \underline{J}_3 \quad (3.15)$$

Кроме того, узловые напряжения можно определить, проводя и другие преобразования, при которых матрица узловых проводимостей $\left[\underline{Y}_{\Sigma} \right]$ содержит в себе подматрицу $\left[\underline{Y}_{qq} \right]$ ленточной формы (рис. 3.5).

		8	2	1	7	6	5	3	4	
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$[Y_{\Sigma}]_b =$	8 1	•	•	•		•	•	•		
	2 2	•	•	•				•		
	1 3	•	•	•	•					→ 1(\underline{U}_7)
	7 4			•	•	•				→ 2(\underline{U}_6)
	6 5	•			•	•	•			→ 3(\underline{U}_5)
	5 6	•				•	•	•		→ 4(\underline{U}_3)
	3 7	•	•				•	•	•	→ 5(\underline{U}_4)
	4 8							•	•	

$= \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{pq} \\ Y_{qp} & Y_{qq} \end{bmatrix}$

Рис.3.5. Матрица узловых проводимостей, приведенная к особой форме, в которой $[Y_{qq}]$ ленточной формы

Согласно рис. 3.5 определяющими напряжениями являются напряжения узлов 8, 2 и 1 ($\underline{U}_8, \underline{U}_2$ и \underline{U}_1). Таким образом, для каждой схемы может быть определено несколько наборов определяющих величин (рис. 3.4 и рис. 3.5).

На рис. 3.5 справа дана последовательность решения линейных уравнений для определения неизвестных величин, зависящих от определяющих величин ($\underline{U}_8, \underline{U}_2, \underline{U}_1$).

Необходимо отметить, что матрица узловых проводимостей, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ является нижнетреугольной матрицей, может быть найдена на основе матрицы узловых проводимостей, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ ленточной формы, при помощи формулы:

$$[Y_{\Sigma}]_{tr} = [P] \cdot [Y_{\Sigma}]_b \quad (3.16)$$

или в развернутом виде (3.17).

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cccccccc}
 & 8 & 2 & 1 & 7 & 6 & 5 & 3 & 4 \\
 8 & 1 & & & & & & & \\
 2 & & 1 & & & & & & \\
 4 & & & & & & & & 1 \\
 1 & & & 1 & & & & & \\
 7 & & & & 1 & & & & \\
 6 & & & & & 1 & & & \\
 5 & & & & & & 1 & & \\
 3 & & & & & & & & 1
 \end{array} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{[P]} \\
 \bullet \\
 \begin{array}{cccccccc}
 & 8 & 2 & 1 & 7 & 6 & 5 & 3 & 4 \\
 8 & \bullet & \bullet & \bullet & & \bullet & \bullet & \bullet & \\
 2 & \bullet & \bullet & \bullet & & & & \bullet & \\
 4 & \bullet & \bullet & \bullet & \bullet & & & & \\
 1 & \bullet & \bullet & \bullet & \bullet & & & & \\
 7 & & & \bullet & \bullet & \bullet & & & \\
 6 & & & & \bullet & \bullet & \bullet & & \\
 5 & & & & & \bullet & \bullet & \bullet & \\
 3 & & & & & & \bullet & \bullet & \bullet \\
 4 & & & & & & & \bullet & \bullet
 \end{array} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{[Y_{\Sigma}]_b} \\
 = \\
 \begin{array}{cccccccc}
 & 8 & 2 & 1 & 7 & 6 & 5 & 3 & 4 \\
 8 & \bullet & \bullet & \bullet & & \bullet & \bullet & \bullet & \\
 2 & \bullet & \bullet & \bullet & & & & \bullet & \\
 4 & & & & & & & \bullet & \bullet \\
 1 & \bullet & \bullet & \bullet & \bullet & & & & \\
 7 & & & \bullet & \bullet & \bullet & & & \\
 6 & \bullet & & & \bullet & \bullet & \bullet & & \\
 5 & \bullet & & & & \bullet & \bullet & \bullet & \\
 3 & \bullet & \bullet & & & & \bullet & \bullet & \bullet
 \end{array} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{[Y_{\Sigma}]_{tr}} \\
 = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix}
 \end{array} \tag{3.17}$$

где $[Y_{\Sigma}]_{tr}$ - матрица узловых проводимостей, к которой подматрица $[Y_{qq}]$ имеет нижнетреугольную структуру;

$[Y_{\Sigma}]_b$ - матрица узловых проводимостей, к которой подматрица $[Y_{qq}]$ ленточной формы;

$[P]$ - матрица перемещения строк.

Путем изменения порядка нумерации узлов графа электрической сети (рис. 3.6) можно привести матрицу $[Y_{qq}]$ к диагональной матрице четвертого ранга (рис. 3.7, а), и соответственно к трехдиагональному виду (рис. 3.7, б). Таким образом, ранг подматрицы $[Y_{qq}]$ диагональной формы равен рангу подматрицы трехдиагональной формы, но меньше, чем ранги этой же подматрицы при ленточной или нижнетреугольной форме.

Несмотря на то, что ранги подматриц диагональной и трехдиагональной формы меньше, алгоритм приведения к данным формам подматриц гораздо сложнее. Поэтому для нахождения определяющих узловых напряжений рекомендуется матрицу узловых проводимостей разделять на 4 подматрицы, среди которых подматрица $[Y_{qq}]$ будет иметь нижнетреугольную либо ленточную форму.

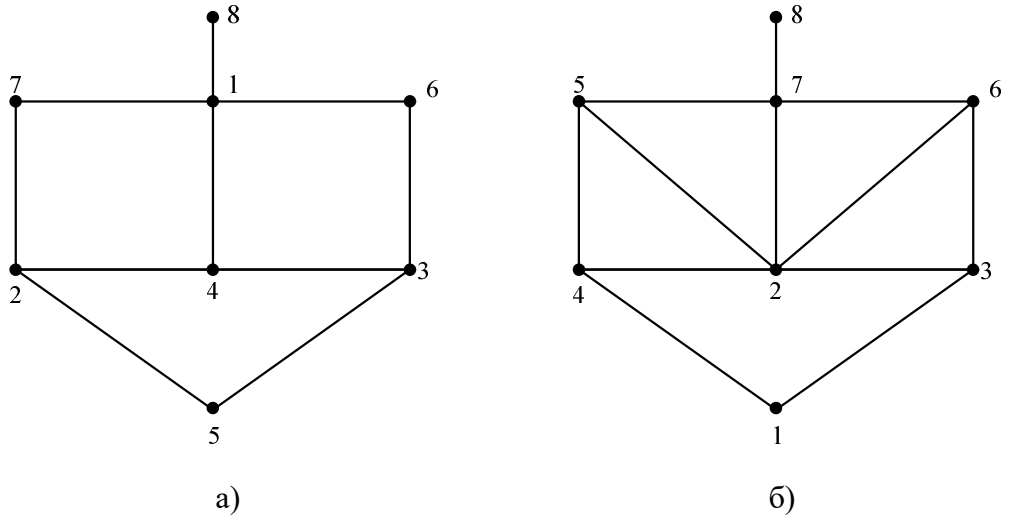
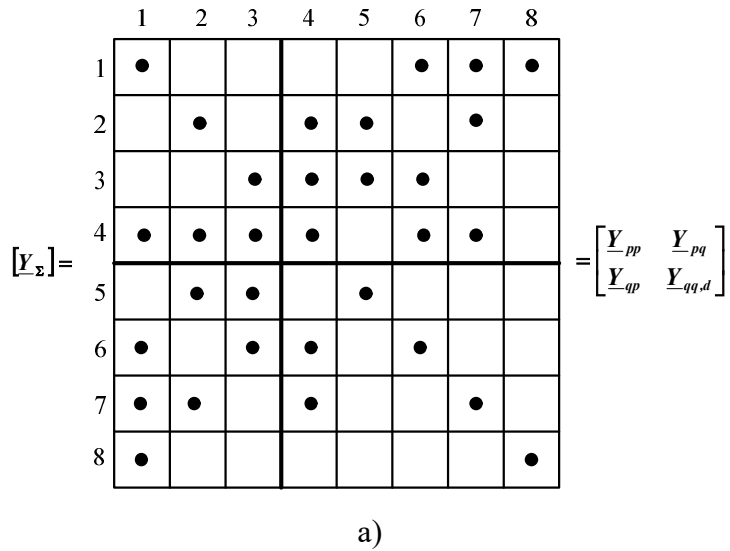


Рис. 3.6. Изменение порядка нумерации узлов графа электрической сети: а) приведение подматрицы $[Y_{qq}]$ к диагональной форме; б) приведение подматрицы $[Y_{qq}]$ к трехдиагональной форме.



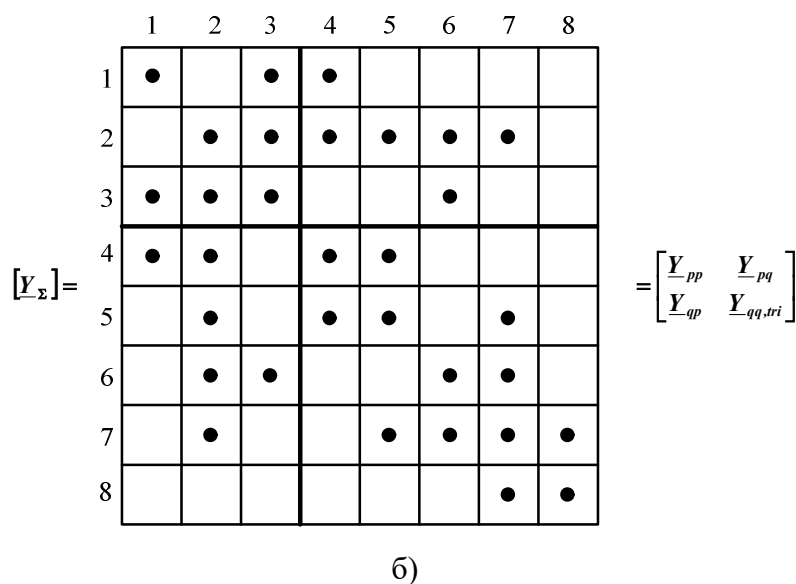


Рис. 3.7. Преобразование матрицы узловых проводимостей: а - приведение подматрицы $[\underline{Y}_{qq}]$ к диагональной форме $[\underline{Y}_{qq,d}]$; б - приведение подматрицы $[\underline{Y}_{qq}]$ к трехдиагональной форме $[\underline{Y}_{qq,tri}]$.

3.3. Разработка алгоритма оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений в узлах энергосистемы

На протяжении двух десятилетий с момент запуска промышленного производства устройств PMU, цена на комплекс устройств СВИ сохраняется на довольно высоком уровне, что обуславливает необходимость поиска оптимального решения для мест расстановки PMU и минимизации затрат, путем определения минимального количества тех устройств, что будут составлять единый комплекс СВИ (устройства PMU на подстанциях и станциях, концентраторы данных PDC на локальном и региональном уровнях, устройства системы синхронизации времени и передачи данных и пр.).

Оптимальная расстановка PMU в узлах электроэнергосистемы выполняется на основе критерия – полных приведенных затрат. В данном случае, полные приведённые затраты, связанные с внедрением системы СВИ и ее эксплуатации на протяжении периода исследования, определяются по формуле:

$$ППЗ = ППЗ_{и} + ППЗ_{эо}, \quad (3.18)$$

где $ППЗ_{и}$ - полные приведенные инвестиционные затраты, равные инвестициям;

$ППЗ_{эо}$ - полные приведенные затраты на эксплуатацию и обслуживание.

Для объектов электрической сети со сроком реализации не превышающим 1 год, считается, что:

$$ППЗ_{II} = I, \quad (3.19)$$

т.е. инвестиционные приведенные затраты равны инвестициям, которые в свою очередь могут быть определены по формуле:

$$I = I_0 \cdot n, \quad (3.20)$$

где I_0 - затраты на инвестиции по внедрению одного комплекса СВИ (для одного узла);
 n - число устройств СВИ.

В свою очередь, полные приведенные затраты на эксплуатацию и обслуживание определяются по формуле:

$$ППЗ_{ЭО} = \alpha \cdot \bar{T} \cdot I = \alpha \cdot \bar{T} \cdot I_0 \cdot n, \quad (3.21)$$

где α - годовая ставка затрат на эксплуатацию и обслуживание, заданная в % от суммы инвестиций;

\bar{T} - актуализированная продолжительность периода исследования.

Принимая во внимание выражения (3.20) и (3.21) формула (3.18) приобретает вид:

$$ППЗ = I_0 \cdot n + \alpha \cdot \bar{T} \cdot I_0 \cdot n = I_0 \cdot n \cdot (1 + \alpha \cdot \bar{T}), \quad (3.22)$$

Таким образом, из выражения (3.22) следует, что полные приведенные затраты будут минимальны, если число устройств РМУ необходимых для обеспечения наблюдаемости режима будет минимальным.

В связи с этим возникает необходимость выявить определяющие узловые напряжения.

Как было показано выше (подраздел 3.2), главной идеей алгоритма определения определяющих узловых напряжений является разделение матрицы узловых проводимостей на 4 подматрицы ($[Y_{pp}]$, $[Y_{pq}]$, $[Y_{qp}]$ и $[Y_{qq}]$), одной из которых является матрица ленточной формы максимального ранга, а размеры подматриц определяются следующими параметрами:

- p - множество узлов сети, в которых предполагается установка РМУ;
- $q = n - p$ – все прочие узлы исследуемой сети;
- n – общее количество узлов сети.

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

- в целях уменьшения инвестиционных затрат на установку РМУ, ранг подматрицы $[Y_{qq}]$ 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 перемещать (по возможности) элементы с главной диагонали матрицы $[Y_{\Sigma}]$.

Для разделения матрицы узловых проводимостей на подматрицы предлагается множество узлов электроэнергосистемы разделить на 2 взаимоисключающих подмножества P и Q , т.е. подмножества в которых нет одинаковых чисел [64, 65].

Далее представлен способ разделения узлов электрической сети на два подмножества P и Q , т.е. описан процесс разбиения матрицы узловых проводимостей $[Y_{\Sigma}]$ на четыре подматрицы, одной из которых является матрица ленточной формы максимального ранга $[Y_{qq}]$, в предположении, что устройства РМУ, расположенные в узлах P , обеспечивают полную наблюдаемость электрической сети.

В рамках данной работы, представленный ниже алгоритм будет обозначен сокращенно как А1.

Для того, чтобы разделить узлы электрической сети на два подмножества, 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.

Для иллюстрации данного принципа перенумерации узлов рассмотрен пример тестовой схемы на 25 узлов. На рис. 3.8 приведена однолинейная схема электрической сети, где числа без скобок соответствуют исходной нумерации, а в скобках соответственно нумерации, выполненной после переупорядочения узлов, после чего подматрица $[Y_{qq}]$ становится матрицей ленточной формы максимального ранга.

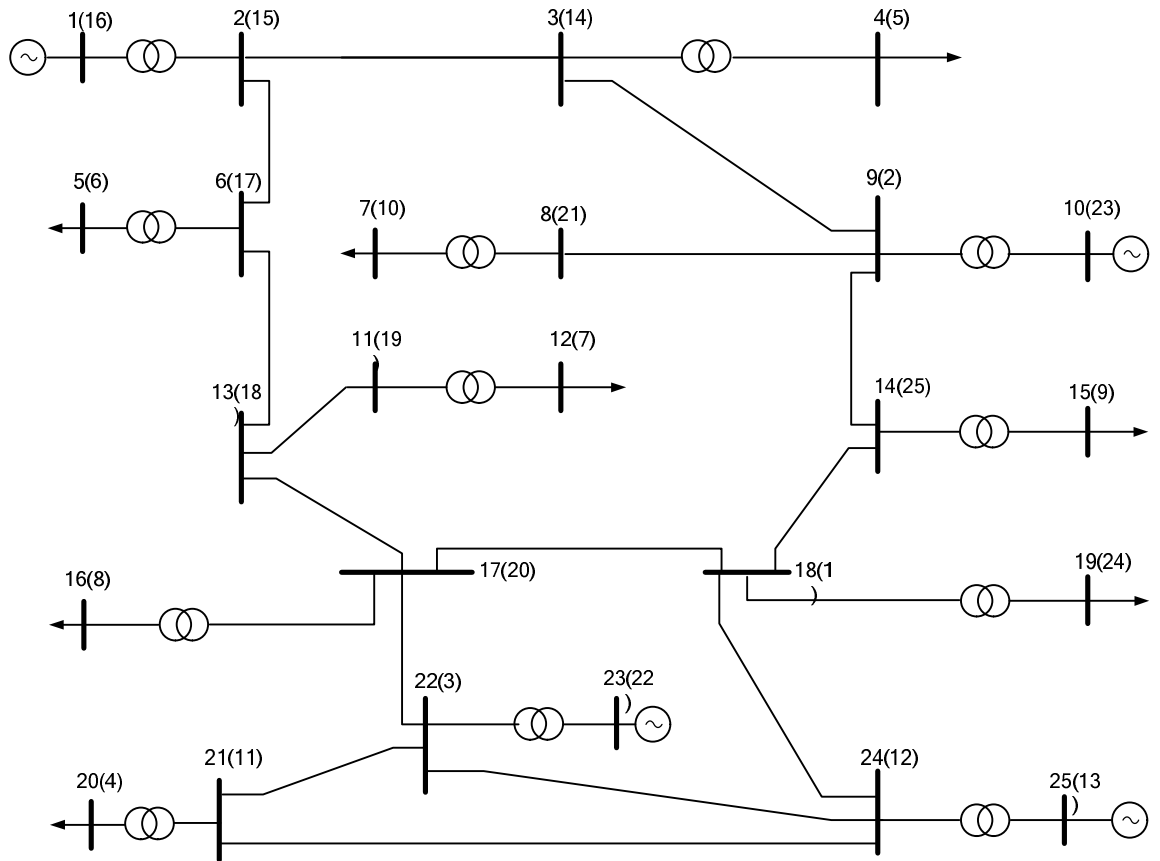


Рис 3.8. Однолинейная схема электрической сети из 25 узлов по алгоритму А1

В следствие исключения узлов 18, 9 и 23, а также инцидентных им ветвей (9-3, 9-8, 9-10, 9-14; 18-14, 18-19, 18-24, 18-17; 22-17, 22-23, 22-24, 22-21), исходная схема (рис. 3.8) превращается в 4 дерева и 3 изолированных узла (рис. 3.9). После этого узлы схемы включаются в подмножества P и Q .

Для иллюстрации представлено преобразование матрицы узловых проводимостей, которой соответствует исходная нумерация, в матрицу измененную, в которую входит подматрица $[Y_{qq}]$ максимального ранга (рис. 3.10).

Таким образом, в подмножество P включены следующие узлы, согласно новому порядку нумерации (на рис. 3.8 указаны в скобках):

- исключенные узлы (1,2,3);
- по одному узлу из каждого дерева (4,5,10);
- узлы-листья (6,7,8,9).

Следовательно, подмножество Q содержит следующие элементы:

- узлы деревьев, которые не принадлежат подмножеству P (т.е. все узлы деревьев за исключением 4, 5, 10, а также 6,7, 8 и 9), они нумеруются последовательно;
- последними в подмножество Q включаются изолированные узлы (23, 24 и 25).

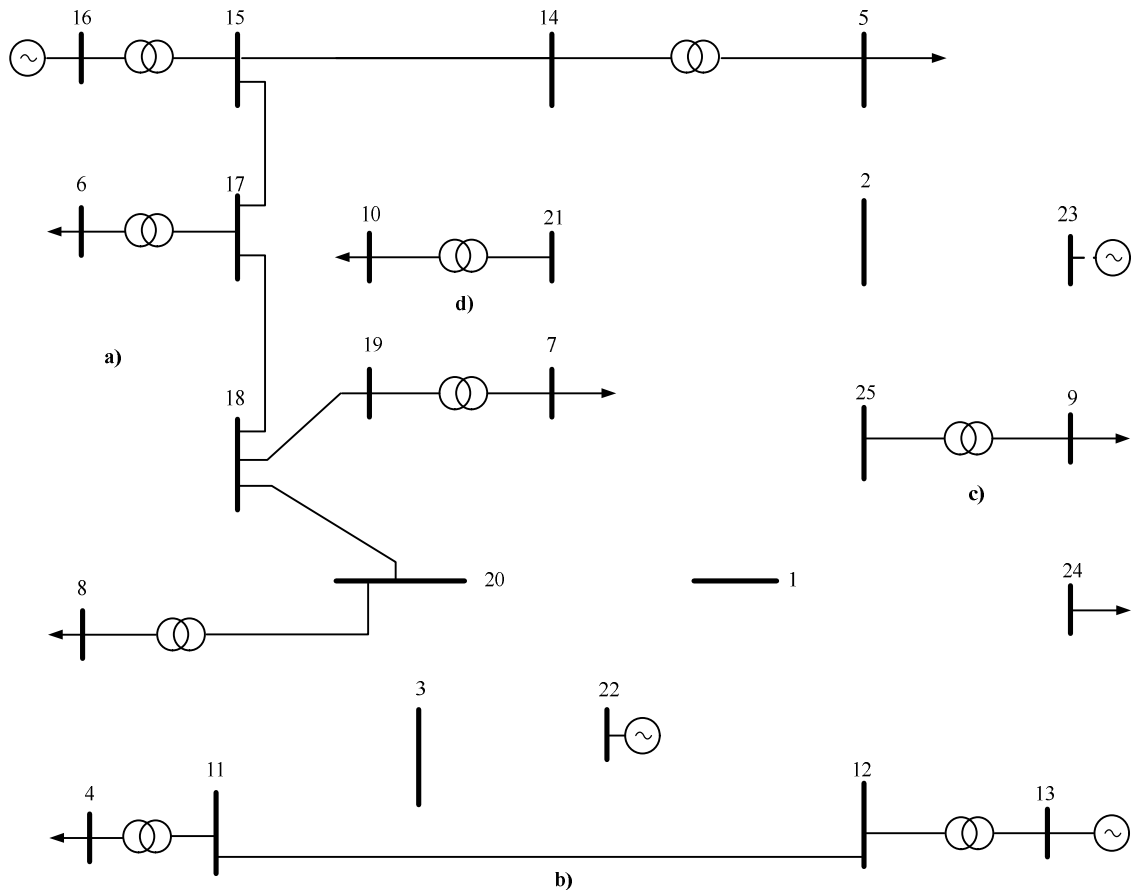


Рис. 3.9. Деревья и изолированные узлы схемы по алгоритму A1

В следствие перенумерации узлов матрица узловых проводимостей $[\underline{Y}_\Sigma]_b$ приобретает вид, представленный на рис. 3.10.

В результате умножении слева матрицы $[\underline{Y}_\Sigma]_b$ на матрицу перемещений $[P]$ формируется матрица $[\underline{Y}_\Sigma]_{tr}$, в которую входит подматрица $[\underline{Y}_{qq}]$ нижнетреугольной формы максимального ранга (рис. 3.12).

Матрица перемещений $[P]$ является квадратной матрицей порядка n (общее число узлов в исследуемой сети) с элементами 0 либо 1. Данная матрица образована из единичной матрицы $[U]$ путем изменения положения строк i и j таким образом, что строка i перемещается на место строки j , и соответственно строка j перемещается на место строки i единичной матрицы.

Столбцы матрицы $[P]$ располагаются в порядке узлов, указанном на рис. 3.9, а строки в соответствии с изменением их мест. Информация о переставлении местами строк представлена в левой части матрицы узловых проводимостей (рисунок 3.10). Матрица перестановок $[P]$ показана на рисунке 3.11.

Как видно из рис. 3.12 для 25-узловой схемы по алгоритму А1 требуется установка 10 устройств PMU, установленных в узлах 1-10 схемы с измененной нумерации. При этом считается, что при расчете установившегося режима на основе матрицы узловых проводимостей $[\underline{Y}_\Sigma]_{tr}$, в каждом узле с установленным PMU (узлы подмножества P) производится замер только векторов напряжения, во всех других узлах (узлы подмножества Q) доступна информация о потоках мощностей (данные SCADA).

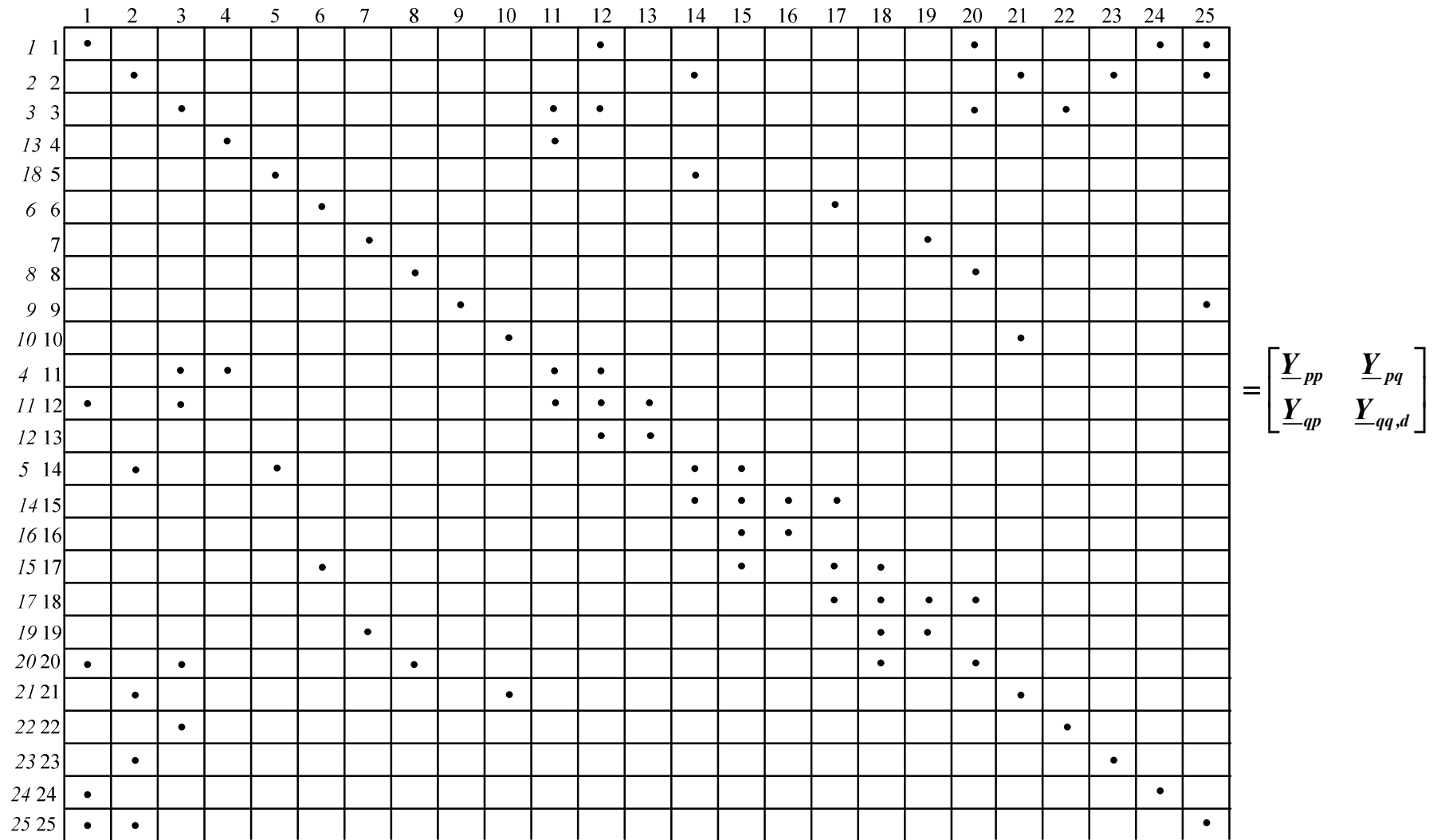


Рис 3.10. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами, в которой подматрица

$[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме

$[P]=$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1 1	1																									
2 2		1																								
3 3			1																							
13 4												1														
17 5																	1									
6 6						1																				
18 7																		1								
8 8								1																		
9 9									1																	
10 10										1																
4 11				1																						
11 12											1															
12 13												1														
5 14					1																					
14 15														1												
16 16																	1									
15 17															1											
7 18							1																			
19 19																				1						
20 20																					1					
21 21																						1				
22 22																							1			
23 23																								1		
24 24																									1	
25 25																										1

Рис. 3.11. Матрица перестановок $[P]$

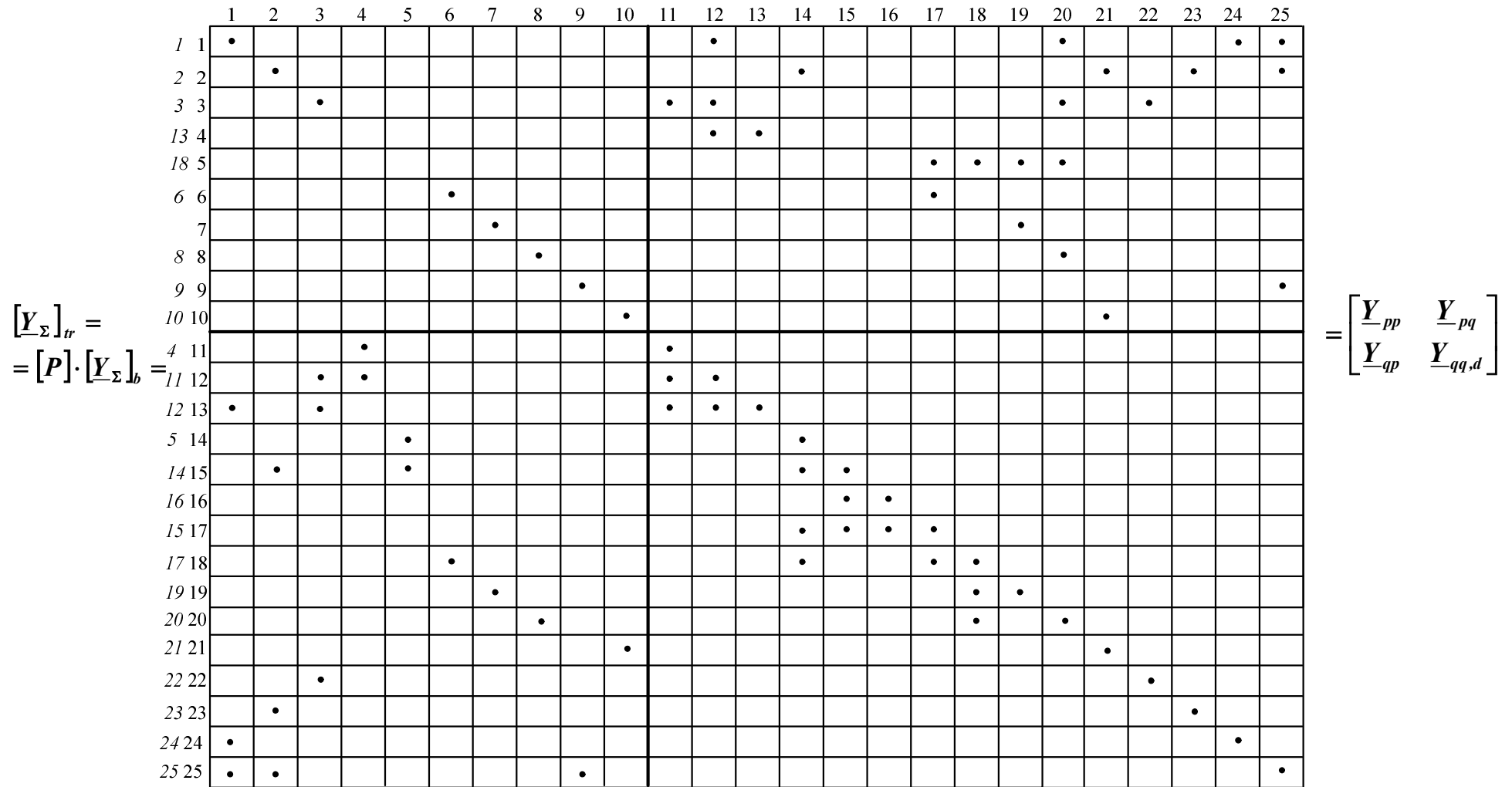


Рис. 3.12. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами, в которой подматрица $[\underline{Y}_{qq}]$ приведена к нижнетреугольной форме

3.4. Разработка алгоритма оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений при наличии SCADA измерений в узлах энергосистемы

Учитывая высокую стоимость внедрения системы СВИ, можно объяснить почему на данный момент установки PMU не являются повсеместными. С другой стороны, системы SCADA успешно внедрены и эксплуатируются многими операторами распределительных и транспортных сетей. Учитывая данный факт появляется возможность рассматривать вопросы перехода к совместному использованию СВИ и SCADA.

Представленный ниже алгоритм будет обозначен как A2.

Этот алгоритм (A2) также основан на использовании векторных измерений токов и напряжений наряду телеизмерениями потоков мощности системы SCADA, что, в свою очередь, приводит к установке PMU в относительно меньшем количестве узлов. Информация от PMU о комплексных значениях токов и напряжений позволяет получить численное значение 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 и входят в состав подмножества PP . Таким образом, согласно данному алгоритму формируются 3 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.
3. После исключения любого узла пересчитываются ранги оставшихся узлов в схеме. Узлы, чьи ранги уменьшились, указываются как псевдо-PMU (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 и 2, то узел входит в подмножество Q , а комплексное значение напряжения в этом узле, а также комплексные значения токов прилежащих ветвей будут определяться линейно через падения напряжения в ветвях и баланс токов.
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 $R \geq 2$, не вошедшие в первые два подмножества.

Для иллюстрации алгоритма A2 вновь взята схема электрической сети с 25 узлами (рис. 3.13). На рис. 3.13 числа без скобок соответствуют исходной нумерации, а в скобках соответственно нумерации, выполненной после переупорядочения узлов

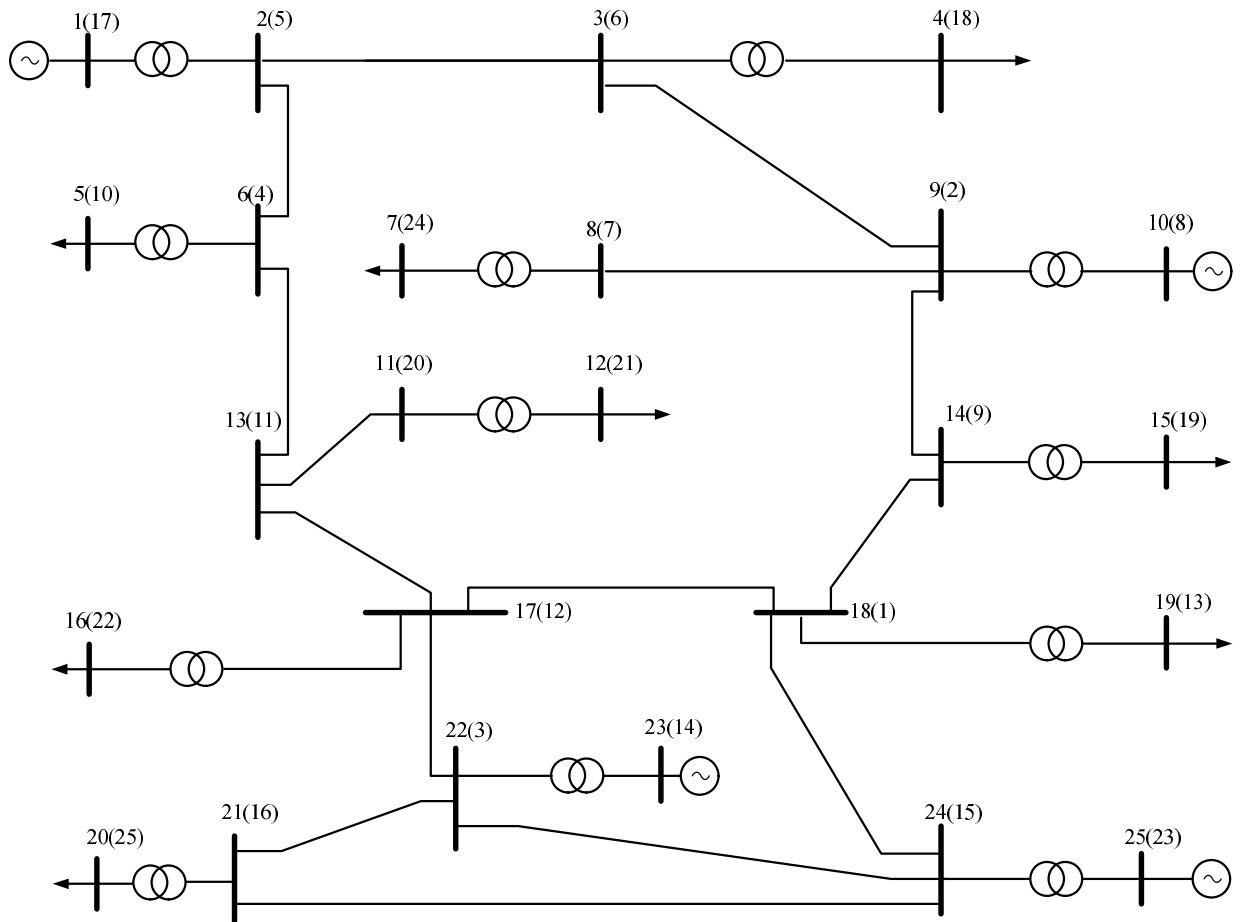


Рис 3.13. Однолинейная схема электрической сети из 25 узлов по алгоритму A2

В следствие перенумерации узлов матрица узловых проводимостей $[Y_{\Sigma}]_b$ приобретает вид, представленный на рис. 3.14.

Как видно из рис. 3.14 для 25-узловой схемы по алгоритму A2 потребуется установка только 4-х устройств PMU, установленных в узлах 1-4 схемы с измененной нумерацией. При расчете установившегося режима на основе матрицы узловых проводимостей $[Y_{\Sigma}]_{tr}$, полученной по алгоритму A2, в каждом узле с установленным PMU (узлы подмножества P) производится замер векторов напряжения и токов инцидентных ветвей, в узлах подмножества PP , зная параметры ветвей по формуле (3.4) вычисляется напряжение в узле с псевдоизмерением и по формуле (3.5) ток на противоположном конце ветви.

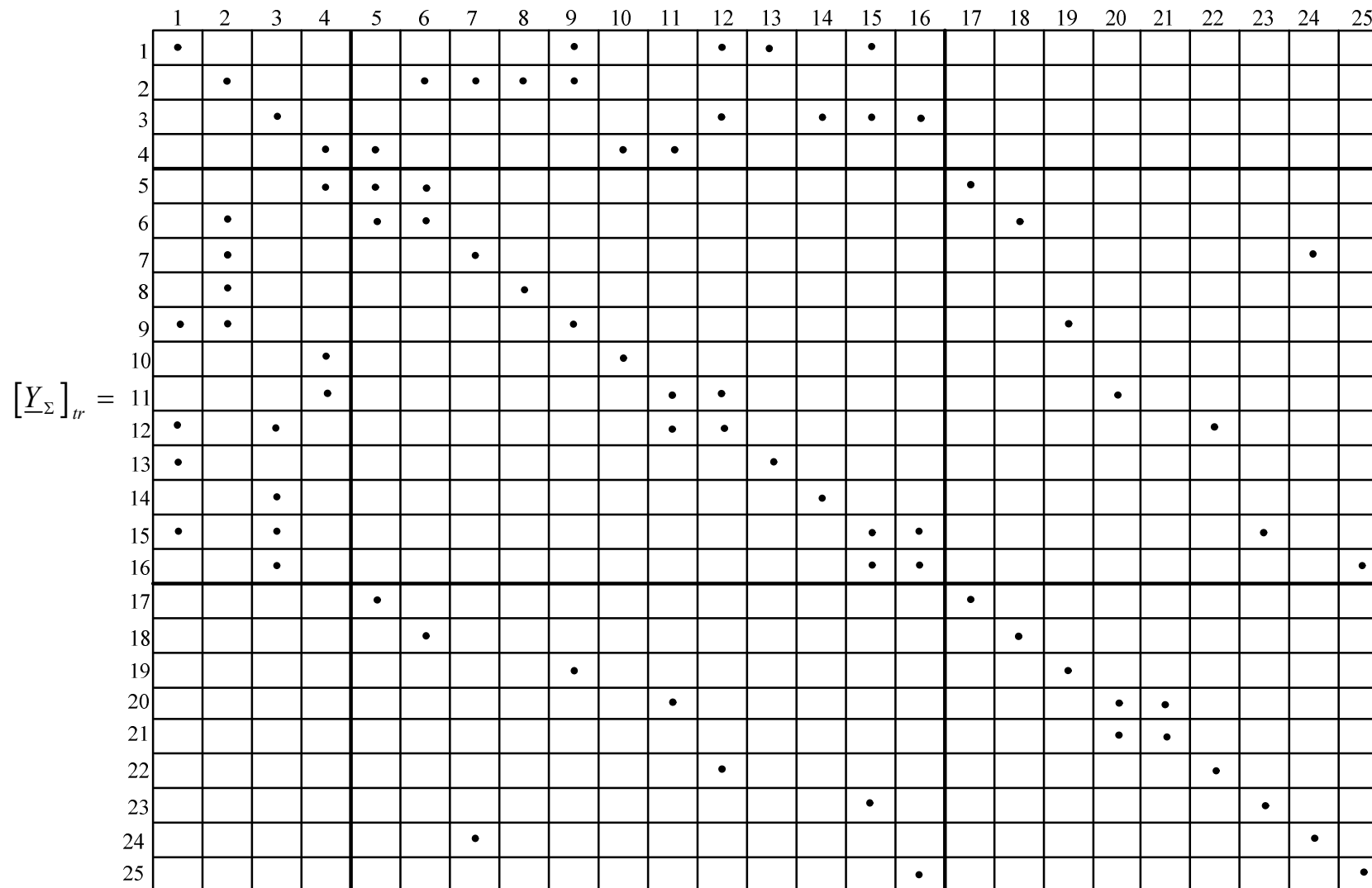


Рис. 3.14. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме с 25 узлами по алгоритму А2

Во всех других узлах (узлы подмножества Q) доступна информация только о потоках мощностей (данные SCADA).

Таким образом, на основе векторов токов и напряжений, измеренных посредством PMU, а также полученных в ходе расчета псевдоизмерений, можно вычислить напряжения в узлах, в которых не установлены PMU и отсутствуют псевдоизмерения. Например, для того, чтобы определить напряжение в узле 17 необходимо решить уравнение, записанное для узла 5:

$$\underline{Y}_{55} \cdot \underline{U}_5 - \underline{Y}_{56} \cdot \underline{U}_6 - \underline{Y}_{45} \cdot \underline{U}_4 - \underline{Y}_{517} \cdot \underline{U}_{17} = \underline{J}_5 = \frac{\underline{S}_5}{\underline{U}_5} \quad (3.23)$$

В данном выражении неизвестным является только напряжение узла 17, поэтому оно может быть найдено решением линейного уравнения (3.23).

3.5. Тестирование предложенных алгоритмов

Тестовые схемы ЭЭС типа IEEE широко используются в научных работах для апробации, тестирования, сопоставления и демонстрации различных методов решения задач анализа и оптимизации, а также для моделирования установившихся режимов энергосистем. Для того, чтобы иметь возможность сравнить результаты по оптимальной расстановке PMU, полученные по алгоритмам A1 и A2, с другими источниками, были выполнены расчеты по описанным выше алгоритмам для тестовых схем IEEE-14, IEEE-24, IEEE-30, IEEE-57, представляющими собой модели установившихся режимов различных частей американской энергосистемы AEP (American Electric Power) периода 1960-1962 гг. с 14, 24, 30 и 57 узлами соответственно [78].

Ниже подробно описываются процессы поиска оптимальных мест расположения PMU для тестовой схемы IEEE-14 по алгоритмам A1 и A2. В Приложении 3 даны пояснения по оптимальной расстановке PMU для схем с количеством узлов от 9 до 57.

На рис. 3.15 представлена однолинейная схема электрической сети IEEE-14, в которой номера вне скобок соответствуют исходной нумерации узлов, а в скобках даны номера узлов согласно перенумерации на основании алгоритма A1.

На рис. 3.16 представлена матрица узловых проводимостей схемы после переупорядочивания узлов, а на рис. 3.17 – преобразованная матрица узловых проводимостей, в которой подматрица $[\underline{Y}_{qq}]$ нижнетреугольной формы.

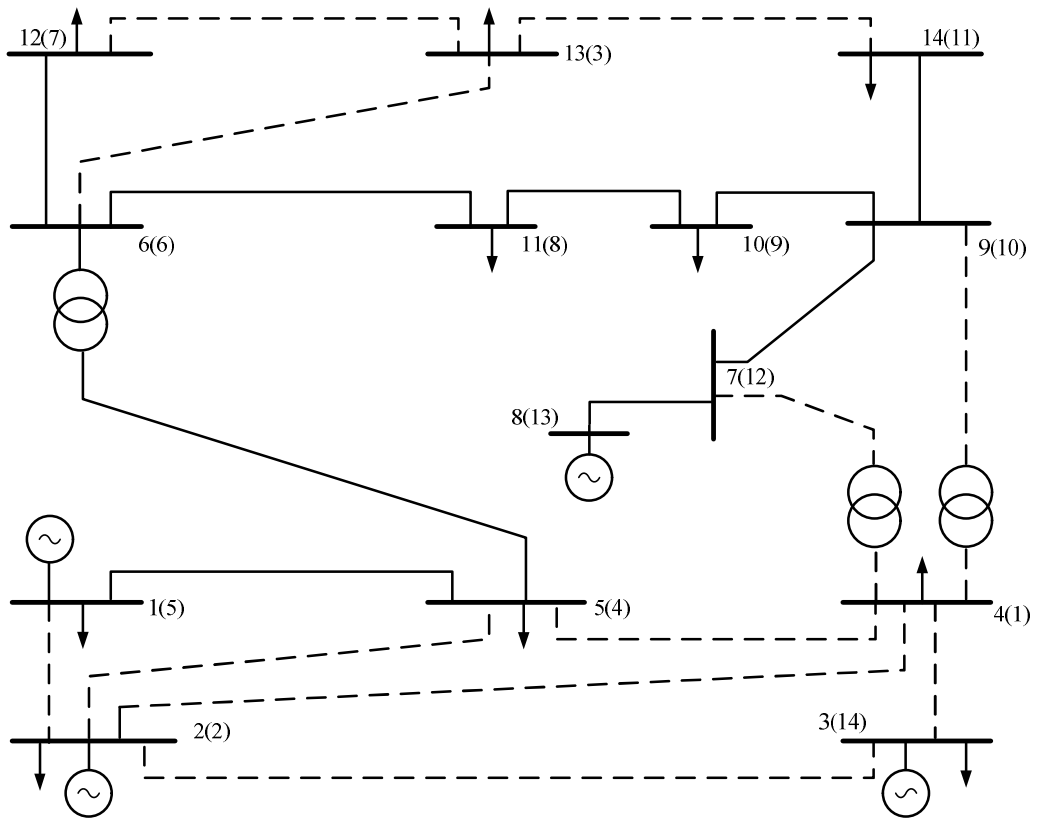


Рис.3.15. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14;
оптимальная расстановка по алгоритму A1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1 1	•	•		•						•		•		•	
2 2	•	•		•	•										→10(U_{14})
3 3			•			•	•				•				→7(U_{11})
12 4	•	•		•	•	•									→2(U_4)
5 5		•		•	•										→1(U_5)
4 6			•	•		•	•	•							→4(U_6)
7 7			•			•	•								→3(U_7)
6 8						•		•	•						→5(U_8)
8 9								•	•	•					→6(U_{10})
9 10	•								•	•	•	•			→8(U_{12})
11 11			•							•	•				
10 12	•									•		•	•		→9(U_{13})
13 13												•	•		
14 14	•	•												•	

$[Y_{\Sigma}]_b = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{pq} \\ Y_{qp} & Y_{qq} \end{bmatrix}$

Рис. 3.16. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1, в которой подматрица $[Y_{-qq}]$ приведена к ленточной форме

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} Y_{\Sigma} \end{bmatrix}_{tr} = \\
 & = [P] \cdot \begin{bmatrix} Y_{\Sigma} \end{bmatrix}_b =
 \end{aligned}$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1													
2		1												
3			1											
12											1			
5				1										
4			1											
7						1								
6					1									
8							1							
9								1						
10									1					
11										1				
101											1			
13												1		
14													1	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	•	•		•								•		•
2	•	•		•	•									•
3			•			•	•					•		
4	•	•		•	•	•								
5		•		•	•									
6			•	•		•	•	•						
7		•				•	•							
8						•		•	•					
9								•	•	•				
10	•								•	•	•	•		
11			•							•	•			
12	•									•		•	•	
13												•	•	
14	•	•												•

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	•	•		•						•		•		•
2	•	•		•	•									•
3			•			•	•				•			
12	•									•		•	•	
5		•		•	•									
4	•	•		•	•	•								
7			•			•	•							
6			•	•		•	•	•						
8						•		•	•					
9								•	•	•				
10									•	•	•			
11			•							•	•			
101	•									•	•	•	•	
13												•	•	
14	•	•												•

$$= \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{pq} \\ \underline{Y}_{qp} & \underline{Y}_{qq} \end{bmatrix}$$

Рис. 3.17. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к нижнетреугольной форме

Таким образом, по алгоритму A1 необходимо установить устройства PMU в четырех узлах (узлы 4, 3, 15 и 5 согласно первоначальной нумерации), при этом образуется одно дерево максимальной протяженности и один изолированный узел.

На рис. 3.18 представлена однолинейная схема электрической сети IEEE-14, в которой номера вне скобок соответствуют исходной нумерации узлов, а в скобках даны номера узлов согласно перенумерации, выполненной по алгоритму A2.

Узлы тестовой схемы IEEE-14, нумеруются по-новому, исходя из того, что формируются 3 подмножества (P , PP и Q). На рис. 3.19 представлена матрица узловых проводимостей схемы после перенумерации узлов.

Следовательно, по алгоритму A2 устройства PMU для схемы IEEE-14 необходимо установить только в двух узлах сети (узлы 4 и 6 согласно первоначальной нумерации). В таком случае, используя параметры ветвей и измерения векторов напряжения и токов

отходящих линий этих двух узлов, можно получить псевдоизмерения напряжения в восьми соседних узлах (узлы 2, 3, 5, 7, 9, 11, 12 и 13 согласно первоначальной нумерации).

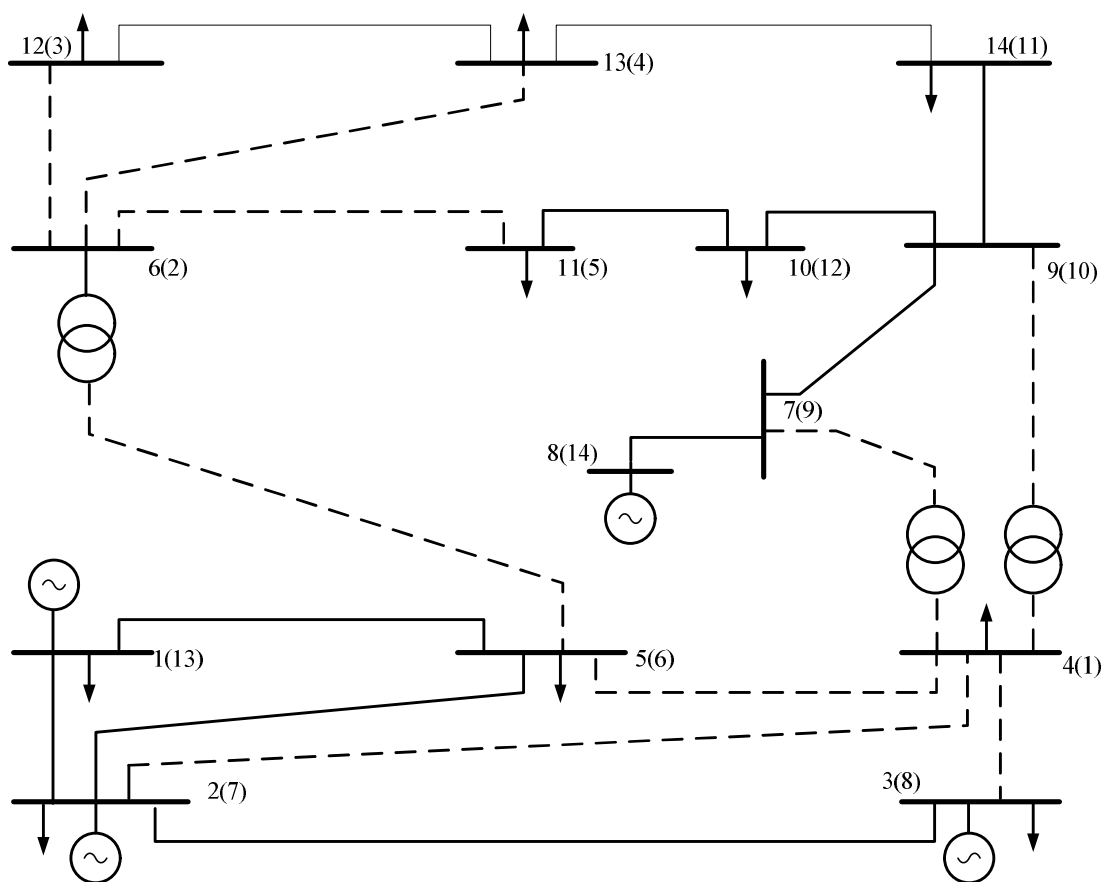


Рис.3.18. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму A2

$[Y_{\Sigma}]_b =$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	•					•	•	•	•	•				
2		•	•	•	•	•								
3			•											
4		•	•	•								•		
5		•			•								•	
6	•	•				•	•							
7	•					•	•	•						•
8	•						•	•						
9									•					•
10	•								•	•	•	•		
11				•						•	•			
12					•					•		•		
13						•	•						•	
14									•					•

Рис. 3.19. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A2

Очевидно, что преимущество алгоритма А2 перед А1 состоит в сокращении количества устройств PMU, необходимых для обеспечения наблюдаемости сети. Следует отметить, что в этом случае будет идти речь о математической, а не о топологической наблюдаемости. Недостатком алгоритма А2 является использование в расчетах псевдоизмерений векторов токов отходящих линий и пассивных параметров ветвей схемы. Как уже было показано в главе 1, пассивные параметры элементов ЭЭС могут быть заданы с погрешностью, а вектора токов некоторых отходящих линий могут просто отсутствовать, из-за отключений (аварийных либо плановых) линий электропередачи, либо трансформаторов.

В таблице 3.1 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 3.1. 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 [80]	5 PMU	6 PMU	----	10 PMU
Алгоритм А4 [60]	4 PMU	7 PMU	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А5 [61]	4 PMU	7 PMU	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А6 [62]	4 PMU	----	10 PMU	17 PMU
Алгоритм А7 [63]	4 PMU	----	10 PMU	16 PMU

Некоторые алгоритмы других авторов [74-76] основаны на обязательной установке PMU в балансирующем узле. Алгоритмы, представленные в данной работе, доказывают, что в качестве места установки может быть выбран любой узел системы, удовлетворяющий требованиям алгоритма.

Сравнительный анализ представленных результатов доказывает преимущества описанных в данной работе алгоритмов А1 и А2, поскольку для всех изученных тестовых схем были найдены решения с аналогичным либо меньшим количеством устройств PMU. Еще одним преимуществом данных алгоритмов, как будет показано в четвертой главе, является возможность выполнить ускоренный расчет установившегося режима и упрощенную процедуру оценивания состояния электрической сети.

3.6. Выводы по третьей главе

1. Обоснована необходимость поиска оптимальных мест размещения комплексов СВИ. На основании метода анализа экономического эффективности – метода полных приведенных затрат показано, что минимизация затрат на внедрение и эксплуатацию системы СВИ находится в прямой зависимости от количества устанавливаемых устройств РМУ.

2. Приведена классификация существующих методов и алгоритмов оптимальной расстановки устройств РМУ, а также предложены новые алгоритмы на основании метода определяющих величин.

3. Использование значений узловых напряжений в качестве определяющих величин позволит в дальнейшем воспользоваться результатами алгоритмов, разработанных по методу определяющих величин, для разработки ускоренных методов расчета установившегося режима и улучшения процедуры оценивания состояния режима ЭЭС.

4. Представленные в данной главе алгоритмы размещения устройств РМУ, основаны на преобразованиях матрицы узловых проводимостей, предполагающие перестановку строк и столбцов, для того, чтобы дальнейших расчет установившегося режима и оценивание состояния режима проводить путем решения систем линейных уравнений, при которых одна часть напряжений считается известной благодаря измерениям РМУ, а другая вычисляется благодаря псевдоизмерениям либо известным векторам потока мощностей от системы SCADA.

5. Представленные алгоритмы были проверены на тестовых схемах с количеством узлов от 9 до 57. Сравнительный анализ результатов показывает, что предложенные алгоритмы обеспечивают меньшее либо аналогичное количество необходимых к установке устройств РМУ, чем алгоритмы других авторов.

6. Кроме того, показано что в качестве места установки может быть выбран любой узел системы, удовлетворяющий требованиям алгоритма, нет необходимости в обязательной установке РМУ в балансирующем узле.

4. УСКОРЕННЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. Разработка ускоренного алгоритма расчета установившегося режима по данным синхронизированных векторных измерений

Эффективное управление электрическим режимом и надежность эксплуатации электрических сетей основаны на расчетах установившегося режима в реальном времени. Задача расчета установившегося режима может выступать как отдельный вопрос, а также как подзадача в более сложных расчетах (оптимизация режима, прогнозирование, анализ пропускной способности). В связи с этим, актуальны разработки и исследования новых методов расчета установившихся режимов, а также совершенствование существующих. Ключевой целью, является получение алгоритма, дающего гарантированное решение задачи в случае существования режима с минимальными затратами времени. Используемые в настоящее время итерационные методы расчета не обладают указанными свойствами.

Расчеты установившихся режимов ведутся, как правило, по методу узловых напряжений. Этот метод предпочтительнее остальных, так как позволяет сравнительно просто и главное однозначно сформировать систему узловых уравнений, в которой матрица узловых проводимостей легко корректируется при изменении коэффициентов трансформации трансформаторных ветвей и при изменении топологии схемы (коммутация ветвей).

Расчет установившихся режимов сложных энергосистем методом узловых напряжений состоит в определении напряжений узлов и определении токов, потоков и потерь мощности в ветвях. Решением системы n уравнений с n неизвестными является совокупность значений напряжений всех узлов. С учетом этих значений далее вычисляются токи в ветвях, которые однозначно определяются из закона Ома через известные напряжения узлов. Такой путь эффективнее, чем решение системы m уравнений на основе первого и второго законов Кирхгофа для определения m независимых токов в ветвях, так как число ветвей в энергосистеме значительно больше числа узлов.

Традиционно используются два способа расчета установившегося режима. В электрических сетях, оснащенных средствами телеизмерения, данные о мощности, передаваемой по каждой ветви, и о напряжении в каждом узле поступают в вычислительный

центр, обобщенно можно сказать, что в таких сетях развита система SCADA измерений. Однако, так как любым измерениям свойственны погрешности, сумма измеренных мощностей ветвей, входящих и выходящих из каждого узла, несколько отличается от нуля. Исходя из потерь напряжения в подходящих ветвях, рассчитанных на основе измеренных мощностей, определяются напряжения в узлах. По причине погрешностей измерений и алгоритмов расчета напряжения в узле также различаются между собой. Такой способ расчета установившегося режима назван «оцениванием состояния сети», по сути, представляет собой оценивание режима сети.

Другой способ мотивирован тем, что многие сети не оснащены в полной мере средствами телеизмерений. 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. Балансирующим узлом, как правило, назначают узел с наибольшей генерируемой мощностью. 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 (например, метод Ньютона-Рафсона), которые применяются во всех известных программах расчета установившегося режима (RastrWIN, Mustang, Eurostag, DigSILENT PowerFactory и др.).

Развитие технологий СВИ привело к тому, что в некоторых узлах энергосистемы кроме традиционных телеизмерений, присутствует информация от PMU. Этот факт благоприятно сказывается как на усовершенствовании алгоритмов расчета установившегося режима, так и процесса оценивания состояния сети. В данной главе показано, как описанные ранее алгоритмы оптимальной расстановки PMU позволяют выполнять расчет установившегося режима ускоренными методами.

Минимизация затрат времени расчета режима достигается за счет использования метода определяющих величин и матрично-блочному преобразованию системы линейных уравнений.

Матрица-столбец узловых напряжений $[\underline{U}_\Sigma]$, разделяется на 2 подматрицы $[\underline{U}_p]$ и $[\underline{U}_q]$ 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 [64]. После разделения матрицы-столбца система уравнений узловых напряжений, которая описывает режим ЭЭС может быть записана в виде [64]:

$$\begin{cases} [Y_{pp}] \cdot [U_p] + [Y_{pq}] \cdot [U_q] = [J_p]; \\ [Y_{qp}] \cdot [U_p] + [Y_{qq}] \cdot [U_q] = [J_q]. \end{cases} \quad (4.1)$$

Считается, что размеры подматриц-столбцов $[U_p]$ и $[J_p]$ равны n_1 , т.е. числу определяющих величин, где n_1 это количество узлов, в которых установлены РМУ, а размеры подматриц-столбцов $[U_q]$ и $[J_q]$ соответственно, равны n_2 .

Тогда матрицы узловых проводимостей $[Y_{pp}]$ и $[Y_{qq}]$ характеризуются размерами ($n_1 \times n_1$) и ($n_2 \times n_2$) соответственно, а прямоугольные подматрицы $[Y_{pq}]$ и $[Y_{qp}]$ имеют размеры ($n_1 \times n_2$) и ($n_2 \times n_1$) соответственно. 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 (4.1) при помощи выражения:

$$[Y_{qq}] \cdot [U_q] = [J_q] - [Y_{qp}] \cdot [U_p] \quad (4.2)$$

Для того, чтобы исключить из алгоритма расчета режима трудоемкую процедуру по обращению матрицы $[Y_{qq}]$ при определении матрицы $[U_q]$, необходимо матрицу $[Y_{qq}]$ привести к специальной форме [64]:

- нижнетреугольной;
- диагональной;
- ленточной;
- многодиагональной.

Приведение матрицы $[Y_{qq}]$ к диагональной форме ($[Y_{qq}] = [Y_d]$), дает возможность легко получить обратную ей матрицу и найти искомые узловые напряжения по формуле:

$$[\underline{U}_q] = [\underline{Y}_d]^{-1} \left\| [\underline{J}_q] - [\underline{Y}_{qp}] \cdot [\underline{U}_p] \right\|. \quad (4.3)$$

Однако, в этом случае не обеспечивается критерий минимального количества устанавливаемых устройств РМУ. Поэтому матрицу $[\underline{Y}_{qq}]$ рекомендуется привести к нижнетреугольной или ленточной форме, так как в таком случае количество устройств СВИ будет минимальным.

Далее будет показано, как алгоритмы оптимальной расстановки РМУ, описанные в третьей главе позволяют добиться не только полной наблюдаемости сети при минимальном количестве РМУ в узлах, но также приводят к ускоренным методам расчета установившегося режима при совместном использовании данных СВИ и телеизмерений.

Таблица 4.1. Пассивные параметры ветвей в тестовой схеме IEEE-14

Узел (начало)	Узел (конец)	R, Ω	X, Ω	B, Sm	k _{tr}
1	2	10.255	31.30009	-99.8	0
1	5	28.5819	117.9882	-93	0
2	3	24.8577	104.7261	-82.8	0
2	4	30.7402	93.2733	-64.3	0
2	5	30.1266	91.9825	-65.4	0
3	4	35.4483	90.4749	-24.2	0
4	5	7.0622	22.2762	0	0
4	7	0	105.8105	0	0.511247
4	9	0	276.2604	0	0.515996
5	6	0	115.8037	0	0.536481
6	11	12.5611	26.3045	0	0
6	12	16.2548	33.8309	0	0
6	13	8.7483	17.2282	0	0
7	8	0	23.2958	0	0
7	9	0	14.5488	0	0
9	10	4.2069	11.1751	0	0
9	14	16.8103	35.7578	0	0
10	11	10.8511	25.4013	0	0
12	13	29.2167	26.4341	0	0
13	14	22.6055	46.0256	0	0

Для иллюстрации ускоренных алгоритмов расчета режима была выбрана тестовая схема с 14-ю узлами IEEE-14. Исходные данные представлены в таблице 4.1 и 4.2. В программе RastrWIN был выполнен расчет режима. Результаты расчета будут сравниваться с

результатами расчетов по ускоренным методам на основе алгоритмов оптимальной расстановки PMU (A1 и A2), описанных в третьей главе.

Таблица 4.2. Параметры узлов тестовой схемы IEEE-14

№ узла	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	$P_{\text{нагр}}, \text{MW}$	$Q_{\text{нагр}}, \text{MVar}$	$P_{\text{ген}}, \text{MW}$	$Q_{\text{ген}}, \text{MVar}$
1	243.8	0	0	0	0
2	230	21.7	12.7	40	43.56
3	230	94.2	19	0	25.08
4	230	47.8	0	0	0
5	230	7.6	1.6	0	0
6	115	11.2	7.5	0	12.73
7	115	0	0	0	0
8	115	0	0	0	17.62
9	115	29.5	16.6	0	0
10	115	9	5.8	0	0
11	115	3.5	1.8	0	0
12	115	6.1	1.6	0	0
13	115	13.5	5.8	0	0
14	115	14.9	5	0	0

Если к тестовой схеме IEEE-14 применить первый алгоритм расстановки A1, то с учетом установки PMU в узлах 1, 2, 3 и 4 (рис. 4.1), а также при использовании традиционных измерений потоков мощности в узлах, можно ускоренным методом получить значения узловых напряжений во всех зависимых узлах (рис. 4.2).

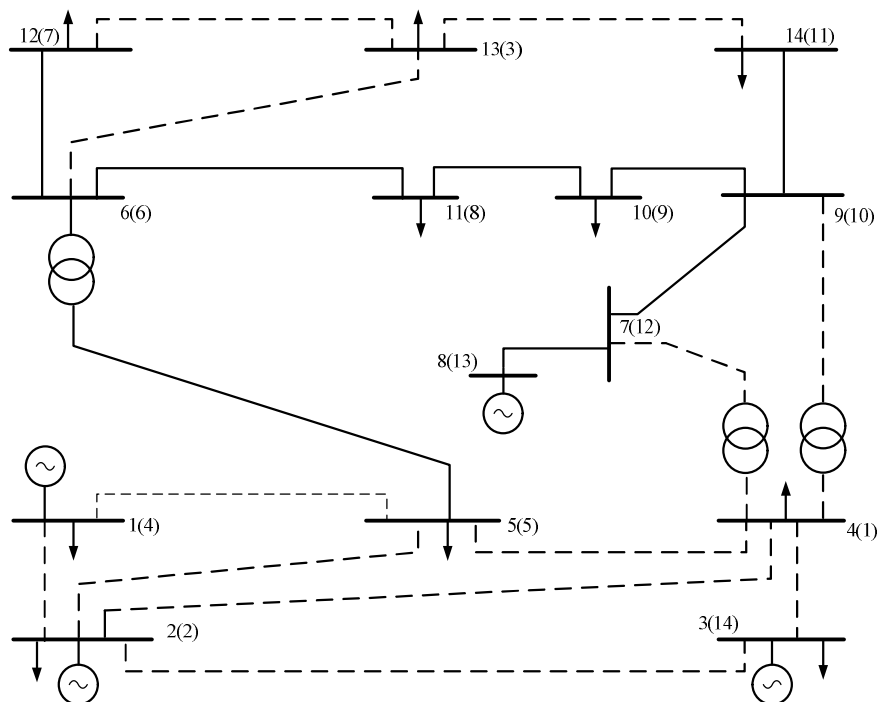


Рис.4.1. Однолинейная схема электрической сети IEEE-14 с расстановкой PMU по алгоритму A1 в четырех узлах

$[Y_{\Sigma}]_b =$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	•	•			•					•		•		•	
2	•	•		•	•									•	$\rightarrow 10(U_{14})$
3			•			•	•					•			$\rightarrow 7(U_{11})$
4		•		•	•										$\rightarrow 1(U_5)$
5	•	•		•	•	•									$\rightarrow 2(U_6)$
6			•		•	•	•	•							$\rightarrow 4(U_8)$
7			•			•	•								$\rightarrow 3(U_7)$
8						•		•	•						$\rightarrow 5(U_9)$
9								•	•	•					$\rightarrow 6(U_{10})$
10	•								•	•	•	•			$\rightarrow 8(U_{12})$
11			•							•	•				
12	•									•		•	•		$\rightarrow 9(U_{13})$
13												•	•		
14	•	•												•	

Рис. 4.2. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1 с 4 PMU, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме

На рис. 4.2. в правой части представлена последовательность определения неизвестных узловых напряжений. Формулы для расчета напряжений представлены в приложении 4.

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. Например, для схемы, приведенной на рис. 4.2 напряжение узла 7 определяется по методу Ньютона-Рафсона на основе уравнения, записанного для узла 7:

$$-\underline{Y}_{73} \cdot \underline{U}_3 - \underline{Y}_{76} \cdot \underline{U}_6 + \underline{Y}_{77} \cdot \underline{U}_7 = \frac{S_7^*}{\underline{U}_7^*}. \quad (4.4)$$

Все остальные неизвестные узловые напряжения для анализируемой схемы (рис. 4.2) определяются путем решения линейных уравнений. Таким образом, для данного ускоренного алгоритма расчета режима необходимо располагать измерениями PMU, установленными в четырех узлах, и данными измерений SCADA во десяти узлах.

Также в приложении 4 продемонстрировано, что, если увеличить количество узлов, в которых должны быть установлены PMU, можно определить значения узловых напряжений из линейных зависимостей. Так, если для тестовой схемы IEEE-14 расположить устройства СВИ в 5 узлах, как показано на рис. 4.3, будет получена матрица узловых проводимостей вида, указанного на рис. 4.4.

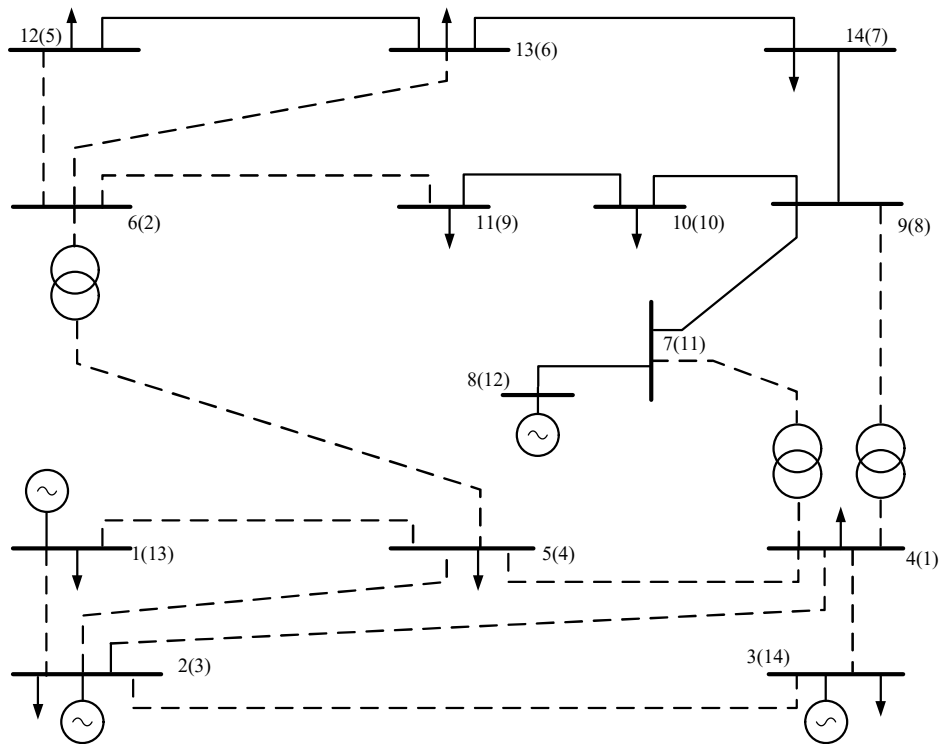


Рис.4.3. Однолинейная схема электрической сети IEEE-14 с расстановкой PMU по алгоритму A1 в пяти узлах

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	•		•	•				•			•			•	→ 6(U_{11})
2		•		•	•	•			•						
3	•		•	•									•	•	→ 5(U_{11})
4	•	•	•	•									•		→ 4(U_{13})
5		•			•	•									→ 1(U_1)
6		•			•	•	•								→ 2(U_7)
7						•	•	•							→ 3(U_8)
8	•						•	•		•	•				→ 7(U_{10})
9		•							•	•					
10								•	•	•					→ 8(U_9)
11	•							•			•	•			
12											•	•			→ 9(U_{12})
13			•	•									•		
14	•		•											•	

Рис. 4.4. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14 по алгоритму A1 с 5 PMU, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме

Таким образом, при увеличении количества PMU в электрической сети можно добиться существенного сокращения времени расчета установившегося режима и повысить точность получаемых результатов.

Таблица 4.3. Результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму A1

	RastrWIN	4 PMU	5 PMU
1	$243.8e^{j0^\circ}$	$243.8e^{j0^\circ}$	$243.8e^{j0^\circ}$
2	$230e^{j-4.433^\circ}$	$230e^{j-4.433^\circ}$	$230e^{j-4.433^\circ}$
3	$224.521e^{-j13.095^\circ}$	$224.523e^{-j13.098^\circ}$	$224.523e^{-j13.098^\circ}$
4	$223.202e^{-j10.234^\circ}$	$223.202e^{-j10.234^\circ}$	$223.202e^{-j10.234^\circ}$
5	$224.409e^{-j8.609^\circ}$	$224.409e^{-j8.608^\circ}$	$224.409e^{-j8.609^\circ}$
6	$115e^{-j14.681^\circ}$	$114.998e^{-j14.681^\circ}$	$115.001e^{-j14.681^\circ}$
7	$113.94e^{-j13.666^\circ}$	$113.928e^{-j13.681^\circ}$	$113.942e^{-j13.669^\circ}$
8	$115e^{-j13.666^\circ}$	$114.975e^{-j13.706^\circ}$	$115.006e^{-j13.675^\circ}$
9	$113.353e^{-j15.483^\circ}$	$113.344e^{-j15.49^\circ}$	$113.353e^{-j15.484^\circ}$
10	$112.728e^{-j15.669^\circ}$	$112.72e^{-j15.675^\circ}$	$112.728e^{-j15.6695^\circ}$
11	$113.423e^{-j15.326^\circ}$	$113.418e^{-j15.329^\circ}$	$113.423e^{-j15.326^\circ}$
12	$113.176e^{-j15.659^\circ}$	$113.176e^{-j15.659^\circ}$	$113.176e^{-j15.659^\circ}$
13	$112.588e^{-j15.751^\circ}$	$112.588e^{-j15.751^\circ}$	$112.588e^{-j15.751^\circ}$
14	$110.794e^{-j16.752^\circ}$	$110.798e^{-j16.749^\circ}$	$110.794e^{-j16.752^\circ}$

В таблице 4.3 приведены результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму A1 при установке четырех и пяти PMU, а также для демонстрации корректности полученных результатов приведены данные расчета, выполненного в RastrWIN.

4.2 Разработка ультраускоренного алгоритма расчета установившегося режима по данным синхронизированных векторных измерений

Расстановка PMU по алгоритму A2, подробно описанному в третьей главе, а также использование наряду с измерениями PMU псевдоизмерений дает возможность использовать ультраускоренный метод расчета установившегося режима. Так, если установить PMU с возможностью измерения вектора напряжения на шинах и векторов тока в отходящих линиях, то можно получить псевдоизмерения узловых напряжений смежных узлов. На примере схемы (рис. 4.5) показано, что если PMU установлен в узле 1, то падение напряжения на участке 1-2 вычисляется по формуле:

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} I_{12,l} Z_{12}, \quad (4.5)$$

где ток $I_{12,l}$ в начале линии определяется по выражению:

$$\underline{I}_{12,l} = \underline{I}_{12} + jI_{12,0}, \quad (4.6)$$

в котором:

$$\underline{I}_{12,0} = \frac{B_{12,0} \cdot U_1}{\sqrt{3}} = \frac{B_{12} \cdot U_1}{2\sqrt{3}}. \quad (4.7)$$

Если известно падение напряжения на участке 1-2, можно рассчитать напряжение узла 2 (псевдоизмерение):

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12}. \quad (4.8)$$

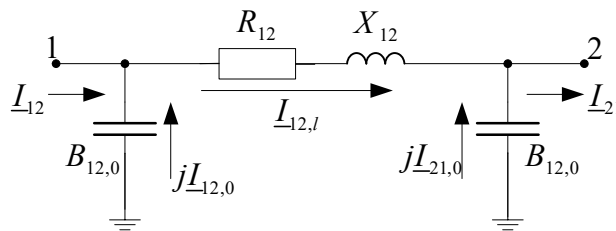


Рис 4.5. Эквивалентная схема ЛЭП, соединяющая узлы 1 и 2

Таким образом, расчет установившегося режима по алгоритму А2 содержит два этапа. На первом этапе, используя указанные выше формулы, рассчитываются узловые напряжения смежных с местом установки РМУ узлов (псевдоизмерения), а затем на основании данных РМУ и псевдоизмерений, определяются из уравнений балансов токов значения напряжений в зависимых узлах. При этом важно, чтобы, как и в алгоритме А1, 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. 4.6 приведена схема IEEE-14 с расстановкой РМУ по алгоритму А2, а на рис. 4.7 показана матрица узловых проводимостей и определена последовательность расчета неизвестных узловых напряжений.

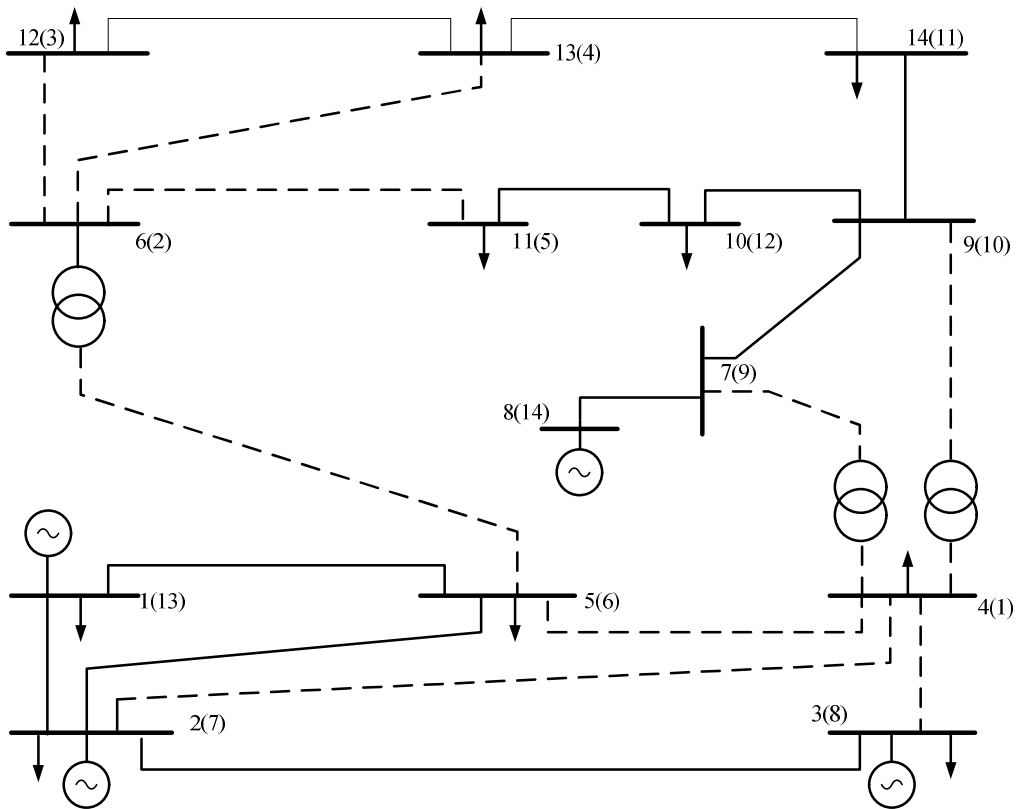


Рис.4.6. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14;
оптимальная расстановка по алгоритму A2

$$[Y_{-\Sigma}]_b =$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	•					•	•	•	•	•					
2		•	•	•	•	•									
3			•												
4			•	•	•							•			
5			•		•								•		
6	•	•				•	•							•	
7	•					•	•	•						•	
8	•						•	•							
9									•						•
10	•								•	•	•	•			
11				•						•	•				
12					•					•		•			
13						•	•						•		
14									•					•	

→ 1(\underline{U}_{11})
 → 2(\underline{U}_{12})
 → 3(\underline{U}_{13})
 → 4(\underline{U}_{14})

Рис. 4.7. Матрица узловых проводимостей, соответствующая схеме IEEE-14
по алгоритму A2

Ход выполнения расчета по алгоритму А2 можно описать следующим образом:

1. По измерениям РМУ, установленного в узле 1 известна следующая информация: \underline{U}_1^{PMU} , $\underline{I}_{1-6}^{PMU}$, $\underline{I}_{1-7}^{PMU}$, $\underline{I}_{1-8}^{PMU}$, $\underline{I}_{1-9}^{PMU}$ и $\underline{I}_{1-10}^{PMU}$. Тогда определяются падения напряжения:

$$\Delta \underline{U}_{1-6}, \Delta \underline{U}_{1-7}, \Delta \underline{U}_{1-8}, \Delta \underline{U}_{1-9} \text{ и } \Delta \underline{U}_{1-10}.$$

2. По измерениям РМУ, установленного в узле 2 известна следующая информация: \underline{U}_2^{PMU} , $\underline{I}_{2-3}^{PMU}$, $\underline{I}_{2-4}^{PMU}$, $\underline{I}_{2-5}^{PMU}$, $\underline{I}_{2-6}^{PMU}$. Тогда определяются падения напряжения:

$$\Delta \underline{U}_{2-3}, \Delta \underline{U}_{2-4}, \Delta \underline{U}_{2-5}, \Delta \underline{U}_{2-6}.$$

3. Рассчитываются псевдоизмерения напряжений в узлах 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 и 10: \underline{U}_3^{pP} , \underline{U}_4^{pP} , \underline{U}_5^{pP} , \underline{U}_6^{pP} , \underline{U}_7^{pP} , \underline{U}_8^{pP} , \underline{U}_9^{pP} , \underline{U}_{10}^{pP} .

4. На основе векторов напряжений в узлах 1-10, а также традиционных измерений потоков мощности SCADA в узлах 4, 5, 7 и 9 определяются вектора напряжения для зависимых узлов 11, 12, 13, 14.

Таким образом, при установке двух устройств СВИ в узлах 1 и 2, которые обладают способностью измерять вектора напряжений в узлах и токов отходящих линий, исключается необходимость решения системы уравнений размером 14x14 в рамках расчета режима. При совместном использовании данных РМУ, псевдоизмерений и традиционных измерений от SCADA необходимо решить всего лишь четыре линейных уравнения. Кроме того, данный ультраускоренный алгоритм расчета установившегося режима позволяет определять напряжения во всех узлах упорядоченно (прямой порядок от меньшего порядкового номера к большему).

В таблице 4.4 приведены результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму А2 при установке двух РМУ, а также для демонстрации корректности полученных результатов приведены данные расчета, выполненного в RastrWIN. Ход выполнения расчета по ультраускоренному алгоритму продемонстрирован в приложении 5.

Таблица 4.4. Результаты расчета режима для схемы IEEE-14 по алгоритму А2

№ узла	RastrWIN	Алгоритм А2
3	$113.176 \cdot e^{-j15.66^\circ}$	$113.176 \cdot e^{-j15.66^\circ}$
4	$112.588 \cdot e^{-j15.75^\circ}$	$112.588 \cdot e^{-j15.75^\circ}$
5	$113.423 \cdot e^{-j15.32^\circ}$	$113.423 \cdot e^{-j15.32^\circ}$
6	$224.409 \cdot e^{-j8.61^\circ}$	$224.409 \cdot e^{-j8.61^\circ}$
7	$230 \cdot e^{-j4.43^\circ}$	$230.075 \cdot e^{-j4.43^\circ}$
8	$224.521 \cdot e^{-j13.09^\circ}$	$224.937 \cdot e^{-j12.99^\circ}$
9	$113.94 \cdot e^{-j13.66^\circ}$	$113.929 \cdot e^{-j13.66^\circ}$
10	$113.353 \cdot e^{-j15.48^\circ}$	$113.353 \cdot e^{-j15.48^\circ}$
11	$110.715 \cdot e^{-j16.66^\circ}$	$110.794 \cdot e^{-j16.75^\circ}$
12	$112.727 e^{-j15.67^\circ}$	$112.746 \cdot e^{-j15.65^\circ}$
13	243.000	$243.262 \cdot e^{j0.6^\circ}$
14	$115 \cdot e^{-j13.66^\circ}$	$115.03 \cdot e^{-j11.55^\circ}$

В таблице 4.4 указаны значения векторов напряжений для всех узлов за исключением узлов 1 и 2, в которых установлены РМУ. Отличия между рассчитанными данными и полученными в программе RastrWIN составляют не более чем на 0.1%, что свидетельствует о высокой точности получаемых результатов по ультраускоренному алгоритму расчета установившегося режима.

4.3. Разработка линейного алгоритма оценивания состояния на основе данных синхронизированных векторных измерений

В последние годы в энергетической сфере наметилась общая для многих стран тенденция: дерегулирование энергетики и рост числа возобновляемых источников энергии при постоянном расширении энергосистем. В этой ситуации оценивание состояния (далее ОС) режима энергосистемы в режиме реального времени становится ключевым инструментом для мониторинга и управления электрическими сетями. В результате ОС является расчет установившегося режима электрической сети на основе параметров режима и данных о топологии схемы.

Благодаря результатам ОС обеспечивается решение таких задач, как:

- моделирование и анализ режима;
- диспетчерское управление;
- прогноз нагрузки и оптимизация режима по активной мощности;
- оперативная оценка надежности режима и др.

Оценивание состояния работает как фильтр между необработанными измерениями, и всеми прикладными функциями, требующими наиболее надежных данных для текущего состояния работы системы. Важными инструментами алгоритма ОС являются процесс выявления плохих данных, анализ решения для оценки состояния, определения ошибок параметров и топологии. Таким образом, ОС позволяет расчетным путем получить наиболее вероятное состояние системы (как контрольный срез) в заданный момент времени по данным измерений и параметрам математической модели ЭЭС.

В качестве исходной информации для ОС традиционно используются данные телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС), получаемые из системы SCADA. Погрешности телеизмерений и низкая степень синхронизированности данных приводят к искажению расчетного режима, что может привести к ошибочным решениям при управлении энергосистемой и к развитию серьезных аварий. При ОС по традиционным измерениям, обеспеченным системой SCADA, вектор состояния определяется итеративными методами. Наибольшее распространение получил метод взвешенных наименьших квадратов, который можно представить, как задачу минимизации целевой функции [89]. Используемые функции измерения в этом подходе выводятся из уравнений потока мощности, что приводит к изначально нелинейной задаче.

Существенно улучшить возможности ОС позволяет использование синхронизированных векторных измерений в качестве входных данных для оценивания состояния. Возможно, как совместное использование данных SCADA и PMU (гибридные алгоритмы ОС [92-95]), так и использование исключительно СВИ для создания простых алгоритмов ОС, что и будет показано далее.

Алгоритм ОС, который использует только измерения от PMU, имеет следующие преимущества [90]:

1) измерения являются линейной функцией для переменных состояния, что обеспечивает алгоритм линейного оценивания состояния, состоящий из неитеративного процесса с малым временем вычислений;

2) каждое измерение имеет свою метку времени, это в свою очередь гарантирует, что каждый набор данных, предоставленный в линейный алгоритм ОС, состоит из измерений, сделанных в один и тот же момент;

3) поскольку РМУ напрямую измеряют фазовый угол, нет необходимости выбирать эталонную шину, на которой напряжение и фазовый угол задаются [89];

4) очень высокая скорость потоковой передачи РМУ (десятки кадров в секунду (fps)) приводит к оценке состояния, характеризуемой высокой частотой обновления и низкой задержкой, что называется оценкой состояния в реальном времени;

5) РМУ по умолчанию измеряют векторы тока и напряжения в каждой фазе отдельно, так что трехфазное ОС может использоваться независимо от сетевого параметра симметрии и баланса потока мощности.

Во избежание уязвимости к ошибкам измерения, а также к потере или повреждению данных, процесс ОС обеспечивается избыточностью измерений. В данной работе предполагается, что исследуемая система является наблюдаемой, т.е. что имеется достаточное количество измерений для того, чтобы определить однозначно вектор состояния. Таким образом, с точки зрения ОС, наблюдаемость определяется как способность однозначно оценивать состояния энергосистемы по заданным измерениям. В третьей главе рассматривались два способа обеспечения наблюдаемости: численный и топологический. В данном случае, для выполнения ОС необходимо обеспечить численную наблюдаемость. Тогда электрическая сеть становится полностью наблюдаемой при помощи установленных РМУ, а задача оценивания состояния сводится к решению системы линейных уравнений, так как модель ОС приобретает линейный вид (3.3).

Для обеспечения алгоритмов ОС входными параметрами при оптимальной расстановке РМУ в узлах электроэнергосистемы следует учитывать и топологический подход, когда размещение РМУ осуществляется таким образом, чтобы каждый узел был наблюдаем хотя бы одним устройством СВИ.

На рис. 4.8 представлен участок электрической сети в виде П-образной схемы замещения ЛЭП между узлами 1 и 2.

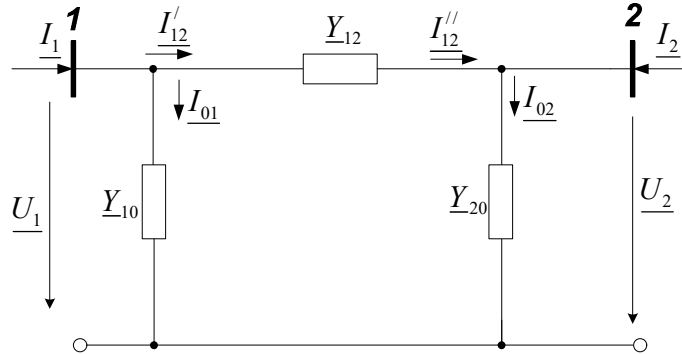


Рис. 4.8. П-образная схема замещения ЛЭП между узлами 1 и 2

Для данного участка сети вектор состояния определяется выражением:

$$x = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.9)$$

а вектор измерения – выражением:

$$z = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{I}_{12} \\ \underline{I}_{21} \end{bmatrix}. \quad (4.10)$$

Тогда выражение (3.3) можно записать в виде:

$$z = H \cdot x \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{I}_{12} \\ \underline{I}_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{10} & -\underline{Y}_{12} \\ -\underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{20} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}. \quad (4.11)$$

Матрица функции измерения H для участка сети с 2 узлами формируется по формуле:

$$H = \begin{bmatrix} N \\ y \cdot A + y_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{10} & -\underline{Y}_{12} \\ -\underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{20} \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

где N – матрица инцидентий ветви-узлы, соответствующая топологии сети, количество строк матрицы определяется количеством узлов, в которых присутствуют измерения РМУ;

y – матрица диагональная матрица продольных проводимостей в ветвях, в которых присутствуют измерения РМУ;

y_s - матрица поперечных проводимостей, в которой число строк соответствует количеству ветвей с измерениями, а число столбцов – количеству узлов;

A – матрица инцидентий измерений по току, в которой число строк соответствует количеству измеренных токов в ветвях, а число столбцов – количеству узлов. При этом значениями «1» и «-1» обозначаются начало и конец ветви, в которой проводится измерение тока.

На примере тестовой схемы IEEE-14 будет показано, как формируются указанные выше матрицы.

В первую очередь необходимо определить минимальный набор узлов для размещения РМУ, достаточный для обеспечения как топологической, так и численной наблюдаемости. Для этого предлагается воспользоваться следующим алгоритмом (А3):

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.

3. После исключения любого узла пересчитываются ранги оставшихся узлов в схеме. Узлы, чьи ранги уменьшились, указываются как псевдо-РМУ.

4. Шаги 2 и 3 повторяются до тех пор, пока каждый узел системы не станет наблюдаем, хотя бы одним РМУ.

Для минимизации количества установленных РМУ, необходимо принимать во внимание наличие узлов с нулевой инжекцией. Установка РМУ в таких узлах не проводится. Для тестовой схемы IEEE-14 таковым узлом является узел 7, а значит, для определения напряжения в узле 8 достаточно знать напряжение в узле 7 (псевдо-измерение) и сумму токов, поступающих в узел 7 по ветвям 7-9 и 4-7.

На рис. 4.9 представлена схема тестовой модели IEEE-14 с размещением РМУ по алгоритму А3, обеспечивающему линейное оценивание состояния системы.

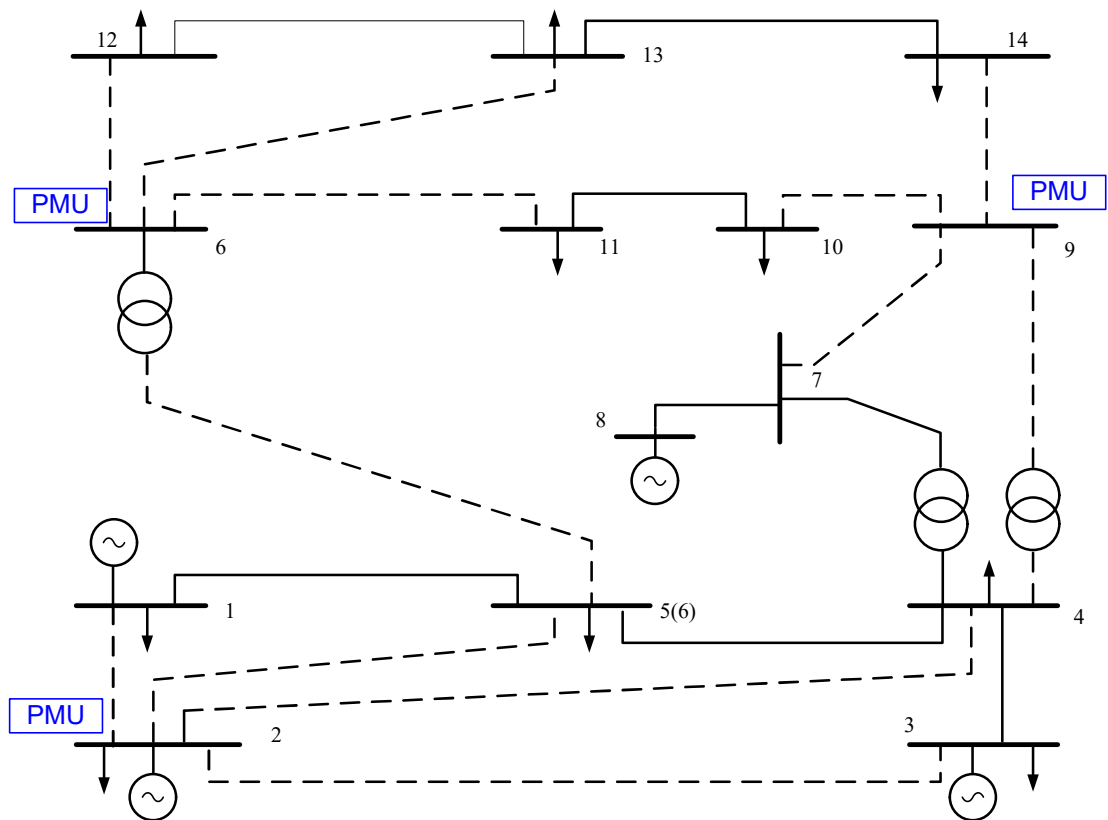


Рис. 4.9. Однолинейная схема электрической сети из 14 узлов, IEEE-14; оптимальная расстановка по алгоритму А3

Таким образом, определено, что для схемы IEEE-14 по алгоритму А3 необходимо установить PMU в узлы 2, 6 и 9, при этом считается, что вектор измерений содержит информацию о векторах напряжения в узлах 2, 6 и 9 и всех отходящих ветвей.

Для представленной схемы матрица N приобретает форму:

$$N = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (4.13)$$

А матрица продольных проводимостей u определяется по выражению (размер 12x12):

$$y = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{21} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{25} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{65} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{612} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{613} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{611} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{914} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{94} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{97} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{910} \end{bmatrix}. \quad (4.14)$$

Также составляется матрица поперечных проводимостей (размер 12x14):

$$y_s = \begin{bmatrix} 0 & \underline{Y}_{10} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{50} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{30} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{40} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (4.15)$$

Тогда результирующая системная матрица приобретает вид:

Решая систему линейных уравнений вида (3.3) или (4.10) можно определить вектор состояния для тестовой модели IEEE-14. Расчеты вектора состояния x , выполненные в MathCad, представлены в таблице 4.5. Для сравнения результатов в данной таблице указаны также истинные значения напряжений узлов, полученные при расчете режима в программе RastrWIN.

Таблица 4.5. Результаты оценивания состояния для схемы IEEE-14

№ узла	RastrWIN	Линейный алгоритм оценивания состояния
1	$243.8 \cdot e^{j0^\circ}$	$244.147 \cdot e^{-j0.03^\circ}$
2	$230 \cdot e^{-j4.433^\circ}$	$230 \cdot e^{-j4.433^\circ}$
3	$224.52 \cdot e^{-j13.09^\circ}$	$221.457 \cdot e^{-j13.03^\circ}$
4	$223.201 \cdot e^{-j10.23^\circ}$	$221.392 \cdot e^{-j10.1^\circ}$
5	$224.409 \cdot e^{-j8.61^\circ}$	$223.16 \cdot e^{-j8.53^\circ}$
6	$115 \cdot e^{-j14.68^\circ}$	$115 \cdot e^{-j14.68^\circ}$
7	$113.94 \cdot e^{-j13.66^\circ}$	$113.94 \cdot e^{-j13.66^\circ}$
8	$115 \cdot e^{-j13.66^\circ}$	$114.992 \cdot e^{-j12.27^\circ}$
9	$113.353 \cdot e^{-j15.48^\circ}$	$113.353 \cdot e^{-j15.48^\circ}$
10	$112.727 \cdot e^{-j15.67^\circ}$	$112.727 \cdot e^{-j15.67^\circ}$
11	$113.42 \cdot e^{-j15.33^\circ}$	$113.42 \cdot e^{-j15.33^\circ}$
12	$113.176 \cdot e^{-j15.66^\circ}$	$113.176 \cdot e^{-j15.66^\circ}$
13	$112.588 \cdot e^{-j15.75^\circ}$	$112.588 \cdot e^{-j15.75^\circ}$
14	$110.794 \cdot e^{-j16.75^\circ}$	$110.794 \cdot e^{-j16.75^\circ}$

Таким образом, в ходе решения системы линейных уравнений были получены значения напряжений во всех узлах тестовой модели высокой точностью. Максимальная погрешность по амплитуде напряжения не превышает 1.4% (узел 3). Преимуществом данного алгоритма оценивания состояния электроэнергосистемы является высокая точность результатов при минимальном времени расчета.

4.4. Выводы по четвертой главе

1. Разработанные алгоритмы оптимальной расстановки РМУ позволяют выполнять расчет установившегося режима ускоренными методами, благодаря использованию метода определяющих величин и матрично-блочному преобразованию системы линейных уравнений.

2. При совместном использовании данных телеизмерений и измерений от РМУ, расставленных в электрической сети по алгоритму А1, можно выполнить расчет установившегося режима ускоренным методом, где для определения искомых напряжений необходимо решать, как линейные, так и нелинейные уравнения.

3. Показано, что при увеличении числа узлов, в которых установлены РМУ, можно выполнить расчет установившегося режима, решая только линейные уравнения.

4. При использовании полного объема данных от РМУ (вектора и напряжений, и токов), размещенных в сети по алгоритму А2, будут получены сперва значения напряжений в соседних, по отношению к месту установки РМУ, узлах, а затем решением линейных уравнений будут получены напряжения остальных узлов. Данный ультраускоренный алгоритм расчета установившегося режима позволяет определять напряжения во всех узлах упорядоченно (прямой порядок от меньшего порядкового номера к большему).

5. Показано, что оценивание состояния электроэнергосистемы также можно проводить ускоренным способом, при использовании полноценных данных от РМУ, размещенных в узлах сети по предложенному алгоритму А3. При этом обеспечивается как топологическая, так и численная наблюдаемость сети, а для определения вектора состояния необходимо решить систему линейных уравнений.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Повысить качество и уровень информационного обеспечения задач управления режимами ЭЭС в настоящее время можно за счет применения технологии синхронизированных измерений. Качественный расчет режима ЭЭС зависит как от точности задания параметров схем замещения, так и от достоверности и достаточности информации, описывающей состояние сети. В данной работе разработаны методы и алгоритмы, позволяющие достоверно и однозначно определить параметры схем замещения на основании данных СВИ и обеспечить комплекс исходной информации для выполнения ускоренных расчетов установившихся режимов и упрощенного оценивания состояния ЭЭС, при условии, что устройства PMU установлены в узлах, определяемых по предложенным алгоритмам оптимальной расстановки.

Итоги исследования представлены следующими **выводами**:

1. На основании анализа литературы и собственных исследований разработана классификация методов [37] идентификации ПСЗ для линий электропередач и силовых трансформаторов (Глава 2, параграф 2.1), а также классификация [57] существующих методов оптимального размещения PMU в узлах ЭЭС (Глава 3, параграф 3.1). Данные классификации характеризуют принципы работы и научную основу, заложенные в каждый описанный подход и позволяют однозначно выбрать определенный метод либо алгоритм исходя из набора данных СВИ, имеющихся в наличии.
2. Разработаны методы определения ПСЗ линий, двух- и трехобмоточных трансформаторов на основе балансов токов и балансов мощностей, а также на основе четырехполюсника, подробный вывод формул представлен в работах автора [37, 38].
3. Также выведены формулы для определения параметров Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора, с действительными и комплексными коэффициентами трансформации, через фундаментальные параметры четырехполюсника (Глава 2, параграф 2.3). На основе измерений в одном и двух режимах работы объекта и выполненных расчетов получены адекватные результаты как для методов определения ПСЗ по данным одного режима работы, так и методов, использующих измерения в двух режимах (Глава 2, параграф 2.2, 2.3, 2.4).

4. Разработаны алгоритмы размещения устройств PMU, которые основаны на преобразованиях матрицы узловых проводимостей. С этой целью используется метод определяющих величин [57, 58]. Процедура поиска узлов для оптимальной расстановки PMU предполагает перестановку строк и столбцов (Глава 3, параграф 3.2), для того, чтобы дальнейший расчет установившегося режима и оценивание состояния режима проводить путем решения систем линейных уравнений, при которых одна часть напряжений считается известной благодаря измерениям PMU, а другая вычисляется благодаря псевдоизмерениям либо измерениям мощностей в системе SCADA (Глава 4, параграф 4.1, 4.2). 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 PMU, 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 PMU позволяют выполнять расчет установившегося режима ускоренными и ультраускоренными методами [58, 101], благодаря использованию метода определяющих величин и преобразованию системы узловых уравнений (Глава 4, параграф 4.1, 4.2). Оценивание состояния ЭЭС упрощается при использовании только данных от PMU, 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 PMU, 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.

Дальнейшие разработки по данной теме исследований рекомендуется 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 активноадаптивных моделей ЭЭС, а также для превентивной диагностики состояния оборудования.

Для методов определения ПСЗ на основании измерений в двух режимах необходимо более детально проработать вопрос по корректному выбору режимов измерения, для того чтобы обеспечить минимальные погрешности результатов.

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 сотни и тысячи 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. ГРОП, Д. *Методы идентификации систем*: перевод с английского Васильев В.А., Лопатина В.И., под ред. Кринецкого Е.И. – М.: МИР, 1979 – 302 с.
2. ДИЛИГЕНСКАЯ, А. Н. *Идентификация объектов управления*. – Самара: СГТУ, 2009. – 36 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. ИДЕЛЬЧИК, В.И., НОВИКОВ, А.С., ПАЛАМАРЧУК, С.И. *Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем*. – Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах. – Иркутск: СЭИ, 1979. - с. 145-152 УДК 621.3.05
6. ИДЕЛЬЧИК, В.И., НЕЙМАН, В.В., НОВИКОВ, А.С., ПАЛАМАРЧУК, С.И. *Погрешности измерений параметров режима электрических сетей*. В кн.: Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах. – Иркутск: СЭИ, 1979. - с. 153-163 УДК 621.317.3
7. ПРАХОВ, И.В., ПУТЕНИХИНА, А.В., МЕЛЬНИКОВ, А.В., МОЛЧАНОВ, Н.А., ПРИВАЛОВА, В.М. *Методы оценки технического состояния высоковольтного трансформатора*. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. Москва – 2016. – Выпуск 3. – с. 59-62
8. СЕРПИОНОВА, Т.А. *К вопросу роста потерь холостого хода трансформаторов в период срока службы* / Т.А. Серпионова, Р.Р. Садыков, Е.И. Грачева // Научные исследования: от теории к практике : материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. (Чебоксары, 7 июня 2016 г.). В 2 т. Т. 1 / редкол.: О.Н. Широков [и др.] – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. – с. 272-276.
9. КАЗАКОВ, Ю.Б., ФРОЛОВ, В.Я., КОРОТКОВ, А.В. *Методика определения мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы*. – Вестник ИГЭУ, 2012 – Выпуск 1, с. 20-24

10. ЗАСЛАВСКАЯ, Т.Б., ИРЛАХМАН, М.Я., ЛОВЯГИН, В.Ф. *Пределы вариаций электрических параметров симметричной линии электропередачи.* – Труды СибНИИЭ. Выпуск 17 – М.: Энергия, 1970. с. 13-26
11. ШЕЛЮГ, С. Н. *Методы адаптивной идентификации параметров схемы замещения элементов электрической сети* [Текст]: автореф. дис...канд. техн. Наук – Екатеринбург, 2000. – 23 с.
12. АБРАМОЧКИНА, Л. В. *Повышение точности определения места повреждения воздушных линий электропередачи по параметрам предаварийного и аварийного режимов.* – автореф. дис...кан. техн. наук. – Томск, 2014. – 167 с
13. БАРТОЛОМЕЙ, П.И., ГОЛИКОВ, А.А., СУВОРОВ, А.А. Определение параметров схемы замещения электрической сети по измерениям средствами векторной регистрации Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. – Екатеринбург, 2010. – Т. 1. – С. 208–212.
14. ЗАСЛАВСКАЯ, Т.Е., ИРЛАХМАН, М.Я. *Пределы вариации электрических параметров силовых трансформаторов.* Тр. СибНИИЭ, 1971, вып. 20. Работы в области электроэнергетических систем. -М.: Энергия, с. П4-П7.
15. ИДЕЛЬЧИК, В.И., ПАЛАМАРЧУК, С.И. *Погрешности в исходной информации при расчетах режимов электрических систем.* – В кн.: Вопросы применения математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем. Труды Иркутского политех. Ин-та, 1972, с. 40-61
16. КАЗАКОВ, Ю.Б., ФРОЛОВ, В.Я., КОРОТКОВ, А.В. *Статистический метод оценки энергетической эффективности работы трансформаторов городских сетей.* – Вестник ИГЭУ, 2013 – Выпуск 5, с. 51-53
17. АЛЮНОВ, А.Н. Идентификация параметров схем замещения электрических систем по данным регистраторов аварийных процессов. - автореф. дис... кан. техн. наук. – Вологда, 2004. – 226 с
18. TÎRNOVAN, R.-A., *Protecții Digitale în Sistemele Electroenergetice*, Editura U.T.Press, ClujNapoca - 2019, ISBN 978-606-737-370-7, 198 p.
19. 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

20. БАЛАБИН, М.А., ЛАВРУШЕНКО, Н.Б., НАУМКИН, Р.И. *Современный тестовый стенд для испытания устройств синхронизированных векторных измерений*. Энергия единой сети №6 (17) декабрь 2014 – январь 2015. АО «НТЦ ФСК ЕЭС», с. 56-68
21. *Устройство синхронизированных векторных измерений RES670 вер. 2.1. Руководство по продукту*. Код документа 1MRK 511 367-BRU A. ABB, 2016
22. 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.
23. *Концепция развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года*. Приложение к распоряжению ОАО «СО ЕЭС» от 05.04.2016 № 44р
24. *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>
25. БЕРДИН, А.С., КРЮЧКОВ, П. А., СУВОРОВ, А. А. , ШЕЛЮГ, С.Н. *Методы оперативной идентификации параметров схем замещения элементов электроэнергетических систем*. Материалы Конференции молодых специалистов электроэнергетики 2000г. -М.:Изд. НЦЭНАС, 2000 г.
26. STRATAN, I. *Caracteristica, parametrii și schemele echivalente ale elementelor rețelelor electrice : Note de curs*. Universitatea Tehnică a Moldovei, Facultatea Energetică și Inginerie Electrică, Catedra Electroenergetică. – Ch.: Tehnica – UTM, 2016. – 140 p.
27. МЕЛЬНИКОВ, Н.А. *Матричный метод анализа электрических цепей*. М.: “Энергия”, 1972, 232 с.
28. БАРТОЛОМЕЙ, П.И., ГОЛИКОВ, А.А., СУВОРОВ, А.А. *Определение параметров схемы замещения электрической сети по измерениям средствами векторной регистрации*. Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. всеросс. науч.-техн. конф.: сб. статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ. – 2010. – Т.1. – с. 208-212

29. **MURDID, E., STRATAN, I.** *Parameter Identification of Transformers and Transmission Lines Based on Synchronized Measurements.* Analele universitatii din Craiova - Seria Inginerie electrica 2019; 43 (43), pp. 114-121, 2019. ISSN: 1842-4805.
30. ХРУЩЕВ, Ю.В., БАЦЕВА, Н.Л., АБРАМОЧКИНА, Л.В. *Идентификация погонных параметров протяженной линии электропередачи с использованием регистраторов аварийных сигналов.* Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318. № 4. С. 118-122. УДК 621.315.1
31. СТЕПАНОВ, С. А. *Использование теоремы Теллегена при решении задачи идентификации параметров элементов электрических сетей.* Материалы VI Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Т. 1. Иваново: Изд-во ИГЭУ, 2015. С. 213–216.
32. VICOL, B. *Online Overhead Transmission Line and Transformer Parameters Identification Based on PMU Measurements.* International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2014). 16–18 October. Iasi. Romania, 2014. Pp. 1045–1050
33. СТЕПАНОВ, А.С., СТЕПАНОВ, С.А. *Полезное следствие теоремы Теллегена.* Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2016;(5). С. 24-29.
34. КОСТЮКОВА, С.С., КОСТЮКОВ, Д.А., РЫБАСОВА, О.С. *Идентификация параметров П-образной схемы замещения воздушной линии по данным PMU-устройств.* Труды VI международной научно-технической конференции, 9–13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – 628 с. С. 109-112.
35. ВЛАСОВ, А. А. *Модели ЛЭП и их влияние на результаты расчета установившихся режимов.* Актуальные проблемы энергетики : материалы 72-й научно-технической конференции студентов и аспирантов / Белорусский национальный технический университет, Энергетический факультет. – Минск : БНТУ, 2016. – С. 186-189.
36. ШЕЛЮГ, С.Н. *Методы адаптивной идентификации параметров схемы замещения элементов электрической сети:* автореферат диссертации кандидата технических наук: 05.14.02. - Екатеринбург, 2000.
37. **MURDID, E., JINGAN, B., DOBREA, I., VASILOS, E.** *Influence of Synchronized Measurement Errors on the Results of Identification of the Transmission Line Parameters.* Analele

universitatii din Craiova - Seria Inginerie electrica 2020; 44 (44), pp. 14-19, 2020. ISSN: 1842-4805.

38. **MURDID, E., STRATAN, I.** *Parameter Identification for Two-Windings Power Transformers*. International Conference on Electromechanical and Energy Systems, SIELMEN 2019 – Proceedings. DOI: 10.1109/SIELMEN.2019.8905914

39. **MURDID, E., STRATAN, I.** *Estimarea parametrilor rețelelor electrice utilizând măsurări fazoriale sincronizate*. In: 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).

40. **MURDID, E.** *Analysis of the parameter identification methods using phase measurements*. International Conference on Electromechanical and Energy Systems, SIELMEN 2013 – Proceedings

41. **MURDID, E., STRATAN, I., ȘEREMET, C.** *Contribution of synchronized measurements to energy efficiency of two-winding power transformers*. Discussion session II of the WEC Central & Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2020

42. **ДЖУМИК, Д.В.** *Определение параметров схем замещения линий электропередачи, силовых конденсаторов и резисторов, реакторов по массивам мгновенных значений токов и напряжений в рабочих режимах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Джумик Дмитрий Валерьевич. –Томск, 2008. – 21 с.*

43. **ЦФАСМАН, Г.М., МОРДКОВИЧ, А.Г.** *К определению параметров схем замещения трансформаторов в системах мониторинга и диагностики*. Электро. - 2011, № 5. - С. 6-9.

44. **АЛЮНОВ, А.Н.** *Идентификация параметров схем замещения электрических систем по данным регистраторов аварийных процессов: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 : Вологда, 2004. 16 с.*

45. **БАЦЕВА, Н.Л.** *Определение параметров схемы замещения однофазных трансформаторов малой мощности в рабочем режиме: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Томск, 2005. 21 с.*

46. **БЕЛЯКОВ, Ю.С.** *К вопросу идентификации параметров воздушных линий электропередачи. – Электричество, 2008, №6, с. 18-23.*

47. БЕРДИН, А.С., КРЮЧКОВ, П.А., СУВОРОВ, А.А., ШЕЛЮГ, С.Н. *Методы определения параметров схемы замещения для задач управления электрическими режимами. Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем*: Сб. тр.. Екатеринбург: УГТУ, 2000. с. 25-31.
48. ГОЛЬДШТЕЙН, Е.И.; БАЦЕВА, Н.Л.; ДЖУМИК, Д. В.; ПАНКРАТОВ, А.В.; КАЦ, И.М., ПРОХОРОВ, А.В., АБРАМОЧКИНА, Л.В., ГУРИН, Т.С. *Теория и практика диагностирования элементов электроэнергетических систем и сетей по параметрам их схем замещения в рабочем режиме*. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока . — 2009. — Специальный выпуск № 1 . — С. 7-10
49. JANEČEK, E., HERING, P., JANEČEK, P., POPELKA, A. *Transmission line identification using PMUs*. 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome, 2011. p. 604-607. ISBN: 978-1-4244-8782-0
50. XUE, A. et al., *Robust Identification Method for Transmission Line Parameters That Considers PMU Phase Angle Error*. in IEEE Access, vol. 8, pp. 86962-86971, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2992247.
51. SHI, Di, TYLAVSKY, D.J., KOELLNER, K., LOGIC, N., WHEELER, D., *Transmission line parameter identification using PMU measurements*. European Transactions on Electrical Power. 2001, Vol. 21. pp. 1574 - 1588. 10.1002/etep.522.
52. СМИРНОВ, И.Н., ПОЗДЕЕВ, Н.Д., БАБАРУШКИН, В.И., АЛЮНОВ, А.Н. *К вопросу об определении параметров схем замещения силовых трансформаторов*. Электро. - 2012, № 4. - С. 35-36.
53. СМИРНОВ, И.Н., ПОЗДЕЕВ, Н.Д., БАБАРУШКИН, В.И., АЛЮНОВ, А.Н. *Математические аспекты определения параметров схем замещения двухобмоточных и трехобмоточных силовых трансформаторов*. Электро. - 2011, № 1. - С. 18-21.
54. БУТЫРИН, П.А., ВАСЬКОВСКАЯ, Т.А., АЛПАТОВ, М.Е. *Исследование упрощенных диагностических моделей трансформаторов*. Электро. – 2007, № 1.– С.10-12.
55. DUAN, Y., LI, Z. *A Kind of Calculating Transmission Line Parameters Using Synchronized Phasor PMU*. International Journal of Science Vol.2 No.12 2015. – p. 8-14. ISSN: 1813-4890

56. 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>
57. MURDID, E., STRATAN I. *Optimal placement of synchronized phasor measurement technologies based on different methods of optimization*. International Conference on Electromechanical and Energy Systems, SIELMEN 2015, volum –p. 199-204
58. MURDID, E., STRATAN, I. *A novel approach in optimal placement of the synchronized phasor measurement technologies based on deterministic methods*. WEC Central & Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2016, Vox Maris Grand Resort, Costinesti, Romania, materialele conferinței, volum - 9 p
59. MURDID, E., STRATAN, I. *Optimal PMU Placement and Algorithms' Development of Accelerated Calculations of State Estimation Performance in Power Systems*. International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), Iasi, Romania, 2021, pp. 115-120, doi: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600298.
60. 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>
61. 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>
62. 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.
63. 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.
64. МАКСИМОВИЧ, Н.Г. *Линейные электрические цепи и их преобразования*. «Госэнергоиздат», 1961. 263 с.

65. ГРИЦАЙ, М.А., ЖУРАВЛЕВ, В.Г. *Расчет потокораспределения в электрической сети по методу определяющих величин.* «Электричество», № 8,1968, с.17-22.
66. ЧМУТОВ, А.П. *Применение кодиагональной записи матрицы коэффициентов при расчетах электрических сетей на ЭЦВМ.* «Электричество», № 9,1968, с.78-80.
67. ЖУКОВ, Л.А., СТРАТАН, И.П. *Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем.* – М. «Энергия»,1979. 415 с.
68. ГАММ, А.З. *О нумерации узлов при расчетах установившихся режимов электрических систем методом Ньютона-Рафсона.* «Электричество», № 2,1970, с.58-61.
69. БОНДОРЕНКО, В.М. *Применение метода определяющих величин к расчету цепей с многополюсными элементами.* В сб. «Математическое моделирование и электрические цепи» Вып. 2. АНУССР, 1964.
70. БРОН, Л.П. *Формирование на ЭЦВМ блочной матрицы для расчета электрических цепей методом определяющих величин.* – Изв. СО АН СССР. Серия технических наук. 1970 №3, вып. 1, с.64-70.
71. ХУСАИНОВ, Ш.П. *О методах определяющих контурных токов и определяющих узловых напряжений.* Изв. ВУЗов СССР. Энергетика. 1969, №4 с.8-12.
72. ENE, M. *Metoda mărimilor determinate. Modelul rețelelor electrice.* –București. Editura Academiei R.S.R., 1971. p.228.
73. ЧАЛЫЙ, Г.В., ЖУРАВЛЕВ, В.Г. и др. *Методы решения оптимизационных энергетических задач на ЭВМ.* Изд. «Картя молдовеняска». Кишинев, 1968. 175 с.
74. БАРТОЛОМЕЙ, П.И., ПЛЕТНЕВА, Л.В. *Оптимизация расстановки РМН для укоренных расчетов режимов ЭЭС.* Научные труды международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи - 2013», Новочеркасск, Т.2 Октябрь. С.207-212.
75. БАРТОЛОМЕЙ, П.И., КОТОВА, Е.Н., ПЛЕТНЕВА, Л.В., ШИРЯЕВ, А.С. *Ускоренные расчеты режимов электрической системы с использованием измерительных средств WAMS.* «Электроэнергетика глазами молодежи». Научные труды международной научно-технической конференции Сборник статей в 2 т. Екатеринбург УрФУ.2012 №2. С.24-28.

76. БАРТОЛОМЕЙ, П.И., СЕМЕНЕНКО, С.И. *Минимизация количества векторных измерений для ускоренных расчетов ЭЭС. «Энергетика глазами молодежи»* Научные труды международной научно-технической конференции Иваново, Т.1 –2015. С.259-264.
77. ARION, V., CODREANU, S. *Bazele calculului tehnico-economic al sistemelor de transport și distribuție a energiei electrice*. Editura UTM, Chișinău 1998. 135 p.
78. Тестовые схемы. http://energy.komisc.ru/dev/test_cases , декабрь 2022 – февраль 2023
79. СИНИЦЫН, Н.А., ЛИПУЖИН, И.А. *Обзор тестовых схем IEEE и CIGRE. «Электроэнергетика глазами молодежи»*. Научные труды международной научно-технической конференции Сборник статей в 2 т. Нижний новгород, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Т.1 – 2021. С.62-65.
80. 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.
81. AMINIFAR, F., KHODAEI, A., FOTUHI-FIRUZABAD, M., SHAHIDEHPOUR, M. *Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks*. Proceedings in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, pp. 516-523, Feb. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036470.
82. BAO, W., GUO, R.-P., HAN, Z.-X., CHEN, L.-Y., LU, M. *A Substation-Oriented Approach to Optimal Phasor Measurement Units Placement*. Journal of Electrical Engineering and Technology, vol. 10, no. 1. The Korean Institute of Electrical Engineers, pp. 18–29, 01-Jan-2015.
83. RIHAN, M., AHMAD, M., BEG, M., ANEES, M. *Optimal PMU Placement on Network Branches for Intentional Islanding to Prevent Blackouts*. International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, Volume 3, Issue 3, March 2013, pp. 73-78.
84. PAUDEL, J., XU, X.F., BALASUBRAMANIAM, K., MAKRAM, E.B. *A Strategy for PMU Placement Considering the Resiliency of Measurement System*. Journal of Power and Energy Engineering, 2015, Issue 3, pp. 29-36. <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.311003>
85. ZHAO, Y., GOLDSMITH, A., POOR, H. V. *On PMU location selection for line outage detection in wide-area transmission networks*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344572.

86. BARTOLOMEY, P., EROSHENKO, S., SEMENENKO, S., SUVOROV, A. *PMU-based informational support of power system control tasks*. WIT Transactions on Ecology and the Environment 2014, Issue 190, pp. 307-318.
87. GAMM, A., GRISHIN, Y., GLAZUNOVA, A., KOLOSOK, I., KORKINA, E. *New EPS state estimation algorithms based on the technique of test equations and PMU measurements*. In Proceedings of the International Conference PowerTech, Lausanne, Switzerland, 2007.
88. GLAZUNOVA, A., KOLOSOK, I., KORKINA, E. *Monitoring of EPS Operation by the State Estimation Methods*. In Proceedings of IEEE PES ISGT Europe, Manchester, United Kingdom, 05-07 December 2011
89. ГАММ, А.З. *Оценивание состояния в электроэнергетике* / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 302 с.
90. ZANNI, L.; DERVIŠKADIĆ, A.; PIGNATI, M.; XU, C., ROMANO, P., CHERKAOUI, R., ABUR, A., PAOLONE, M. *PMU-based linear state estimation of Lausanne subtransmission network: Experimental validation Electric Power Systems Research (IF 3.818)* Pub Date: 2020-12-01 , DOI:10.1016/j.epsr.2020.106649 – 7 p.
91. ГАММ, А.З. *Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем*. – М.: «Наука», 1976. – 220 с.
92. 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.
93. 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.
94. 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.
95. 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.

96. ASPROU, M., KYRIAKIDES, E., CHAKRABARTI, S. *The use of a PMU-based state estimator for tracking power system dynamics*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2014. 10.1109/PESGM.2014.6939432.
97. BHIL, K., KAMATH, A.K., SINGH, N.M., WAGH, S. *Transient Stability Enhancement Of Power System Using MPC Based TCSC Controller*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. pp.1-7. 10.1109/PES.2009.5275605.
98. GAVRILAȘ, M., RUSU, I., GAVRILAȘ, G., IVANOV, O. *Synchronized phasor measurements for state estimation*. Électrotechnique Et Électroénergétique, 2008, pp. 335–344.
99. IVANOV, O., GAVRILAȘ, M., VICOL, B. *New Models for Power Systems State Estimation, 5th International Conference on Energy and Environment*. CIEM, Bucharest, Romania, 3 – 4 November, UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, Vol. 74, No. 1, 2011/2012, p.181-188
100. HAYES, B., PRODANOVIC, M. *State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems*. Proceedings UKSim-AMSS 8th European Modelling Symposium on Computer Modelling and Simulation, EMS 2014. 303-308. 10.1109/EMS.2014.76.
101. **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.

Идентификация параметров схемы замещения ЛЭП

Идентификация параметров ЛЭП на основе методов, представленных во второй главе работы, продемонстрировано для воздушной линии класса напряжения 110 кВ, длиной в 100 км, выполненной проводом марки АС-185/43, с горизонтальным расположением проводов в фазе на расстоянии $D_{mg}=5$ м.

Пассивные параметры ЛЭП 110 кВ с сосредоточенными параметрами (рис. 2.2) представляются тремя значениями:

$$R = 15.6 \ \Omega; X = 41.4 \ \Omega; B_l = 282 \ \mu S.$$

Для данной линии выполнены расчеты режима в программном комплексе RastrWIN при разных коэффициентах загрузки. На рис. П.1.1 представлены результаты расчета режима при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$.

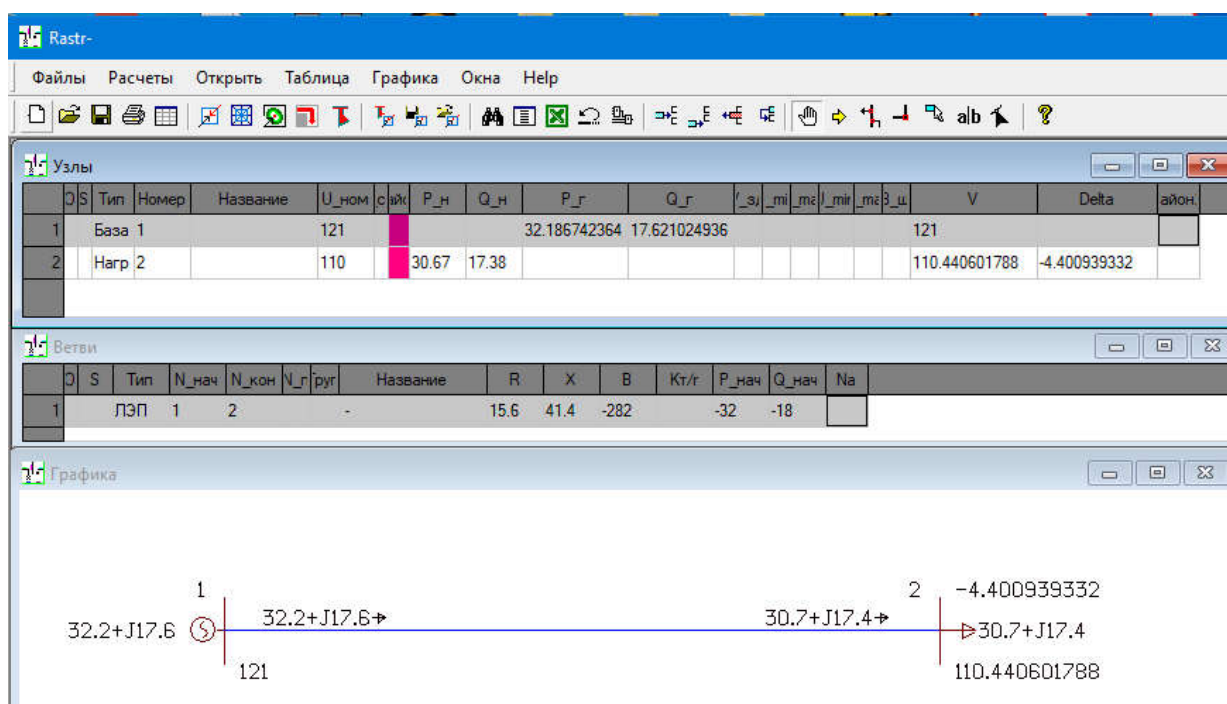


Рис. П.1.1. Пример результатов расчета режима для ЛЭП 110 кВ, выполненного в RastrWIN

В силу того, что на данный момент в Молдавской Энергосистеме отсутствует возможность получения реальных значений синхронизированных векторных измерений, выполненных одновременно по двум концам ЛЭП, предлагается использовать результаты расчетов режима, таким образом достигается одновременность выполнения замеров. Для

идентификации параметров схем замещения по предложенным в работе алгоритмам для всех узлов модели выполняются выборки параметров режима: модуль и фазный угол напряжения, а также значения активной и реактивной мощности. В таблице П.1.1 представлены данные параметры, полученные из программы RastrWIN в двух режимах, при коэффициенте загрузки $k_3 = 1.0$ и $k_3 = 0.9$ соответственно.

Таблица П.1.1. Исходные данные для выполнения идентификации параметров схем замещения ЛЭП 110 кВ, полученные в программе RastrWIN

Режим работы	k_3	U_1 , kV	δ_1° ,	U_2 , kV	δ_2° ,	P_1 , MW	Q_1 , Mvar	P_2 , MW	Q_2 , Mvar
1	1	121	0.00	110.440602	-4.400939	32.186742	17.621025	30.67	17.38
2	0.9	121	0.00	111.718077	-3.928410	28.792941	14.981609	27.6	15.64

На основе полученных данных формируются наборы исходных параметров для двух режимов работы:

$$\underline{U}_1^{(1)} = 121 \cdot e^{j0^\circ} = 121 \text{ kV}; \quad \underline{U}_2^{(1)} = 110.440602 \cdot e^{j(-4.400939)^\circ} = (110.114967 - j8.4747) \text{ kV} \quad -$$

напряжения в узлах 1 и 2 для режима 1;

$$\underline{U}_1^{(2)} = 121 \cdot e^{j0^\circ} = 121 \text{ kV}; \quad \underline{U}_2^{(2)} = 111.718077 \cdot e^{j(-3.928410)^\circ} = (111.455519 - j7.653799) \text{ kV} \quad -$$

напряжения в узлах 1 и 2 для режима 2;

$$\underline{S}_1^{(1)} = (32.18672 + j17.621025) \text{ MVA}; \quad \underline{S}_2^{(1)} = (30.67 + j17.38) \text{ MVA}, \quad - \text{ полная мощность в}$$

узлах 1 и 2 для режима 1;

$$\underline{S}_1^{(2)} = (28.792941 + j14.981609) \text{ MVA}; \quad \underline{S}_2^{(2)} = (27.6 + j15.64) \text{ MVA} \quad - \text{ полная мощность в}$$

узлах 1 и 2 для режима 2;

$$P_1^{(1)} = 32.18672 \text{ MW}; \quad Q_1^{(1)} = 17.621025 \text{ M var}, \quad - \text{ активная и реактивная мощность в узле 1}$$

в для режима 1;

$$P_1^{(2)} = 28.792941 \text{ MW}; \quad Q_1^{(2)} = 14.981609 \text{ M var}, \quad - \text{ активная и реактивная мощность в узле}$$

1 в для режима 2;

$$P_2^{(1)} = 30.67 \text{ MW}; \quad Q_2^{(1)} = 17.38 \text{ M var}, \quad - \text{ активная и реактивная мощность в узле 2 в для}$$

режима 1;

$P_2^{(2)} = 27.6 \text{ MW}$; $Q_2^{(2)} = 15.64 \text{ M var}$, - активная и реактивная мощность в узле 2 в для режима 2.

Для метода баланса токов дополнительно рассчитываются активные и реактивные составляющие тока.

$$I_{1a}^{(1)} = \frac{P_1^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(1)}|} = \frac{32.18672}{\sqrt{3} \cdot 121} = 153.5787 \text{ kA} \text{ - активный ток в узле 1 для режима 1};$$

$$I_{1r}^{(1)} = \frac{Q_1^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(1)}|} = \frac{17.621025}{\sqrt{3} \cdot 121} = 84.0785 \text{ kA} \text{ - реактивный ток в узле 1 для режима 1};$$

$$I_{2a}^{(1)} = \frac{P_2^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(1)}|} = \frac{30.67}{\sqrt{3} \cdot 110.4406} = 152.8888 \text{ kA} \text{ - активный ток в узле 2 для режима 1};$$

$$I_{2r}^{(1)} = \frac{Q_1^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(1)}|} = \frac{17.38}{\sqrt{3} \cdot 110.4406} = 102.8928 \text{ kA} \text{ - реактивный ток в узле 2 для режима 1};$$

$$I_{1a}^{(2)} = \frac{P_1^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(2)}|} = \frac{28.79294}{\sqrt{3} \cdot 121} = 137.3852 \text{ kA} \text{ - активный ток в узле 1 для режима 2};$$

$$I_{1r}^{(2)} = \frac{Q_1^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot |U_1^{(2)}|} = \frac{14.98161}{\sqrt{3} \cdot 121} = 71.4846 \text{ kA} \text{ - реактивный ток в узле 1 для режима 2};$$

$$I_{2a}^{(2)} = \frac{P_2^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot |U_2^{(2)}|} = \frac{27.6}{\sqrt{3} \cdot 111.718} = 136.7622 \text{ kA} \text{ - активный ток в узле 2 для режима 2};$$

$$I_{2r}^{(2)} = \frac{Q_2^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot |U_2^{(2)}|} = \frac{15.64}{\sqrt{3} \cdot 111.718} = 90.4083 \text{ kA} \text{ - реактивный ток в узле 2 для режима 2}.$$

Определены углы между векторами напряжений в узлах 1 и 2 для режимов 1 и 2:

$$\delta_1 = -(0^\circ - (-4.400939^\circ)) = 4.400939^\circ; \quad \delta_2 = -(0^\circ - (-3.92841^\circ)) = 3.92841^\circ.$$

Проверяется правильность выбора двух режимов по следствию из теоремы Теллегена (2.27) -(2.29):

$$\alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right|,$$

$$\text{где } V_1 = \underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{I}_1^{(2)} - \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(2)} = 2.3302 \cdot 10^6 + j2.4647 \cdot 10^6 ;$$

$$V_2 = \underline{U}_1^{(2)} \cdot \underline{I}_1^{(1)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{I}_2^{(1)} = 2.3302 \cdot 10^6 + j2.4647 \cdot 10^6 .$$

$$\text{Тогда } \alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right| = 1.4814 \cdot 10^{-5} .$$

Далее демонстрируются расчеты по определению параметров схем замещения ЛЭП 110 кВ при использовании предложенных в работе методов.

Метод баланса токов при использовании одного режима измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.5), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} -U_2^{(1)} \cos \delta_1 & -U_2^{(1)} \sin \delta_1 & U_1^{(1)} & 0 \\ U_2^{(1)} \sin \delta_1 & -U_2^{(1)} \cos \delta_1 & 0 & U_1^{(1)} \\ U_1^{(1)} \cos \delta_1 & -U_1^{(1)} \sin \delta_1 & -U_2^{(1)} & 0 \\ -U_1^{(1)} \sin \delta_1 & U_1^{(1)} \cos \delta_1 & 0 & -U_2^{(1)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \sqrt{3}I_{1a} \\ \sqrt{3}I_{1r} \\ \sqrt{3}I_{2a} \\ \sqrt{3}I_{2r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{21} \\ B_{21} \\ G_{22} \\ B_{22} \end{bmatrix} .$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} -110.115 \cdot 10^3 & 8.474701 \cdot 10^3 & 121 \cdot 10^3 & 0 \\ -8.474701 \cdot 10^3 & -110.115 \cdot 10^3 & 0 & 121 \cdot 10^3 \\ 120.6432 \cdot 10^3 & 9.28498 \cdot 10^3 & -110.4406 \cdot 10^3 & 0 \\ -9.28498 \cdot 10^3 & 120.6432 \cdot 10^3 & 0 & 110.4406 \cdot 10^3 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 266.0061 \\ 145.6283 \\ 277.7058 \\ 157.3697 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.9700815 \cdot 10^{-3} \\ 0.0211514 \\ 7.970081 \cdot 10^{-3} \\ 0.0210104 \end{bmatrix}$$

Полученные результаты используются для определения параметров ЛЭП 110 кВ:

$$G_l = (G_{22} - G_{21}) \cdot 2 = (7.970081 \cdot 10^{-3} - 7.970081 \cdot 10^{-3}) = 0 \text{ S};$$

$$B_l = (B_{22} - B_{21}) \cdot 2 = (0.0211514 - 0.0210104) = 281.999 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$R = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{7.9700815 \cdot 10^{-3}}{(7.9700815 \cdot 10^{-3})^2 + (0.0211514)^2} = 15.6 \text{ } \Omega;$$

$$X = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{0.0211514}{(7.9700815 \cdot 10^{-3})^2 + (0.0211514)^2} = 41.4 \text{ } \Omega.$$

Метод баланса токов при использовании двух режимов измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.20), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} & -U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} & -U_2^{(1)} & 0 \\ U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} & -U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} & -U_2^{(2)} & 0 \\ U_1^{(1)} \sin \delta_2^{(1)} & U_1^{(1)} \cos \delta_2^{(1)} & 0 & -U_2^{(1)} \\ U_1^{(2)} \sin \delta_2^{(2)} & U_1^{(2)} \cos \delta_2^{(2)} & 0 & -U_2^{(2)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_{2a}^{(1)} \\ I_{2a}^{(2)} \\ I_{2r}^{(1)} \\ I_{2r}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{22} \\ B_{22} \\ G_{21} \\ B_{21} \end{bmatrix}.$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} 120.643 \cdot 10^3 & 9.285 \cdot 10^3 & -110.441 \cdot 10^3 & 0 \\ 120.716 \cdot 10^3 & 8.29 \cdot 10^3 & -111.718 \cdot 10^3 & 0 \\ -9.285 \cdot 10^3 & 120.643 \cdot 10^3 & 0 & -110.441 \cdot 10^3 \\ -8.29 \cdot 10^3 & 120.716 \cdot 10^3 & 0 & 111.718 \cdot 10^3 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 277.7058 \\ 247.0506 \\ 157.3697 \\ 139.9953 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.969983 \cdot 10^{-3} \\ 0.021152 \\ 7.970019 \cdot 10^{-3} \\ 0.021011 \end{bmatrix}$$

Полученные результаты используются для определения параметров ЛЭП 110 кВ:

$$G_l = (G_{22} - G_{21}) \cdot 2 = (7.970019 \cdot 10^{-3} - 7.9699783 \cdot 10^{-3}) = 36 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$B_l = (B_{22} - B_{21}) \cdot 2 = (0.021152 - 0.021011) = 282.08 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$R = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{7.969983 \cdot 10^{-3}}{(7.969983 \cdot 10^{-3})^2 + (0.021152)^2} = 15.601 \text{ } \Omega;$$

$$X = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{0.0211514}{(7.969983 \cdot 10^{-3})^2 + (0.021152)^2} = 41.4 \text{ } \Omega.$$

Метод баланса мощностей при использовании одного режима измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.6), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} -U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & -U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & [U_1^{(1)}]^2 & 0 \\ U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & -U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & 0 & [U_1^{(1)}]^2 \\ U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & -U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & -[U_2^{(1)}]^2 & 0 \\ U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & 0 & -[U_2^{(1)}]^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_1^{(1)} \\ Q_1^{(1)} \\ P_2^{(1)} \\ Q_2^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{21} \\ B_{21} \\ G_{22} \\ B_{22} \end{bmatrix}.$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} -1.332 \cdot 10^{10} & 1.025 \cdot 10^9 & 1.464 \cdot 10^{10} & 0 \\ -1.025 \cdot 10^9 & -1.332 \cdot 10^{10} & 0 & 1.464 \cdot 10^{10} \\ 1.332 \cdot 10^{10} & 1.025 \cdot 10^9 & -1.22 \cdot 10^{10} & 0 \\ -1.025 \cdot 10^9 & 1.332 \cdot 10^{10} & 0 & -1.22 \cdot 10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 32.1867 \cdot 10^6 \\ 17.62102 \cdot 10^6 \\ 30.67 \cdot 10^6 \\ 17.38 \cdot 10^6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.9700814 \cdot 10^{-3} \\ 0.0211514 \\ 7.9700814 \cdot 10^{-3} \\ 0.0210104 \end{bmatrix}$$

Полученные результаты используются для определения параметров ЛЭП 110 кВ:

$$G_l = (G_{22} - G_{21}) \cdot 2 = (7.970081 \cdot 10^{-3} - 7.970081 \cdot 10^{-3}) = 0 \text{ S};$$

$$B_l = (B_{22} - B_{21}) \cdot 2 = (0.0211514 - 0.0210104) = 282 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$R = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{7.9700814 \cdot 10^{-3}}{(7.9700814 \cdot 10^{-3})^2 + (0.0211514)^2} = 15.6 \text{ } \Omega;$$

$$X = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{0.0211514}{(7.9700815 \cdot 10^{-3})^2 + (0.0211514)^2} = 41.4 \text{ } \Omega.$$

Метод баланса мощностей при использовании двух режимов измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.21), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & -U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & -(U_2^{(1)})^2 & 0 \\ U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2 & -U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2 & -(U_2^{(2)})^2 & 0 \\ U_1^{(1)}U_2^{(1)} \sin \delta_1 & U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cos \delta_1 & 0 & -(U_2^{(1)})^2 \\ U_1^{(2)}U_2^{(2)} \sin \delta_2 & U_1^{(2)}U_2^{(2)} \cos \delta_2 & 0 & -(U_2^{(2)})^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_2^{(1)} \\ P_2^{(2)} \\ Q_2^{(1)} \\ Q_2^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{22} \\ B_{22} \\ G_{21} \\ B_{21} \end{bmatrix}.$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} 1.332 \cdot 10^{10} & 1.025 \cdot 10^9 & 1.4614 \cdot 10^{10} & 0 \\ -1.025 \cdot 10^9 & -1.332 \cdot 10^{10} & 0 & 1.4614 \cdot 10^{10} \\ 1.332 \cdot 10^{10} & 1.025 \cdot 10^9 & -1.2197 \cdot 10^{10} & 0 \\ -1.025 \cdot 10^9 & 1.332 \cdot 10^{10} & 0 & -1.2197 \cdot 10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 30.67 \cdot 10^6 \\ 27.6 \cdot 10^6 \\ 17.38 \cdot 10^6 \\ 15.64 \cdot 10^6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.969983 \cdot 10^{-3} \\ 0.021152 \\ 7.970019 \cdot 10^{-3} \\ 0.021011 \end{bmatrix}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров ЛЭП 110 кВ:

$$G_l = (G_{22} - G_{21}) \cdot 2 = (7.970019 \cdot 10^{-3} - 7.9699783 \cdot 10^{-3}) = 36 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$B_l = (B_{22} - B_{21}) \cdot 2 = (0.021152 - 0.021011) = 282.08 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$R = \frac{G_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{7.969983 \cdot 10^{-3}}{(7.969983 \cdot 10^{-3})^2 + (0.021152)^2} = 15.601 \text{ } \Omega;$$

$$X = \frac{B_{12}}{G_{12}^2 + B_{12}^2} = \frac{0.0211514}{(7.969983 \cdot 10^{-3})^2 + (0.021152)^2} = 41.4 \text{ } \Omega.$$

Метод четырехполюсника по данным измерений в одном режиме

Коэффициенты четырехполюсника определяются по формулам (2.15) -(2.17):

$$\underline{A} = \frac{\underline{U}_1^{(1)} \underline{I}_4^{(1)} \underline{U}_2^{(1)} + \underline{U}_2^{(1)2} \underline{I}_2^{(1)}}{\underline{U}_2^{(1)2} \cdot \underline{I}_4^{(1)} + \underline{U}_1^{(1)} \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(1)}} = 0.994163 + j2.1996 \cdot 10^{-3};$$

$$\underline{B} = \frac{(\underline{U}_1^{(1)2} - \underline{U}_2^{(1)2}) \cdot \underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot (\underline{I}_2^{(1)} \cdot \underline{U}_1^{(1)} \underline{U}_2^{(1)} + \underline{I}_4^{(1)} \cdot \underline{U}_2^{(1)2})} = 15.6 + j41.4;$$

$$\underline{C} = \frac{\sqrt{3} \cdot (\underline{I}_4^{(1)2} - \underline{I}_2^{(1)2}) \cdot \underline{U}_2^{(1)}}{(\underline{U}_2^{(1)2} \cdot \underline{I}_4^{(1)} + \underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{I}_2^{(1)})} = -3.1014 \cdot 10^{-7} + j2.81177 \cdot 10^{-4}.$$

Пассивные параметры линии определяются согласно выражениям (2.18) и (2.19):

$$\underline{Z} = R + jX = \underline{B} = (15.6 + j41.4) \quad \Omega;$$

$$\underline{Y} = 2 \cdot \frac{\underline{A} - 1}{\underline{B}} = 2 \cdot \frac{(0.994163 + j2.1996 \cdot 10^{-3}) - 1}{15.6 + j41.4} = (1.859 \cdot 10^{-12} + j282 \cdot 10^{-6}) \quad S.$$

Метод четырехполюсника по данным измерений в двух режимах

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.22), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} \\ \underline{B} \\ \underline{C} \\ \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_2^{(1)} & \sqrt{3} \cdot \underline{I}_2^{(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2^{(1)} & \underline{I}_2^{(1)} \\ \underline{U}_2^{(2)} & \sqrt{3} \cdot \underline{I}_2^{(2)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \underline{U}_2^{(2)} & \underline{I}_2^{(2)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1^{(1)} \\ \underline{I}_4^{(1)} \\ \underline{U}_1^{(2)} \\ \underline{I}_4^{(2)} \end{bmatrix}.$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} \underline{A} \\ \underline{B} \\ \underline{C} \\ \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (110.115 - j8.474) \cdot 10^3 & (264.811 - j178.216) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (63.575 - j4.893) \cdot 10^3 & (152.8888 - j102.8928) \\ (111.455 - j7.653) \cdot 10^3 & (236.879 - j156.592) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (64.3489 - j4.4189) \cdot 10^3 & (136.7622 - j90.4083) \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 121 \cdot 10^3 \\ 153.5787 - j84.0785 \\ 121 \cdot 10^3 \\ 137.3852 - j71.4846 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9942 + j2.2 \cdot 10^{-3} \\ 15.6 + j41.4 \\ -3.1701 \cdot 10^{-7} + j2.812 \cdot 10^{-4} \\ 0.994173 + j2.186 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix}$$

Пассивные параметры линии определяются согласно выражениям (2.18) и (2.19):

$$\underline{Z} = R + jX = \underline{B} = (15.6 + j41.4) \quad \Omega;$$

$$\underline{Y} = 2 \cdot \frac{\underline{A} - 1}{\underline{B}} = 2 \cdot \frac{(0.9942 + j2.2 \cdot 10^{-3}) - 1}{15.6 + j41.4} = (7.18 \cdot 10^{-8} + j282 \cdot 10^{-6}) \quad S.$$

Результаты определения ПСЗ для ЛЭП 110 кВ различными методами представлены во второй главе работы в сводной таблице 2.1

Идентификация параметров схемы замещения силового трансформатора

Идентификация параметров двухобмоточного трансформатора

Идентификация параметров двухобмоточного трансформатора на основе методов, представленных во второй главе работы, продемонстрирована на примере силового трансформатора ТД – 16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Y и действительными параметрами, рассчитанными для Г-образной схемы:

$$R_t = 4.6 \ \Omega ; X_t = 96 \ \Omega ; G_t = 0.89 \ \mu S ; B_t = 2.73 \ \mu S .$$

Коэффициент трансформации определяется отношением напряжений обмотки низкого и высокого напряжения $k_t = 121/10.5 = 11.524$.

Для данного трансформатора выполнены расчеты режима в программном комплексе RastrWIN при разных коэффициентах загрузки. На рис. П.2.1 представлены результаты расчета режима при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$.

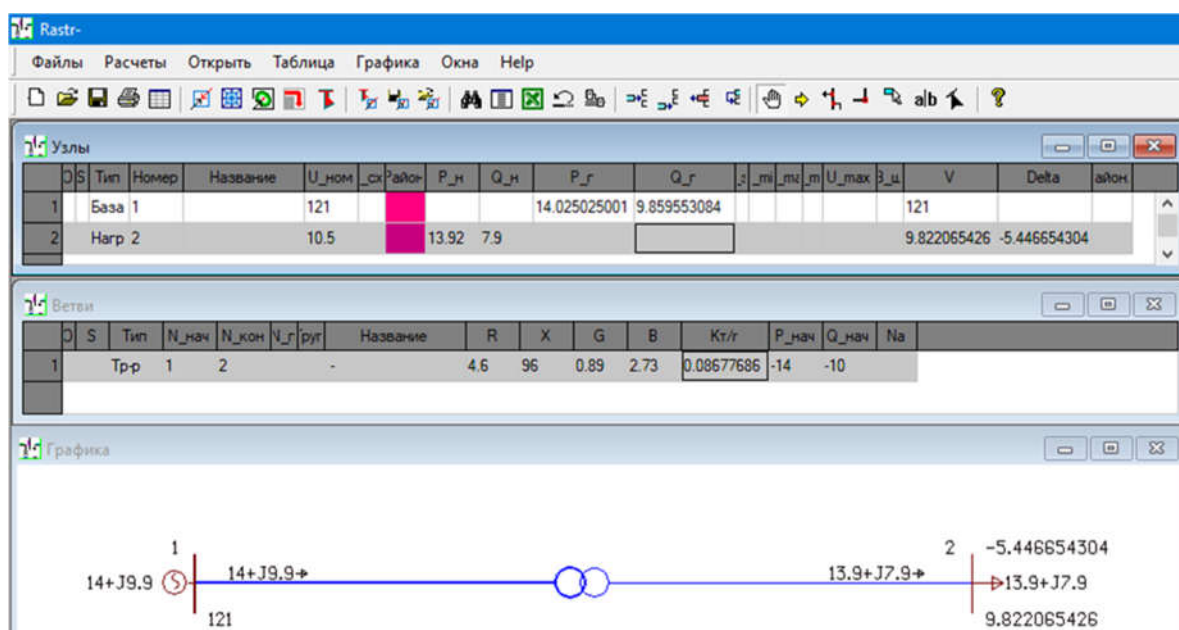


Рис. П.2.1. Пример результатов расчетов режима для двухобмоточного трансформатора ТД-16000/110, выполненных в RastrWIN

В таблице П.2.1 представлены данные параметры, полученные из программы RastrWIN в двух режимах, при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$ и $k_s = 0.9$ соответственно.

Таблица П.2.1. Исходные данные для выполнения идентификации параметров схем замещения двухобмоточного трансформатора ТД-16000/110, полученные в программе RastrWIN

Режим работы	k_3	U_1 , kV	δ_1°	U_2 , kV	δ_2°	P_1 , MW	Q_1 , Mvar	P_2 , MW	Q_2 , Mvar
1	1	121	0.00	9.82206	-5.4466	14.025	9.8595	13.92	7.9
2	0.9	121	0.00	9.89913	-4.8629	12.6163	8.6698	12.53	7.1

На основе полученных данных формируются наборы исходных параметров для двух режимов работы:

$\underline{U}_1^{(1)} = 121 \cdot e^{j0^\circ} = 121 \text{ kV}$; $\underline{U}_2^{(1)} = 9.82206 \cdot e^{j(-5.4466)^\circ} = (9.778 - j0.9323) \text{ kV}$ - напряжения в узлах 1 и 2 (сторона ВН и НН) для режима 1;

$\underline{U}_1^{(2)} = 121 \cdot e^{j0^\circ} = 121 \text{ kV}$; $\underline{U}_2^{(2)} = 9.89913 \cdot e^{j(-4.8629)^\circ} = (9.863 - j0.83917) \text{ kV}$ - напряжения в узлах 1 и 2 для режима 2;

$\underline{S}_1^{(1)} = (14.025 + j9.8595) \text{ MVA}$; $\underline{S}_2^{(1)} = (13.92 + j7.9) \text{ MVA}$, - полная мощность в узлах 1 и 2 для режима 1;

$\underline{S}_1^{(2)} = (12.6163 + j8.6698) \text{ MVA}$; $\underline{S}_2^{(2)} = (12.53 + j7.1) \text{ MVA}$ - полная мощность в узлах 1 и 2 для режима 2;

Дополнительно рассчитываются токи, протекающие в обмотках ВН и НН трансформатора в режимах работы 1 и 2.

$$\underline{J}_1^{(1)} = \frac{\underline{S}_1^{(1)*}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_1^{(1)*}} = \frac{14.025 - j9.85955}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0.067 - j0.047 = 0.0818 \cdot e^{j(-35.107^\circ)} \text{ kA};$$

$$\underline{J}_2^{(1)} = \frac{\underline{S}_2^{(1)*}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_2^{(1)*}} = \frac{13.92 - j7.9}{\sqrt{3} \cdot (9.778 - j0.932)} = 0.77 - j0.54 = 0.9408 \cdot e^{j(-35.023^\circ)} \text{ kA};$$

$$\underline{J}_1^{(2)} = \frac{\underline{S}_1^{(2)*}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_1^{(2)*}} = \frac{12.6163 - j8.6698}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0.06 - j0.041 = 0.073 \cdot e^{j(-34.49^\circ)} \text{ kA};$$

$$\underline{J}_2^{(2)} = \frac{\underline{S}_2^{(2)*}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_2^{(2)*}} = \frac{12.53 - j7.1}{\sqrt{3} \cdot (9.864 - j0.839)} = 0.693 - j0.475 = 0.8399 \cdot e^{j(-34.4^\circ)} \text{ kA}.$$

Проверяется правильность выбора двух режимов по следствию из теоремы Теллегена (2.27) -(2.29):

$$\alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right|,$$

$$\text{где } V_1 = \underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(2)} - \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(2)} = 9.499 \cdot 10^5 + j2.807 \cdot 10^5;$$

$$V_2 = \underline{U}_1^{(2)} \cdot \underline{J}_1^{(1)} - \underline{U}_2^{(2)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} = 9.51 \cdot 10^5 + j2.798 \cdot 10^5.$$

$$\text{Тогда } \alpha = \left| 1 - \frac{V_1}{V_2} \right| = 1.423 \cdot 10^{-3}.$$

Далее демонстрируются расчеты по определению параметров схем замещения ЛЭП 110 кВ при использовании предложенных в работе методов.

Метод четырехполюсника для Г-, П- и Т-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора при использовании одного режима измерений

Для Г-образной схемы замещения используются следующие выражения:

$$k_t = \frac{U_1}{U_2} = \frac{121}{10.5} = 11.524,$$

$$\begin{aligned} \underline{a} &= \frac{\underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)} \underline{k}_t + \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} \cdot \underline{k}_t - |\underline{k}_t|^2 \cdot \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)}}{\underline{J}_2^{(1)} \cdot \underline{U}_1^{(1)}} = \\ &= \frac{121 \cdot 0.0818 \cdot e^{j(-35.107^\circ)} 11.524 + 9.82206 \cdot e^{j(-5.4466^\circ)} \cdot 0.9408 \cdot e^{j(-35.023^\circ)} \cdot 11.524 - |11.524|^2 \cdot 9.82206 \cdot e^{j(-5.4466^\circ)} \cdot 0.0818 \cdot e^{j(-35.107^\circ)}}{0.9408 \cdot e^{j(-35.023^\circ)} \cdot 121} = \\ &= 1 + j7.3 \cdot 10^{-5}, \end{aligned}$$

$$\underline{A} = \underline{k}_t = 11.524,$$

$$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1^{(1)} - \underline{k}_t \cdot \underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(1)}} = \frac{121 - 11.524 \cdot 9.82206 \cdot e^{j(-5.4466^\circ)}}{\sqrt{3} \cdot 0.9408 \cdot e^{j(-35.023^\circ)}} = 0.399 + j8.331,$$

$$\begin{aligned} \underline{C} &= \frac{\left(|\underline{k}_t|^2 \cdot \underline{J}_1^{(1)} - \underline{k}_t \cdot \underline{J}_2^{(1)} \right) \cdot \sqrt{3}}{\underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{k}_t} = \\ &= \frac{\left(|11.524|^2 \cdot 0.0818 \cdot e^{j(-35.107^\circ)} - 11.524 \cdot 0.9408 \cdot e^{j(-35.023^\circ)} \right) \cdot \sqrt{3}}{121 \cdot 11.524} = \\ &= 1.027 \cdot 10^{-5} - j3.144 \cdot 10^{-5}, \end{aligned}$$

$$\underline{D} = \frac{1}{*} \cdot \underline{a} = 0.087 + j6.335 \cdot 10^{-6}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров Г-образной схемы замещения трансформатора:

$$\underline{Z}_t = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^* = (0.399 + j8.331) \cdot 11.524 = (4.6 + j96) \Omega,$$

$$\underline{Y}_\mu = \frac{\underline{a} - 1}{\underline{Z}_t} = \frac{(1 + j7.3 \cdot 10^{-5}) - 1}{4.6 + j96} = (8.911 \cdot 10^{-7} + j2.728 \cdot 10^{-6}) \Omega.$$

Для П-образной схемы замещения используются следующие выражения:

$$k_t = \frac{U_1}{U_2} = \frac{121}{10.5} = 11.524,$$

$$\underline{a} = \frac{U_1^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)} \cdot \underline{k}_t^* + U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} \cdot \underline{k}_t}{\underline{J}_2^{(1)} \cdot U_1^{(1)} + |\underline{k}_t|^2 \cdot U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)}} = 1 + j4.41 \cdot 10^{-5},$$

$$\underline{A} = \underline{a} \cdot \underline{k}_t = 11.525 + j5.082 \cdot 10^{-4},$$

$$\underline{B} = \frac{U_1^{(1)2} - \underline{k}_t^2 \cdot U_2^{(1)2}}{\sqrt{3} \cdot (\underline{J}_2^{(1)} \cdot U_1^{(1)} + \underline{k}_t^2 \cdot U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)})} = 0.392 + j8.323,$$

$$\underline{C} = \frac{\left(|\underline{k}_t^*|^2 \cdot \underline{J}_1^{(1)} - \underline{k}_t \cdot \underline{J}_2^{(1)} \right) \cdot \sqrt{3}}{U_1^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} + |\underline{k}_t|^2 \cdot U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)}} \cdot \frac{\underline{k}_t}{*} = 1.211 \cdot 10^{-5} - j3.201 \cdot 10^{-5},$$

$$\underline{D} = \frac{1}{*} \cdot \underline{a} = 0.087 + j3.827 \cdot 10^{-6}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров Г-образной схемы замещения трансформатора:

$$\underline{Z}_t = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^* = (0.399 + j8.331) \cdot 11.524 = (4.523 + j95.916) \Omega,$$

$$\underline{Y}_\mu = \frac{\underline{a} - 1}{\underline{Z}_t} = \frac{(1 + j4.41 \cdot 10^{-5}) - 1}{4.523 + j95.916} = (1.051 \cdot 10^{-6} - j2.777 \cdot 10^{-6}) \Omega.$$

Для Т-образной схемы замещения используются следующие выражения:

$$k_t = \frac{U_1}{U_2} = \frac{121}{10.5} = 11.524,$$

$$\underline{a} = \frac{U_1^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)} \cdot \underline{k}_t^* + U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} \cdot \underline{k}_t}{\underline{J}_2^{(1)} \cdot U_1^{(1)} + |\underline{k}_t|^2 \cdot U_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)}} = 1 + j4.41 \cdot 10^{-5},$$

$$\underline{A} = \underline{a} \cdot \underline{k}_t = 11.525 + j5.082 \cdot 10^{-4},$$

$$\underline{B} = \frac{\underline{U}_1^{(1)2} - \underline{k}_t^2 \cdot \underline{U}_2^{(1)2}}{\sqrt{3} \cdot (\underline{J}_2^{(1)} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{k}_t^2 \cdot \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)})} = 0.392 + j8.323,$$

$$\underline{C} = \frac{\left(\left| \underline{k}_t^* \right|^2 \cdot \underline{J}_1^{(1)} - \underline{k}_t \cdot \underline{J}_2^{(1)} \right) \cdot \sqrt{3}}{\underline{U}_1^{(1)} \cdot \underline{J}_2^{(1)} + \left| \underline{k}_t \right|^2 \cdot \underline{U}_2^{(1)} \cdot \underline{J}_1^{(1)}} \cdot \frac{\underline{k}_t}{\underline{k}_t^*} = 1.211 \cdot 10^{-5} - j3.201 \cdot 10^{-5},$$

$$\underline{D} = \frac{1}{\underline{k}_t^*} \cdot \underline{a} = 0.087 + j3.827 \cdot 10^{-6}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров Г-образной схемы замещения трансформатора:

$$\underline{Y}_\mu = \frac{\underline{C}}{\underline{k}_t} = (1.051 \cdot 10^{-6} - j2.777 \cdot 10^{-6}) \Omega,$$

$$\underline{Z}_t = \frac{2(\underline{a} - 1)}{\underline{k}_t} = (4.525 + j95.909) \Omega.$$

Метод четырехполюсника при использовании двух режимов измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.43), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} \\ \underline{B} \\ \underline{C} \\ \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_2^{(1)} & \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\underline{U}_2^{(1)}}{\sqrt{3}} & \underline{J}_2^{(1)} \\ \underline{U}_2^{(2)} & \sqrt{3} \cdot \underline{J}_2^{(2)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\underline{U}_2^{(2)}}{\sqrt{3}} & \underline{J}_2^{(2)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1^{(1)} \\ \underline{J}_1^{(1)} \\ \underline{U}_1^{(2)} \\ \underline{J}_1^{(2)} \end{bmatrix},$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} \underline{A} \\ \underline{B} \\ \underline{C} \\ \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 9.778 - j0.932 & \sqrt{3} \cdot 0.77 - j0.54 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{9.778 - j0.932}{\sqrt{3}} & 0.77 - j0.54 \\ 9.864 - j0.839 & \sqrt{3} \cdot 0.693 - j0.475 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{9.864 - j0.839}{\sqrt{3}} & 0.693 - j0.475 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 121 \\ 0.067 - j0.047 \\ 121 \\ 0.06 - 0.041 \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} 11.524 - j9.582 \cdot 10^{-6} \\ 0.399 + j8.331 \\ 1.016 \cdot 10^{-5} - 3.163 \cdot 10^{-5} \\ 0.087 + j7.656 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров двухобмоточного трансформатора по выражениям (2.44):

$$\underline{k}_t = \underline{A} = 11.524 - j9.582 \cdot 10^{-6};$$

$$\underline{Z}_t = \underline{B} \cdot \underline{A}^* = \underline{B} \cdot \underline{k}_t^* = (0.399 + j8.331) \cdot (11.524 + j9.582 \cdot 10^{-6}) = (4.598 + j96) \Omega;$$

$$\underline{Y}_\mu = \frac{\underline{C}}{\underline{k}_t} = \frac{\underline{C}}{\underline{A}} = \frac{(1.016 \cdot 10^{-5} + j3.163 \cdot 10^{-5})}{(11.524 - j9.582 \cdot 10^{-6})} = (8.821 \cdot 10^{-7} + j2.745 \cdot 10^{-6}) \text{ S}.$$

Метод баланса мощностей при использовании одного режима измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.53), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} G_t \\ B_t \\ G_{t\mu} \\ B_{t\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_t^{(1)} U_2^{(1)} \cdot \cos \delta_2^{(1)} & -k_t^{(1)} U_2^{(1)} \cdot \sin \delta_2^{(1)} & U_1^{(1)} & 0 \\ k_t^{(1)} U_2^{(1)} \cdot \sin \delta_2^{(1)} & -k_t^{(1)} U_2^{(1)} \cdot \cos \delta_2^{(1)} & 0 & U_1^{(1)} \\ -k_t^{(2)} U_2^{(2)} \cdot \cos \delta_2^{(2)} & -k_t^{(2)} U_2^{(2)} \cdot \sin \delta_2^{(2)} & U_1^{(1)} & 0 \\ k_t^{(2)} U_2^{(2)} \cdot \sin \delta_2^{(2)} & -k_t^{(2)} U_2^{(2)} \cdot \cos \delta_2^{(2)} & 0 & U_1^{(1)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} J_{a1}^{(1)} \\ J_{r1}^{(1)} \\ J_{a1}^{(2)} \\ J_{r1}^{(2)} \end{bmatrix},$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} G_t \\ B_t \\ G_{t\mu} \\ B_{t\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -112.677 & 10.744 & 121 & 0 \\ -10.744 & -112.677 & 0 & 121 \\ -113.674 & 9.671 & 121 & 0 \\ -9.671 & -113.674 & 0 & 121 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0.116 \\ 0.081 \\ 0.104 \\ 0.072 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.9798849 \cdot 10^{-4} \\ 0.0103928 \\ 4.9887849 \cdot 10^{-4} \\ 0.0103955 \end{bmatrix}$$

Полученные результаты используются для определения параметров Г-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора:

$$G_{\mu} = G_{t\mu} - G_t = 4.9887849 \cdot 10^{-4} - 4.9798849 \cdot 10^{-4} = 8.9 \cdot 10^{-7} \quad S;$$

$$B_{\mu} = B_{t\mu} - B_t = 0.0103955 - 0.0103928 = 2.73 \cdot 10^{-6} \quad S;$$

$$R_t = \frac{G_t}{G_t^2 + B_t} = \frac{4.9798849 \cdot 10^{-4}}{(4.9798849 \cdot 10^{-4})^2 + (0.0103928)^2} = 4.6 \quad \Omega;$$

$$X_t = \frac{B_t}{G_t^2 + B_t} = \frac{0.0103928}{(4.9798849 \cdot 10^{-4})^2 + (0.0103928)^2} = 96 \quad \Omega.$$

Метод баланса мощностей при использовании двух режимов измерений

Система линейных уравнений, составленных согласно выражению (2.55), решается в матричной форме:

$$\begin{bmatrix} G_t \\ B_t \\ G_{t\mu} \\ B_{t\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_t^{(1)}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cdot \cos \delta_2^{(1)} & -k_t^{(1)}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cdot \sin \delta_2^{(1)} & U_1^{2(1)} & 0 \\ k_t^{(1)}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cdot \sin \delta_2^{(1)} & -k_t^{(1)}U_1^{(1)}U_2^{(1)} \cdot \cos \delta_2^{(1)} & 0 & U_1^{2(1)} \\ -k_t^{(2)}U_1^{(1)}U_2^{(2)} \cdot \cos \delta_2^{(2)} & -k_t^{(2)}U_1^{(1)}U_2^{(2)} \cdot \sin \delta_2^{(2)} & U_1^{2(1)} & 0 \\ k_t^{(2)}U_1^{(1)}U_2^{(2)} \cdot \sin \delta_2^{(2)} & -k_t^{(2)}U_1^{(1)}U_2^{(2)} \cdot \cos \delta_2^{(2)} & 0 & U_1^{2(1)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1^{(1)} \\ Q_1^{(1)} \\ P_1^{(2)} \\ Q_1^{(2)} \end{bmatrix},$$

Таким образом,

$$\begin{bmatrix} G_t \\ B_t \\ G_{t\mu} \\ B_{t\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1.363 \cdot 10^4 & 1.3 \cdot 10^3 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 \\ -1.3 \cdot 10^3 & -1.363 \cdot 10^4 & 0 & 1.464 \cdot 10^4 \\ -1.375 \cdot 10^4 & 1.17 \cdot 10^3 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 \\ -1.17 \cdot 10^3 & -1.375 \cdot 10^4 & 0 & 1.464 \cdot 10^4 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 14.025025001 \\ 9.859553084 \\ 12.616335662 \\ 8.669816574 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.9798849 \cdot 10^{-4} \\ 0.0103928 \\ 4.9887849 \cdot 10^{-4} \\ 0.0103955 \end{bmatrix}.$$

Полученные результаты используются для определения параметров Г-образной схемы замещения двухобмоточного трансформатора:

$$G_{\mu} = G_{t\mu} - G_t = 4.9887849 \cdot 10^{-4} - 4.9798849 \cdot 10^{-4} = 8.9 \cdot 10^{-7} \quad S;$$

$$B_{\mu} = B_{t\mu} - B_t = 0.0103955 - 0.0103928 = 2.73 \cdot 10^{-6} \quad S;$$

$$R_t = \frac{G_t}{G_t^2 + B_t} = \frac{4.9798849 \cdot 10^{-4}}{(4.9798849 \cdot 10^{-4})^2 + (0.0103928)^2} = 4.6 \quad \Omega;$$

$$X_t = \frac{B_t}{G_t^2 + B_t} = \frac{0.0103928}{(4.9798849 \cdot 10^{-4})^2 + (0.0103928)^2} = 96 \quad \Omega.$$

Результаты определения ПСЗ для двухобмоточного трансформатора с действительным значением коэффициента трансформации различными методами представлены во второй главе работы в сводной таблице 2.5.

Метод баланса мощностей по данным измерений в двух режимах для двухобмоточного трансформатора с комплексным коэффициентом трансформации

На примере силового трансформатора ТД – 16000/110 со схемой соединения обмоток Y/Δ-11 и параметрами, рассчитанными для Г-образной схемы:

$$R_t = 4.6 \ \Omega ; X_t = 96 \ \Omega ; G_t = 0.89 \ \mu S ; B_t = 2.73 \ \mu S .$$

Коэффициент трансформации определяется отношением напряжений обмотки низкого и высокого напряжения и группой соединения обмоток

$$k_t = \frac{121}{10.5} \cdot e^{j(-30^\circ)} = 11.524e^{j(-30^\circ)} .$$

Для данного трансформатора выполнены расчеты режима в программном комплексе RastrWIN при разных коэффициентах загрузки. На рис. П.2.2 представлены результаты расчета режима при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$.

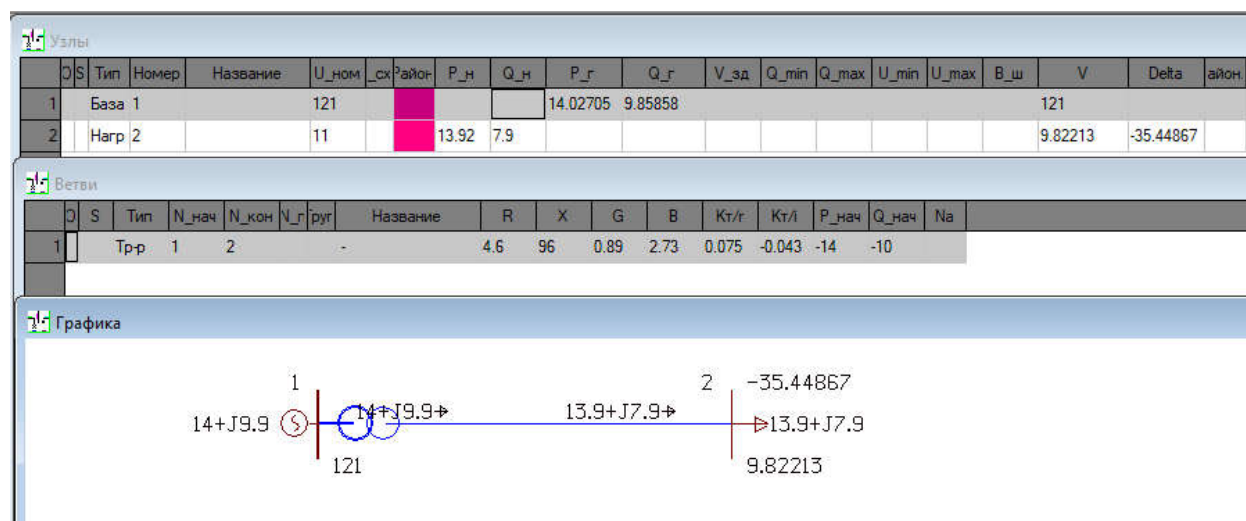


Рис. П.2.2. Пример результатов расчетов режима для двухобмоточного трансформатора ТД-16000/110 со схемой и группой соединения обмоток Y/Δ-11, выполненных в RastrWIN

В таблице П.2.2 представлены данные параметров, полученные из программы RastrWIN в двух режимах, при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$ и $k_s = 0.9$ соответственно.

Таблица П.2.2. Исходные данные для выполнения идентификации параметров схем замещения двухобмоточного трансформатора ТД-16000/110 с комплексным коэффициентом трансформации, полученные в программе RastrWIN

Режим работы	k_3	U_1 , kV	δ_1°	U_2 , kV	δ_2°	P_1 , MW	Q_1 , Mvar	P_2 , MW	Q_2 , Mvar
1	1	121	0.00	9.822	-35.44	14.025	9.86	13.92	7.9
2	0.9	121	0.00	9.899	-34.86	12.616	8.67	12.53	7.1

По выражению (2.57) определяются дополнительные коэффициенты a и b :

$$a = U_1' \cdot U_2' - U_1'' \cdot U_2'' = 968.194;$$

$$b = U_1' \cdot U_2'' + U_1'' \cdot U_2' = -689.247.$$

Тогда система уравнений (2.60) преобразуется и решается в матричном виде:

$$\begin{bmatrix} k_1' \cdot G_t \\ k_1'' \cdot G_t \\ k_1' \cdot B_t \\ k_1'' \cdot B_t \\ (k_{1s}'^2 + k_{1s}''^2) G_{t\mu} \\ (k_t'^2 + k_t''^2) B_{t\mu} \\ G_t \\ B_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -a & b & -b & -a & (U_1'^2 + U_1''^2) & 0 & 0 & 0 \\ b & a & -a & b & 0 & (U_1'^2 + U_1''^2) & 0 & 0 \\ a & -b & -b & -a & 0 & 0 & -(U_2'^2 + U_2''^2) & 0 \\ b & a & a & -b & 0 & 0 & 0 & -(U_2'^2 + U_2''^2) \\ -a_s & b_s & -b_s & -a_s & (U_{1s}'^2 + U_{1s}''^2) & 0 & 0 & 0 \\ b_s & a_s & -a_s & b_s & 0 & (U_{1s}'^2 + U_{1s}''^2) & 0 & 0 \\ a_s & -b_s & -b_s & -a_s & 0 & 0 & -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2) & 0 \\ b_s & a_s & a_s & -b_s & 0 & 0 & 0 & -(U_{2s}'^2 + U_{2s}''^2) \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ Q_2 \\ P_2 \\ Q_2 \\ P_{1s} \\ Q_{1s} \\ P_{2s} \\ Q_{2s} \end{bmatrix}$$

Таким образом, получены значения:

$$\begin{bmatrix} k'_t \cdot G_t \\ k''_t \cdot G_t \\ k'_t \cdot B_t \\ k''_t \cdot B_t \\ (k_t'^2 + k_t''^2) G_{t\mu} \\ (k_t'^2 + k_t''^2) B_{t\mu} \\ G_t \\ B_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -968.194 & -689.247 & 689.247 & -968.194 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 & 0 & 0 \\ -689.247 & 968.194 & -968.194 & -689.247 & 0 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 & 0 \\ 968.194 & 689.247 & 689.247 & -968.194 & 0 & 0 & -96.473 & 0 \\ -689.247 & 968.194 & 968.194 & 689.247 & 0 & 0 & 0 & -96.473 \\ -982.894 & -684.732 & 684.732 & -982.894 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 & 0 & 0 \\ -684.732 & 982.894 & -982.894 & -684.732 & 0 & 1.464 \cdot 10^4 & 0 & 0 \\ 982.894 & 684.732 & 684.732 & -982.894 & 0 & 0 & -98.008 & 0 \\ -684.732 & 982.894 & 982.894 & 684.732 & 0 & 0 & 0 & -98.008 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 14.025 \\ 9.86 \\ 13.92 \\ 7.9 \\ 12.616 \\ 8.67 \\ 12.53 \\ 7.1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.9698822 \cdot 10^{-3} \\ 2.8693629 \cdot 10^{-3} \\ 0.1037193 \\ 0.0598824 \\ 4.9887852 \cdot 10^{-4} \\ 0.0103955 \\ 0.066132 \\ 1.3801456 \end{bmatrix}$$

Далее определяются значения параметров двухобмоточного трансформатора по следующим выражениям. Полученные значения приведены к низкому напряжению трансформатора.

$$G_t = 0.066131992 \text{ S};$$

$$B_t = 1.380145604 \text{ S};$$

$$k'_t = \frac{G_t \cdot k'}{G_t} = \frac{4.9698822 \cdot 10^{-3}}{0.066131992} = 0.075150952;$$

$$k''_t = \frac{B_t \cdot k''}{B_t} = \frac{0.0598824}{1.380145604} = 0.04338843;$$

$$G_{t\mu} = \frac{\{G_{t\mu} (k_t'^2 + k_t''^2)\}}{k_t'^2 + k_t''^2} = \frac{4.9887852 \cdot 10^{-4}}{7.53022091 \cdot 10^{-3}} = 0.066250184 \text{ S};$$

$$B_{t\mu} = \frac{\{B_{t\mu} (k_t'^2 + k_t''^2)\}}{k_t'^2 + k_t''^2} = \frac{0.0103955}{7.53022091 \cdot 10^{-3}} = 1.380508141 \text{ S};$$

$$B_{\mu} = B_{t\mu} - B_t = 1.380508141 - 1.380145604 = 3.62537 \cdot 10^{-4} \text{ S};$$

$$G_{\mu} = G_{t\mu} - G_t = 0.066250184 - 0.066131992 = 1.181917325 \cdot 10^{-4} \text{ S};$$

$$R_t = \frac{G_t}{G_t^2 + B_t^2} = \frac{G_t}{G_t^2 + B_t^2} = \frac{0.066131992}{0.066131992^2 + 1.380145604^2} = 0.034639 \text{ } \Omega;$$

$$X_t = \frac{X_t}{G_t^2 + B_t^2} = \frac{B_t}{G_t^2 + B_t^2} = \frac{1.380145604}{0.066131992^2 + 1.380145604^2} = 0.722901445 \text{ } \Omega.$$

Найденные значения необходимо привести к высокому напряжению трансформатора.

$$G_{\mu} \cdot |k_t|^2 = 1.181917325 \cdot 10^{-4} \cdot 7.53 \cdot 10^{-4} = 8.9 \cdot 10^{-7} \text{ S};$$

$$B_{\mu} \cdot |k_t|^2 = 3.62537 \cdot 10^{-4} \cdot 7.53 \cdot 10^{-3} = 2.73 \cdot 10^{-6} \text{ S};$$

$$\frac{R_t}{|k_t|^2} = \frac{0.034639}{7.53 \cdot 10^{-3}} = 4.6 \text{ } \Omega;$$

$$\frac{X_t}{|k_t|^2} = \frac{0.722901445}{7.53 \cdot 10^{-3}} = 96 \text{ } \Omega.$$

А комплексный коэффициент трансформации, приведенный к высокому напряжению трансформатора равен:

$$k_t = 1 / (k'_t + jk''_t) = (0.07515 - j0.04338843)^{-1} = (9.98 - j5.762) = 11.524e^{-j30^\circ}.$$

Результаты определения ПСЗ для двухобмоточного трансформатора с комплексным значением коэффициента трансформации различными методами представлены во второй главе работы в сводной таблице 2.5.

Идентификация параметров трехобмоточного трансформатора

Идентификация параметров трехобмоточного трансформатора на основе предложенного метода, представленного во второй главе работы, продемонстрирована на примере силового трансформатора ТДТН – 40000/230/38,5/11 со схемой соединения обмоток Y/Y/Δ и параметрами, рассчитанными для схемы, показанной на рис. 2.9:

$$R_1 = R_2 = R_3 = 3.64 \text{ } \Omega; X_1 = 165.3 \text{ } \Omega; X_2 = 0 \text{ } \Omega; X_3 = 125.6 \text{ } \Omega;$$

$$G_{\mu} = 1.04 \text{ } \mu\text{S}; B_{\mu} = 8.26 \text{ } \mu\text{S}.$$

Коэффициенты трансформации определяются отношением напряжений $k_{12} = 38.5 / 230 = 0.167$;

$$k_{13} = 11e^{-j30^\circ} / 230 = 0.041 - j0.024 .$$

Для данного трансформатора выполнены расчеты режима в программном комплексе RastrWIN при разных коэффициентах загрузки. На рис. П.2.3 представлены результаты расчета режима.

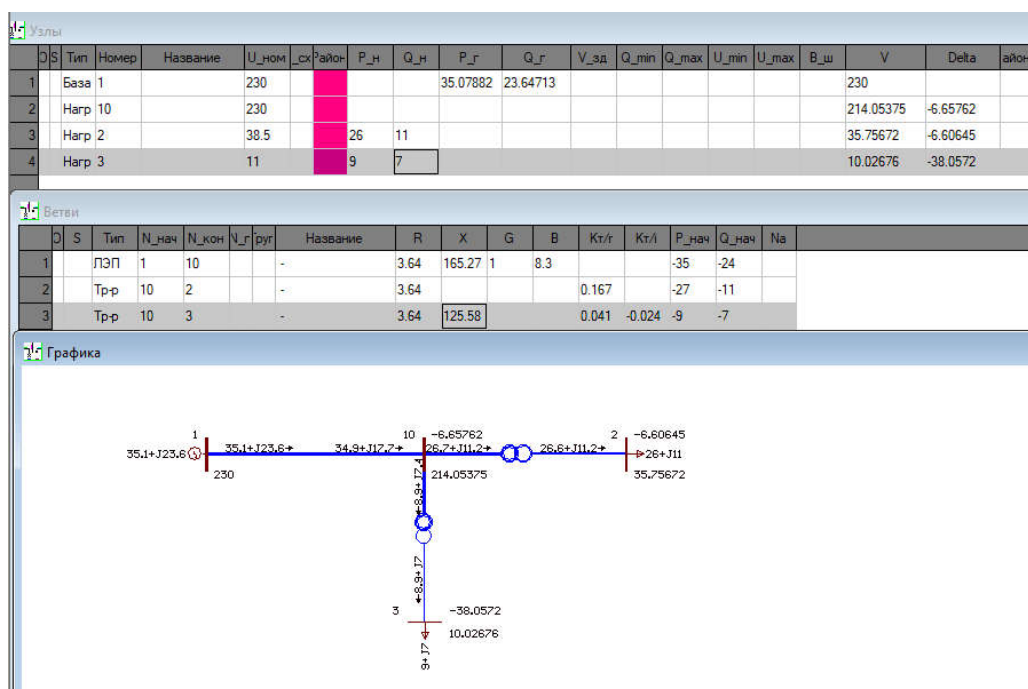


Рис. П.2.3. Пример результатов расчетов режима для трехобмоточного трансформатора ТДТН – 40000/230/38,5/11, выполненных в RastrWIN

В таблице П.2.3 представлены данные параметры, полученные из программы RastrWIN в двух режимах, при коэффициенте загрузки $k_s = 1.0$ и $k_s = 0.9$ соответственно.

Таблица П.2.3. Исходные данные для выполнения идентификации параметров схем замещения двухобмоточного трансформатора ТДТН – 40000/230/38,5/11, полученные в программе RastrWIN

Параметр	Значение
U_1, kV	121
δ_1°	0
U_2, kV	35.6836
δ_2°	-6.47019

U₃, kV	10.005
δ₃°	-38.114
P₁, MW	35.2545
Q₁, Mvar	24.4878
P₂, MW	26.0
Q₂, Mvar	11.0
P₂, MW	9.0
Q₂, Mvar	7.0

Необходимо решить систему (2.62) из 8 нелинейных уравнений с 8 неизвестными. Для этого используется метод Ньютона-Рафсона. Дальнейший расчет представлен при помощи листинга из программы Mathcad.

Сперва задается матрица исходных приближений

$$\text{Par} := \begin{pmatrix} R_{1\text{real}} \\ X_{1\text{real}} \\ X_{3\text{real}} \\ |Y_{\mu\text{real}}| \\ G_{\mu\text{real}} \\ B_{\mu\text{real}} \\ k_{12\text{real}} \\ |k_{13\text{real}}| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3.637 \\ 165.272 \\ 125.585 \\ 8.318 \times 10^{-6} \\ 1.04 \times 10^{-6} \\ 8.252 \times 10^{-6} \\ 0.167 \\ 0.048 \end{pmatrix}$$

Далее вычисляются элементы матрицы-столбца коррекций переменных:

$$\Delta\Gamma' := -\text{Re}(I_{1.}) + G_{\mu} \cdot U_1 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} + \text{Re}(I_{2.}) \cdot k_{12} + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) - \frac{1}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \right) \cdot |k_{13}| = 0.00000002218462$$

$$\Delta\Gamma'' := -\text{Im}(I_{1.}) - B_{\mu} \cdot U_1 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} + \text{Im}(I_{2.}) \cdot k_{12} + \left(\frac{1}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \right) \cdot |k_{13}| = -0.000000048075$$

$$\Delta U'_1 := U_1 - \sqrt{3} \cdot \text{Re}(I_{2.}) \cdot R_1 \cdot k_{12} - \frac{3}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot R_1 \cdot |k_{13}| + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot R_1 \cdot |k_{13}| + \sqrt{3} \cdot \text{Im}(I_{2.}) \cdot X_1 \cdot k_{12} + \frac{3}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot X_1 \cdot |k_{13}| + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot X_1 \cdot |k_{13}| - \sqrt{3} \cdot \text{Re}(I_{2.}) \cdot R_1 \cdot k_{12} - \frac{1}{k_{12}} \cdot \text{Re}(U_2) = -1.3894755426235859 \times 10^{-7}$$

$$\Delta U''_1 := 0 - \sqrt{3} \cdot \text{Re}(I_{2.}) \cdot X_1 \cdot k_{12} - \frac{3}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot X_1 \cdot |k_{13}| + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot X_1 \cdot |k_{13}| - \sqrt{3} \cdot \text{Im}(I_{2.}) \cdot R_1 \cdot k_{12} - \frac{3}{2} \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot R_1 \cdot |k_{13}| - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot R_1 \cdot |k_{13}| - \sqrt{3} \cdot \text{Im}(I_{2.}) \cdot R_1 \cdot k_{12} - \frac{1}{k_{12}} \cdot \text{Im}(U_2) = -5.8078607416689465 \times 10^{-7}$$

$$\Delta U'_0 := \text{Re}(U_3) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{|k_{13}|} - \text{Im}(U_3) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{|k_{13}|} - \text{Re}(U_2) \cdot \frac{1}{k_{12}} + \text{Re}(I_{3.}) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 - \text{Im}(I_{3.}) \cdot \frac{1}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 - \frac{1}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot X_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot |k_{13}| \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot X_3 - \text{Re}(I_{2.}) \cdot k_{12} \cdot R_1 \cdot \sqrt{3} = 7.942 \times 10^{-7}$$

$$\Delta U''_0 := \text{Re}(U_3) \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{|k_{13}|} \right) + \text{Im}(U_3) \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1}{|k_{13}|} \right) - \text{Im}(U_2) \cdot \frac{1}{k_{12}} + \frac{1}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot \text{Re}(I_{3.}) \cdot R_1 + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot |k_{13}| \cdot \text{Im}(I_{3.}) \cdot R_1 + \text{Re}(I_{3.}) \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot X_3 - \text{Im}(I_{3.}) \cdot \frac{1}{2} \cdot |k_{13}| \cdot \sqrt{3} \cdot X_3 - \text{Im}(I_{2.}) \cdot k_{12} \cdot R_1 \cdot \sqrt{3} = 1.727 \times 10^{-7}$$

$$\Delta P := P_1 - P_2 - P_3 - G_{\mu} \cdot U_1^2 - 3 \cdot (|I_1|)^2 \cdot R_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} \operatorname{Re}(I_1) \cdot U_1 \cdot R_1 \cdot G_{\mu} - \frac{6}{\sqrt{3}} \operatorname{Im}(I_1) \cdot U_1 \cdot R_1 \cdot B_{\mu} - U_1^2 \cdot R_1 \cdot (|Y_{\mu}|)^2 - 3 \cdot (|I_2|)^2 \cdot k_{12}^2 \cdot R_1 - 3 \cdot (|I_3|)^2 \cdot (|k_{13}|)^2 \cdot R_1 = -1.021311971192$$

$$\Delta Q := Q_1 - Q_2 - Q_3 - B_{\mu} \cdot U_1^2 - 3 \cdot (|I_1|)^2 \cdot X_1 + \frac{6}{\sqrt{3}} \operatorname{Re}(I_1) \cdot U_1 \cdot X_1 \cdot G_{\mu} - \frac{6}{\sqrt{3}} \operatorname{Im}(I_1) \cdot U_1 \cdot X_1 \cdot B_{\mu} - U_1^2 \cdot X_1 \cdot (|Y_{\mu}|)^2 - 3 \cdot (|I_3|)^2 \cdot (|k_{13}|)^2 \cdot X_3 = -1.6767937921047247 \times 10^{-5}$$

Вычисляются производные функций, на основе которых будет сформирована матрица Якоби:

$$d\Delta I'_{R1} := 0 \quad d\Delta I'_{X3} := 0 \quad d\Delta I'_{G\mu} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_1}{3} = 132.791 \quad d\Delta I'_{k13} := 0$$

$$d\Delta I'_{X1} := 0 \quad d\Delta I'_{Y\mu} := 0 \quad d\Delta I'_{B\mu} := 0 \quad d\Delta I'_{k12} := 0$$

$$d\Delta I''_{R1} := 0 \quad d\Delta I''_{X3} := 0 \quad d\Delta I''_{G\mu} := 0 \quad d\Delta I''_{k13} := 0$$

$$d\Delta I''_{X1} := 0 \quad d\Delta I''_{Y\mu} := 0 \quad d\Delta I''_{B\mu} := -\frac{\sqrt{3} \cdot U_1}{3} = -132.791 \quad d\Delta I''_{k12} := 0$$

$$d\Delta U'_{1R1} := \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Re}(I_2) - \frac{3 \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = -0.268 \quad d\Delta U'_{1X3} := 0 \quad d\Delta U'_{1G\mu} := 0 \quad d\Delta U'_{1k12} := \frac{\operatorname{Re}(U_2)}{k_{12}^2} - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{Re}(I_2) + \sqrt{3} \cdot X_1 \cdot \operatorname{Im}(I_2) = 1.195 \times 10^3$$

$$d\Delta U'_{1X1} := \frac{3 \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} + \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Im}(I_2) + \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = -0.105 \quad d\Delta U'_{1Y\mu} := 0 \quad d\Delta U'_{1B\mu} := 0$$

$$d\Delta U'_{1k13} := \frac{3 \cdot X_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} - \frac{3 \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} + \frac{\sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} + \frac{\sqrt{3} \cdot X_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} = -138.34$$

$$d\Delta U''_{1R1} := -\frac{3 \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Im}(I_2) - \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = 0.17 \quad d\Delta U''_{1X3} := 0 \quad d\Delta U''_{1G\mu} := 0$$

$$d\Delta U''_{1X1} := \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Re}(I_2) - \frac{3 \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = -0.153 \quad d\Delta U''_{1Y\mu} := 0 \quad d\Delta U''_{1B\mu} := 0 \quad d\Delta U''_{1k12} := \frac{\operatorname{Im}(U_2)}{k_{12}^2} - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{Im}(I_2) - \sqrt{3} \cdot X_1 \cdot \operatorname{Re}(I_2)$$

$$d\Delta U''_{1k13} := \frac{\sqrt{3} \cdot X_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} - \frac{3 \cdot X_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} - \frac{\sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} - \frac{3 \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} = -127.882$$

$$d\Delta U'_{0R1} := \frac{3 \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Re}(I_2) - \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = -0.077 \quad d\Delta U'_{0X3} := -\frac{3 \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = 0.039$$

$$d\Delta U'_{0X1} := 0 \quad d\Delta U'_{0Y\mu} := 0 \quad d\Delta U'_{0B\mu} := 0 \quad d\Delta U'_{0G\mu} := 0 \quad d\Delta U'_{0k12} := \frac{\operatorname{Re}(U_2)}{k_{12}^2} - \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{Re}(I_2) = 1.2$$

$$d\Delta U'_{0k13} := \frac{3 \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} - \frac{3 \cdot X_3 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} + \frac{\operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(U_3)}{2 \cdot (|k_{13}|)^2} - \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(U_3)}{2 \cdot (|k_{13}|)^2} - \frac{\sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} - \frac{\sqrt{3} \cdot X_3 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2}$$

$$d\Delta U''_{0R1} := \frac{3 \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - \sqrt{3} \cdot k_{12} \cdot \operatorname{Im}(I_2) + \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = 0.026 \quad d\Delta U''_{0X3} := \frac{3 \cdot \operatorname{Re}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} - \frac{\sqrt{3} \cdot \operatorname{Im}(I_3) \cdot |k_{13}|}{2} = 0.038$$

$$d\Delta U''_{0X1} := 0 \quad d\Delta U''_{0Y\mu} := 0 \quad d\Delta U''_{0k12} := \frac{\operatorname{Im}(U_2)}{k_{12}^2} - \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot \operatorname{Im}(I_2) = -145.992$$

$$d\Delta U''_{0G\mu} := 0 \quad d\Delta U''_{0B\mu} := 0 \quad d\Delta U''_{0k13} := \frac{3 \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Im}(I_3)}{2} + \frac{3 \cdot X_3 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(I_3)}{2} - \frac{\operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot \operatorname{Re}(U_3)}{2 \cdot (|k_{13}|)^2} = -1.694 \times 10^3$$

$$d\Delta P_{R1} := 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot G_{\mu} \cdot \operatorname{Re}(I_{1.}) - 3 \cdot k_{12}^2 \cdot (|I_{2.}|)^2 - 3 \cdot (|I_{3.}|)^2 \cdot (|k_{13}|)^2 - U_1^2 \cdot (|Y_{\mu}|)^2 - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot B_{\mu} \cdot \operatorname{Im}(I_{1.}) - 3 \cdot (|I_{1.}|)^2 = -0.055 \quad d\Delta P_{X3} := 0$$

$$d\Delta P_{X1} := 0 \quad d\Delta P_{Y_{\mu}} := -2 \cdot R_1 \cdot U_1^2 \cdot \operatorname{signum}(Y_{\mu}, 0) \cdot |Y_{\mu}| = -3.2 \quad d\Delta P_{G_{\mu}} := 2 \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot U_1 \cdot \operatorname{Re}(I_{1.}) - U_1^2 = -5.264 \times 10^4$$

$$d\Delta P_{k_{12}} := -6 \cdot R_1 \cdot k_{12} \cdot (|I_{2.}|)^2 = -0.762$$

$$d\Delta P_{B_{\mu}} := -2 \cdot \sqrt{3} \cdot R_1 \cdot U_1 \cdot \operatorname{Im}(I_{1.}) = 178.118$$

$$d\Delta P_{k_{13}} := -6 \cdot R_1 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot (|I_{3.}|)^2 \cdot |k_{13}| = -0.452$$

$$d\Delta Q_{R1} := 0$$

$$d\Delta Q_{X1} := 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot G_{\mu} \cdot \operatorname{Re}(I_{1.}) - U_1^2 \cdot (|Y_{\mu}|)^2 - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot B_{\mu} \cdot \operatorname{Im}(I_{1.}) - 3 \cdot (|I_{1.}|)^2 = -0.034$$

$$d\Delta Q_{X3} := -3 \cdot (|I_{3.}|)^2 \cdot (|k_{13}|)^2 = -2.971 \times 10^{-3}$$

$$d\Delta Q_{k_{12}} := 0$$

$$d\Delta Q_{k_{13}} := -6 \cdot X_3 \cdot \operatorname{signum}(k_{13}, 0) \cdot (|I_{3.}|)^2 \cdot |k_{13}| = -15.601$$

$$d\Delta Q_{Y_{\mu}} := -2 \cdot U_1^2 \cdot X_1 \cdot \operatorname{signum}(Y_{\mu}, 0) \cdot |Y_{\mu}| = -145.44$$

$$d\Delta Q_{G_{\mu}} := 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot X_1 \cdot \operatorname{Re}(I_{1.}) = 1.165 \times 10^4$$

$$d\Delta Q_{B_{\mu}} := -U_1^2 - 2 \cdot \sqrt{3} \cdot X_1 \cdot \operatorname{Im}(I_{1.}) \cdot U_1 = -4.481 \times 10^4$$

Тогда матрица Якоби приобретает вид:

$$J_{\omega} := \begin{pmatrix} d\Delta I'_{R1} & d\Delta I'_{X1} & d\Delta I'_{X3} & d\Delta I'_{Y_{\mu}} & d\Delta I'_{G_{\mu}} & d\Delta I'_{B_{\mu}} & d\Delta I'_{k_{12}} & d\Delta I'_{k_{13}} \\ d\Delta I''_{R1} & d\Delta I''_{X1} & d\Delta I''_{X3} & d\Delta I''_{Y_{\mu}} & d\Delta I''_{G_{\mu}} & d\Delta I''_{B_{\mu}} & d\Delta I''_{k_{12}} & d\Delta I''_{k_{13}} \\ d\Delta U'_{1R1} & d\Delta U'_{1X1} & d\Delta U'_{1X3} & d\Delta U'_{1Y_{\mu}} & d\Delta U'_{1G_{\mu}} & d\Delta U'_{1B_{\mu}} & d\Delta U'_{1k_{12}} & d\Delta U'_{1k_{13}} \\ d\Delta U''_{1R1} & d\Delta U''_{1X1} & d\Delta U''_{1X3} & d\Delta U''_{1Y_{\mu}} & d\Delta U''_{1G_{\mu}} & d\Delta U''_{1B_{\mu}} & d\Delta U''_{1k_{12}} & d\Delta U''_{1k_{13}} \\ d\Delta U'_{0R1} & d\Delta U'_{0X1} & d\Delta U'_{0X3} & d\Delta U'_{0Y_{\mu}} & d\Delta U'_{0G_{\mu}} & d\Delta U'_{0B_{\mu}} & d\Delta U'_{0k_{12}} & d\Delta U'_{0k_{13}} \\ d\Delta U''_{0R1} & d\Delta U''_{0X1} & d\Delta U''_{0X3} & d\Delta U''_{0Y_{\mu}} & d\Delta U''_{0G_{\mu}} & d\Delta U''_{0B_{\mu}} & d\Delta U''_{0k_{12}} & d\Delta U''_{0k_{13}} \\ d\Delta P_{R1} & d\Delta P_{X1} & d\Delta P_{X3} & d\Delta P_{Y_{\mu}} & d\Delta P_{G_{\mu}} & d\Delta P_{B_{\mu}} & d\Delta P_{k_{12}} & d\Delta P_{k_{13}} \\ d\Delta Q_{R1} & d\Delta Q_{X1} & d\Delta Q_{X3} & d\Delta Q_{Y_{\mu}} & d\Delta Q_{G_{\mu}} & d\Delta Q_{B_{\mu}} & d\Delta Q_{k_{12}} & d\Delta Q_{Y_{\mu}} \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 132.791 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -132.791 & 0 & 0 \\ -0.268 & -0.105 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1.195 \times 10^3 & -138.34 \\ 0.17 & -0.153 & 0 & 0 & 0 & 0 & -258.286 & -127.882 \\ -0.077 & 0 & 0.039 & 0 & 0 & 0 & 1.262 \times 10^3 & -4.224 \times 10^3 \\ 0.026 & 0 & 0.038 & 0 & 0 & 0 & -145.992 & -1.694 \times 10^3 \\ -0.055 & 0 & 0 & -3.2 & -5.264 \times 10^4 & 178.118 & -0.762 & -0.452 \\ 0 & -0.034 & -2.971 \times 10^{-3} & -145.44 & 1.165 \times 10^4 & -4.481 \times 10^4 & 0 & -145.44 \end{pmatrix}$$

Таким образом, матрица-столбец отклонений рассчитывается как:

$$\begin{pmatrix} \Delta R_1 \\ \Delta X_1 \\ \Delta X_3 \\ \Delta Y_\mu \\ \Delta G_\mu \\ \Delta B_\mu \\ \Delta k_{12} \\ \Delta k_{13} \end{pmatrix} := -J^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \Gamma' \\ \Delta \Gamma'' \\ \Delta U'_1 \\ \Delta U''_1 \\ \Delta U'_0 \\ \Delta U''_0 \\ \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2.693 \times 10^{-5} \\ -6.785 \times 10^{-5} \\ -2.565 \times 10^{-6} \\ -1.637 \times 10^{-9} \\ -1.671 \times 10^{-10} \\ -3.62 \times 10^{-10} \\ -2.876 \times 10^{-10} \\ 5.71 \times 10^{-10} \end{pmatrix}$$

При этом, после выполнения первого шага итерации получены значения искомым параметров:

$$\begin{pmatrix} R_{1cal} \\ X_{1cal} \\ X_{3cal} \\ Y_{\mu cal} \\ G_{\mu cal} \\ B_{\mu cal} \\ k_{12cal} \\ k_{13cal} \end{pmatrix} := Par + \begin{pmatrix} \Delta R_1 \\ \Delta X_1 \\ \Delta X_3 \\ \Delta Y_\mu \\ \Delta G_\mu \\ \Delta B_\mu \\ \Delta k_{12} \\ \Delta k_{13} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3.637 \\ 165.272 \\ 125.585 \\ 8.316 \times 10^{-6} \\ 1.04 \times 10^{-6} \\ 8.252 \times 10^{-6} \\ 0.167 \\ 0.048 \end{pmatrix}$$

Следовательно, на данном примере продемонстрированы правильность составленной системы уравнений и сходимость результатов. В силу того, что массив исходных приближений выбран равным истинным параметрам схемы замещения трехобмоточного трансформатора, корректный результат получен уже после первой итерации.

Примеры оптимального размещения PMU для тестовых схем

Ниже представлены упрощенные однолинейные схемы (либо графы) тестовых моделей, содержащих от 9 до 57 узлов, а также точечные диаграммы матриц узловых проводимостей, полученных в процессе расстановки PMU по алгоритмам A1 и A2, описанным в третьей главе работы.

Модель с девятью узлами

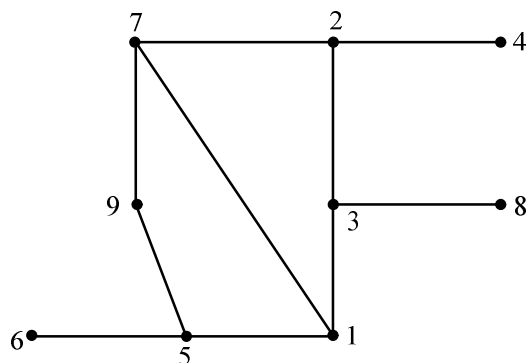


Рис. П.3.1. Граф 9-узловой модели ЭЭС с исходной нумерацией узлов

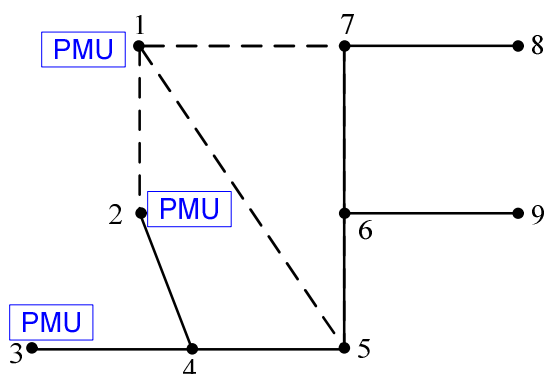


Рис. П.3.2. Граф 9-узловой модели ЭЭС с нумерацией узлов по алгоритму A1

	P (PMU)				Q (SCADA)				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	•	•			•		•		
2	•	•		•					
3			•	•					
4		•	•	•	•				
5	•			•	•	•			
6					•	•	•		•
7	•					•	•	•	
8							•	•	
9						•			•

Рис. П.3.3. Матрица узловых проводимостей, в которой подматрица $[Y_{-qq}]$ приведена к ленточной форме (по алгоритму А1)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
9									•
2		•							
8								•	
3			•						
4				•					
5					•				
1	•								
7							•		
6						•			

Рис. П.3.4. Матрица перестановок [P]

		P (PMU)			Q (SCADA)					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
$[Y_{\Sigma}]_{tr} =$	9						•			•
	2	•	•		•					
	8							•	•	
	3			•	•					
	4		•	•	•	•				
	5	•			•	•	•			
	1	•	•			•		•		
	7	•					•	•	•	
	6					•	•	•		•

Рис. П.3.5. Матрица узловых проводимостей, в которой подматрица $[Y_{-qq}]$ приведена к нижнетреугольной форме (по алгоритму A1)

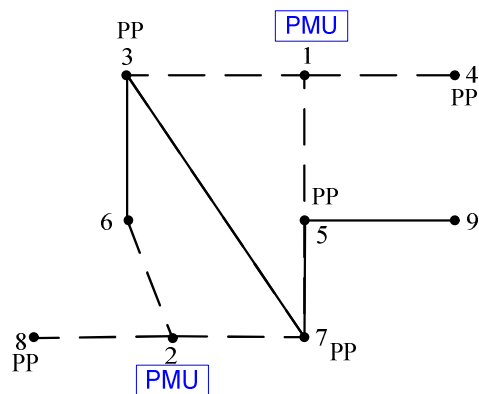


Рис. П.3.6. Граф 9-узловой модели ЭЭС с нумерацией узлов по алгоритму A2

$$[Y_{\Sigma}] =$$

	P (PMU)		PP (псевдо PMU)						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	•		•	•	•				
2		•				•	•	•	
3	•		•			•	•		
4	•			•					
5	•				•		•		•
6		•	•			•			
7		•	•		•		•		
8		•						•	
9						•			•

Рис. П.3.7. Матрица узловых проводимостей, соответствующая сети представленной на рис. В.6 (по алгоритму А2)

Тестовая модель с четырнадцатью узлами (IEEE-14)

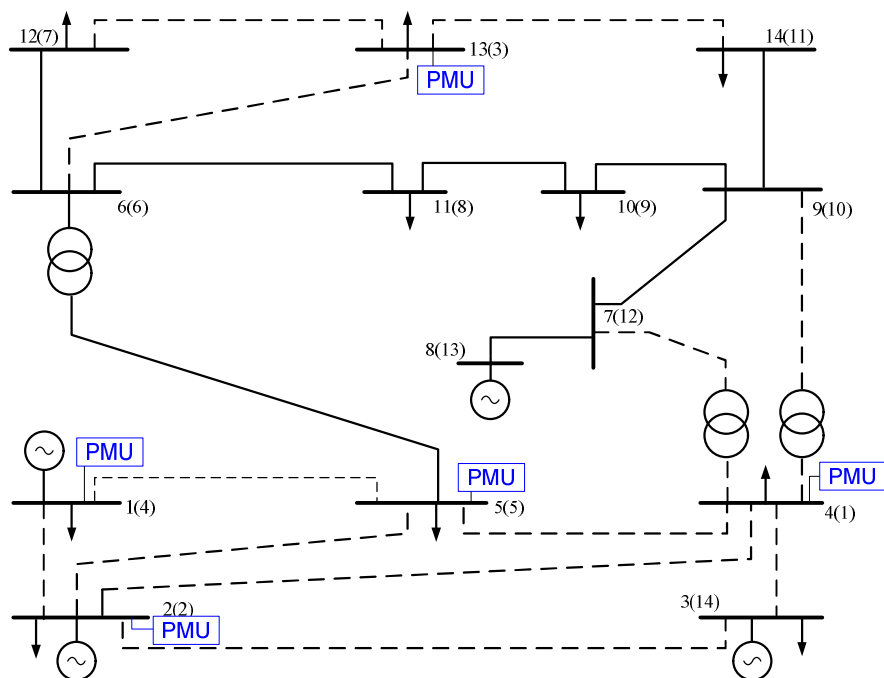


Рис. П.3.8. Однолинейная схема модели ЭЭС IEEE-14 с исходной нумерацией узлов, а также нумерацией (в скобках) выполненной по алгоритму А1

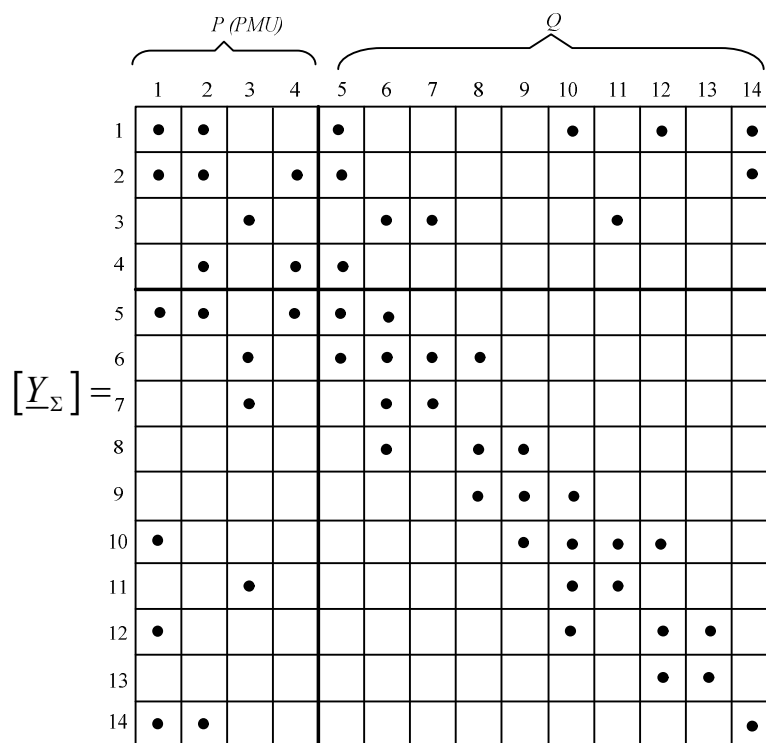


Рис. П.3.9. Матрица узловых проводимостей для IEEE-14, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме (по алгоритму A1)

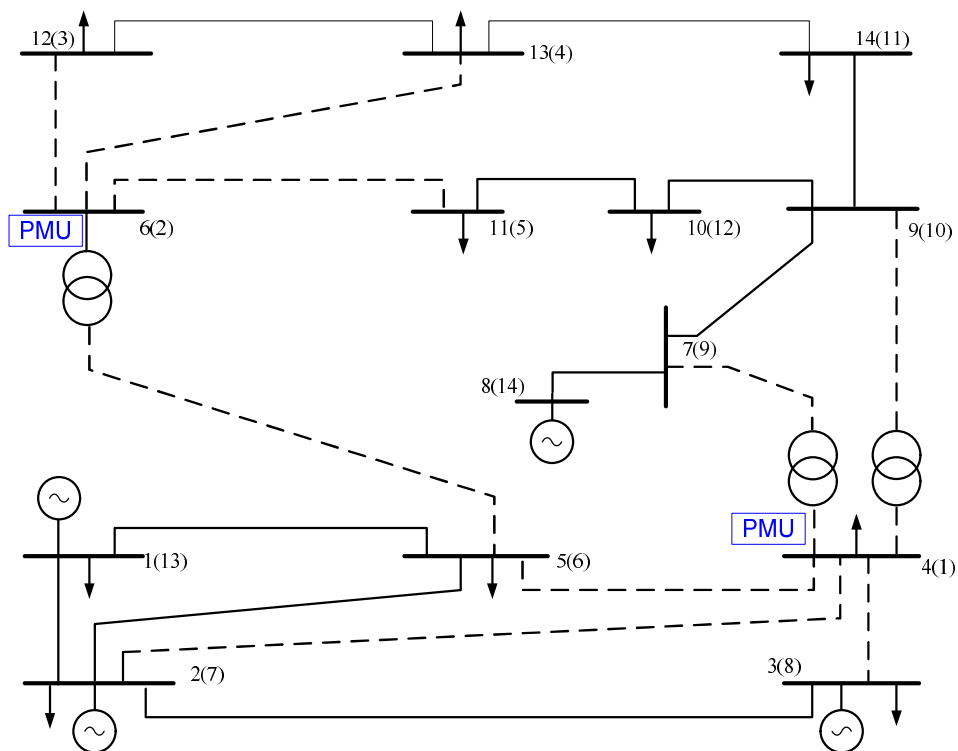


Рис. П.3.10. Однолинейная схема модели ЭЭС IEEE-14 с исходной нумерацией узлов, а также нумерацией (в скобках) выполненной по алгоритму A2

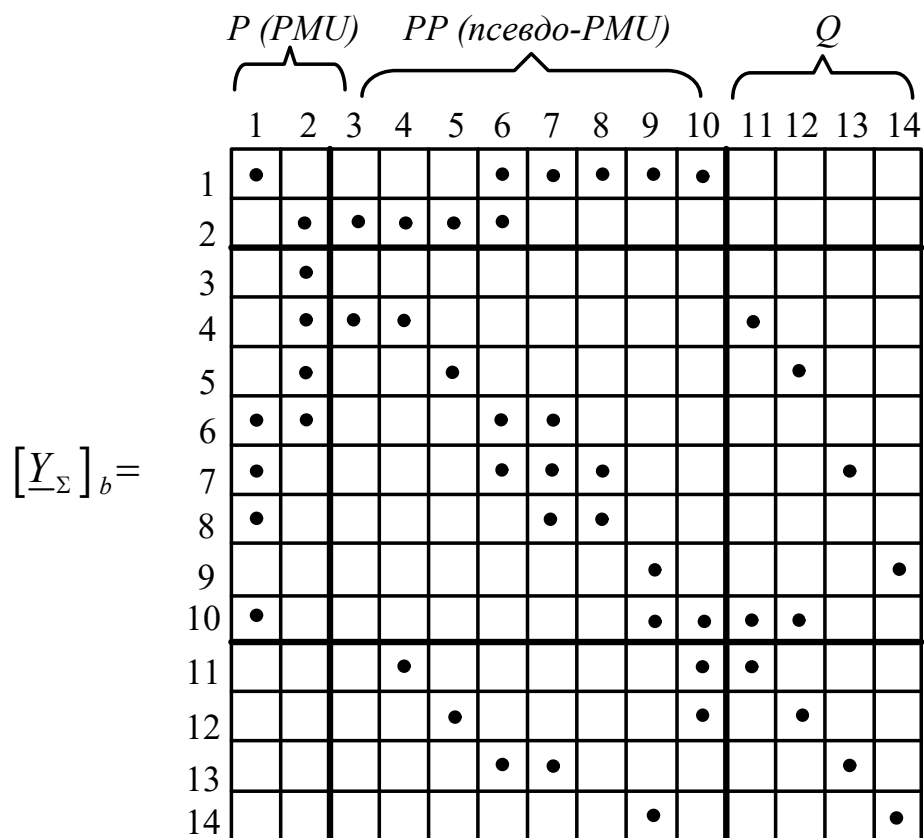


Рис. П.3.11. Матрица узловых проводимостей, соответствующая сети представленной на рис. В.10 (по алгоритму А2)

Тестовая модель с двадцатью четырьмя узлами (IEEE-24)

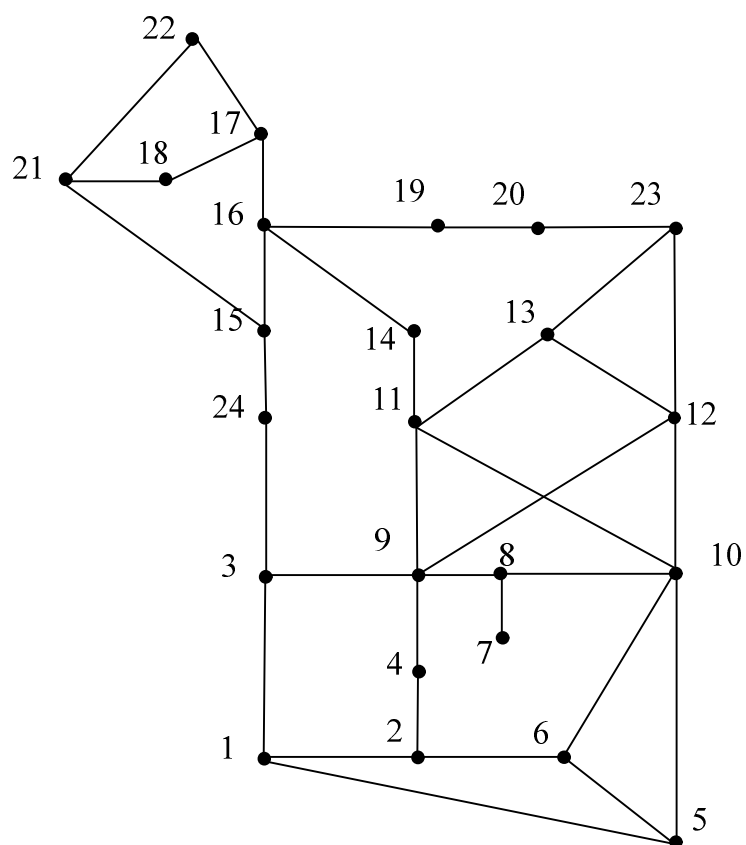


Рис. П.3.12. Однолинейная схема модели ЭЭС IEEE (RTS)-24 с исходной нумерацией узлов

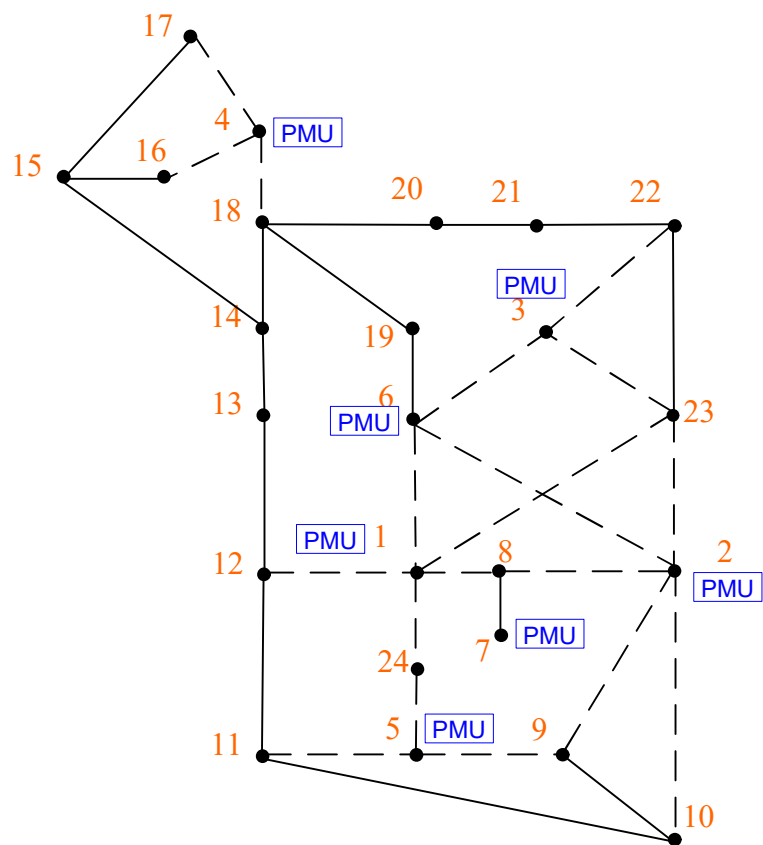


Рис. П.3.13. Граф модели ЭЭС IEEE-24 с нумерацией узлов по алгоритму А1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	*					*		*				*											*	*	
2		*				*		*	*	*														*	*
3			*			*																*	*		
4				*												*	*	*							
5					*				*		*														*
6	*	*	*			*													*						
7							*	*																	
8	*	*					*	*																	
9		*			*				*	*															
10		*							*	*	*														
11					*				*	*	*														
12	*									*	*	*													
13										*	*	*													
14										*	*	*						*							
15											*	*	*				*	*	*						
16				*												*	*	*							
17				*											*	*	*								
18				*									*	*	*		*	*	*						
19					*												*	*	*						
20																	*	*	*	*	*	*			
21																		*	*	*	*	*	*	*	
22			*																*	*	*	*	*	*	*
23	*		*																	*	*	*	*	*	*
24	*			*																	*	*	*	*	*

Рис. П.3.14. Матрица узловых проводимостей для IEEE-24, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме (по алгоритму А1)

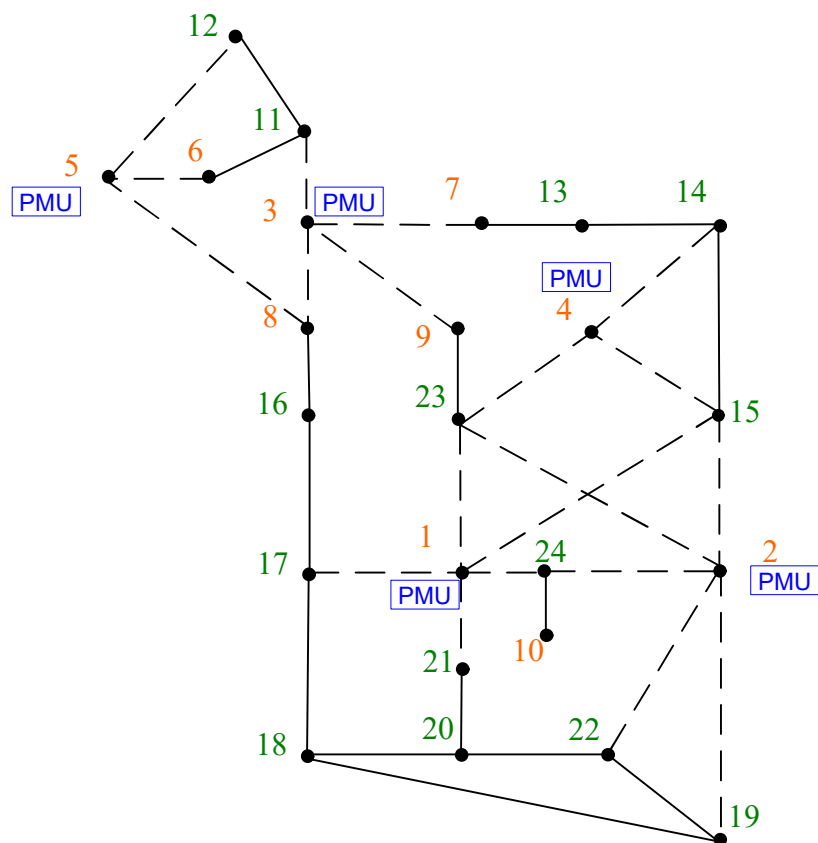


Рис. П.3.15. Граф модели ЭЭС IEEE-24 с нумерацией узлов по алгоритму А2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	*														*	*					*		*	*
2		*													*				*			*	*	*
3			*				*	*	*		*													
4				*									*	*									*	
5					*	*		*				*												
6					*	*					*													
7			*				*						*											
8			*		*			*																
9			*						*														*	
10										*														*
11			*			*					*	*												
12					*						*	*												
13							*						*	*										
14				*									*	*	*									
15	*	*		*										*	*									
16								*								*	*							
17	*															*	*	*						
18																	*	*	*	*				
19					*													*	*					
20																		*	*	*	*	*		
21	*																		*	*	*	*		
22		*																	*	*	*	*		
23	*	*		*					*														*	
24	*	*								*														*

Рис. П.3.16. Матрица узловых проводимостей для IEEE-24, полученная по алгоритму A2

Тестовая модель с тридцатью узлами (IEEE-30)

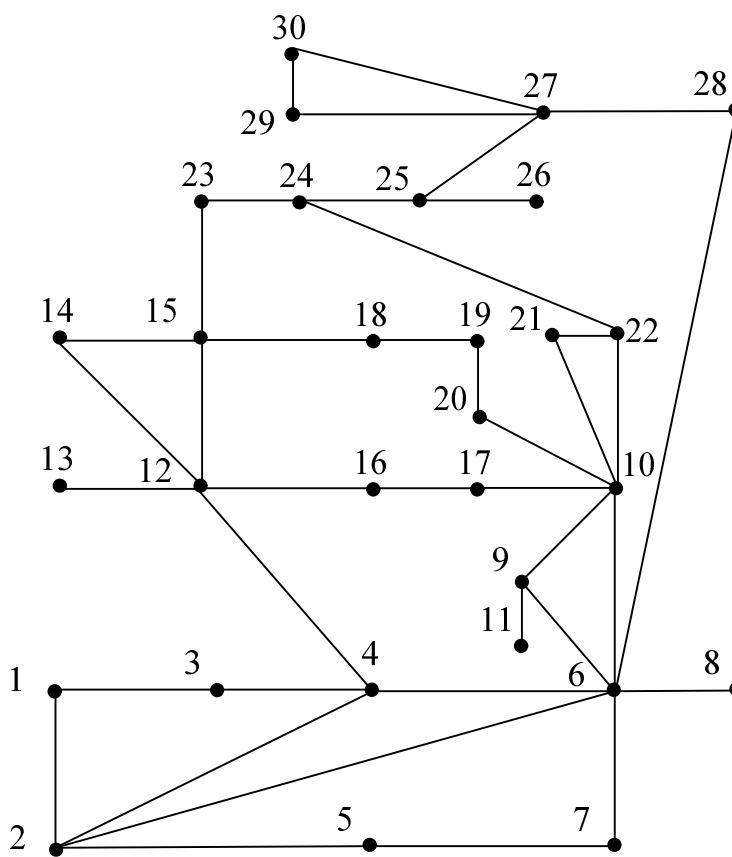


Рис. П.3.17. Граф модели ЭЭС IEEE-30 с исходной нумерацией узлов

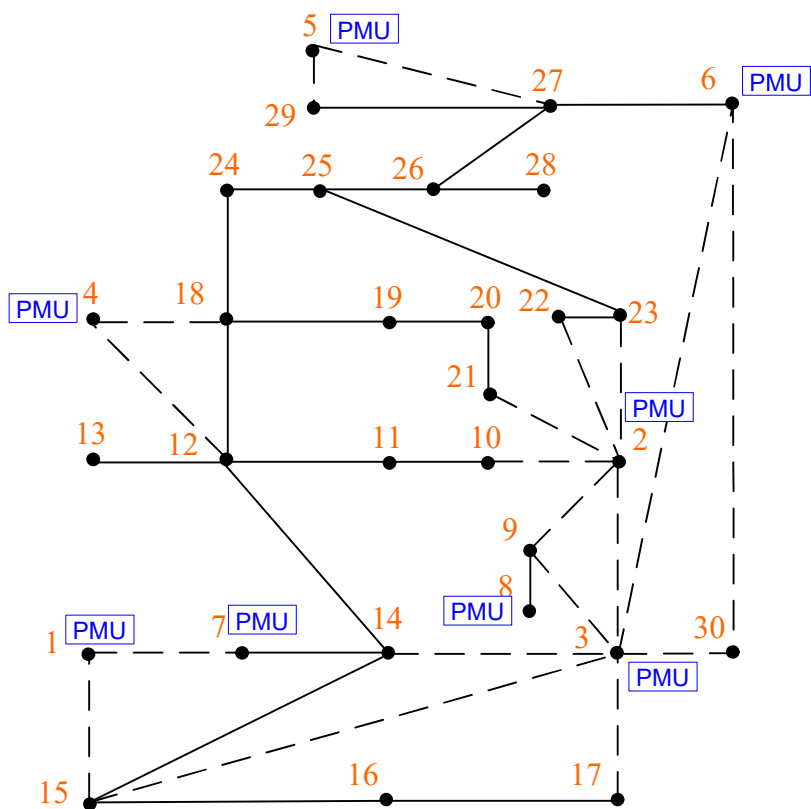


Рис. П.3.18. Граф модели ЭЭС IEEE-30 с нумерацией узлов по алгоритму А1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
1	*						*								*																
2		*	*						*	*											*	*	*								
3		*	*											*	*		*														*
4				*								*						*													
5					*																						*		*		
6			*			*																					*		*		*
7	*						*								*																
8								*	*																						
9		*	*					*	*																						
10		*								*	*																				
11										*	*	*																			
12				*						*	*	*	*	*				*													
13											*	*																			
14			*				*				*			*	*																
15	*		*											*	*	*															
16														*	*	*	*														
17			*												*	*	*														
18				*								*					*	*						*							
19																*	*	*	*												
20																*	*	*	*	*											
21	*																		*	*	*	*									
22	*																				*	*	*								
23	*																			*	*	*	*								
24																	*					*	*	*	*						
25																			*	*	*	*	*	*	*						
26																				*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
27						*																*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
28																							*	*	*	*	*	*	*	*	*
29					*																						*	*	*	*	*
30		*				*																						*	*	*	*

Рис. П.3.19. Матрица узловых проводимостей для IEEE-30, в которой подматрица $[Y_{qq}]$ приведена к ленточной форме (по алгоритму А1)

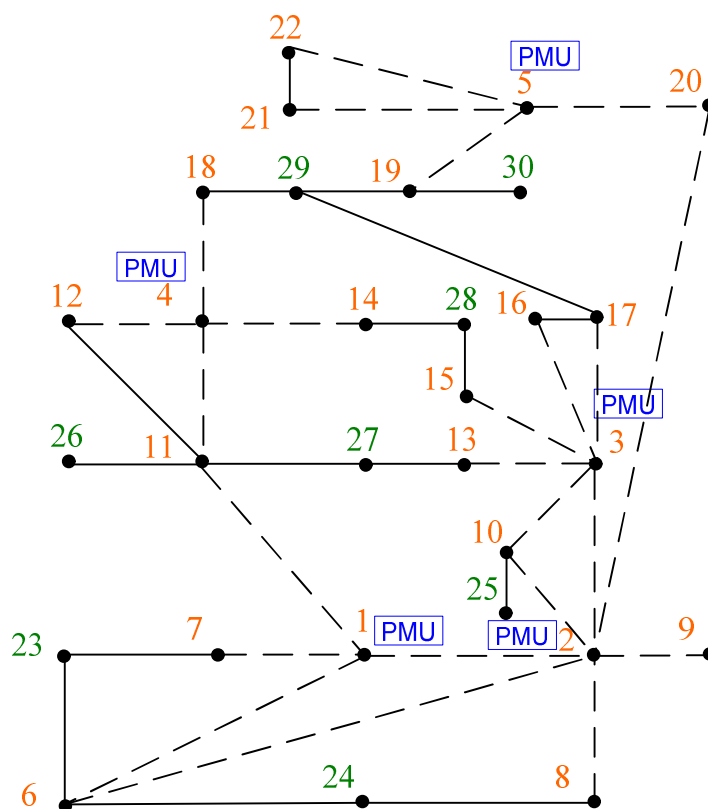


Рис. П.3.20. Граф модели ЭЭС IEEE-30 с нумерацией узлов по алгоритму А2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
1	*	*				*	*				*																					
2	*	*	*			*		*	*	*	*																					
3		*	*							*			*		*	*	*															
4				*						*	*		*					*														
5					*														*	*	*	*										
6	*	*				*																	*	*								
7	*					*		*															*	*								
8		*					*																*	*								
9		*						*												*			*	*								
10		*	*							*											*			*	*			*	*			
11	*									*	*												*	*								
12				*						*	*												*	*								
13			*								*		*										*	*				*	*			
14			*									*		*									*	*				*	*			
15		*										*		*									*	*				*	*			
16		*										*		*		*	*						*	*				*	*			
17		*										*		*		*	*						*	*				*	*			
18			*									*		*		*	*		*				*	*				*	*			
19				*								*		*		*	*		*				*	*				*	*			
20	*			*				*												*		*	*					*	*			
21				*																	*	*	*	*								
22				*																	*	*	*	*								
23					*	*	*																*	*								
24					*	*	*																*	*								
25						*	*	*		*													*	*		*	*					
26							*	*	*		*												*	*		*	*		*	*		
27								*	*	*		*		*									*	*		*	*		*	*		
28									*	*	*		*		*				*	*			*	*		*	*		*	*		
29										*	*	*		*		*		*	*	*	*		*	*		*	*		*	*		
30											*	*	*		*		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

Рис. П.3.21. Матрица узловых проводимостей для IEEE-30, полученная по алгоритму А2

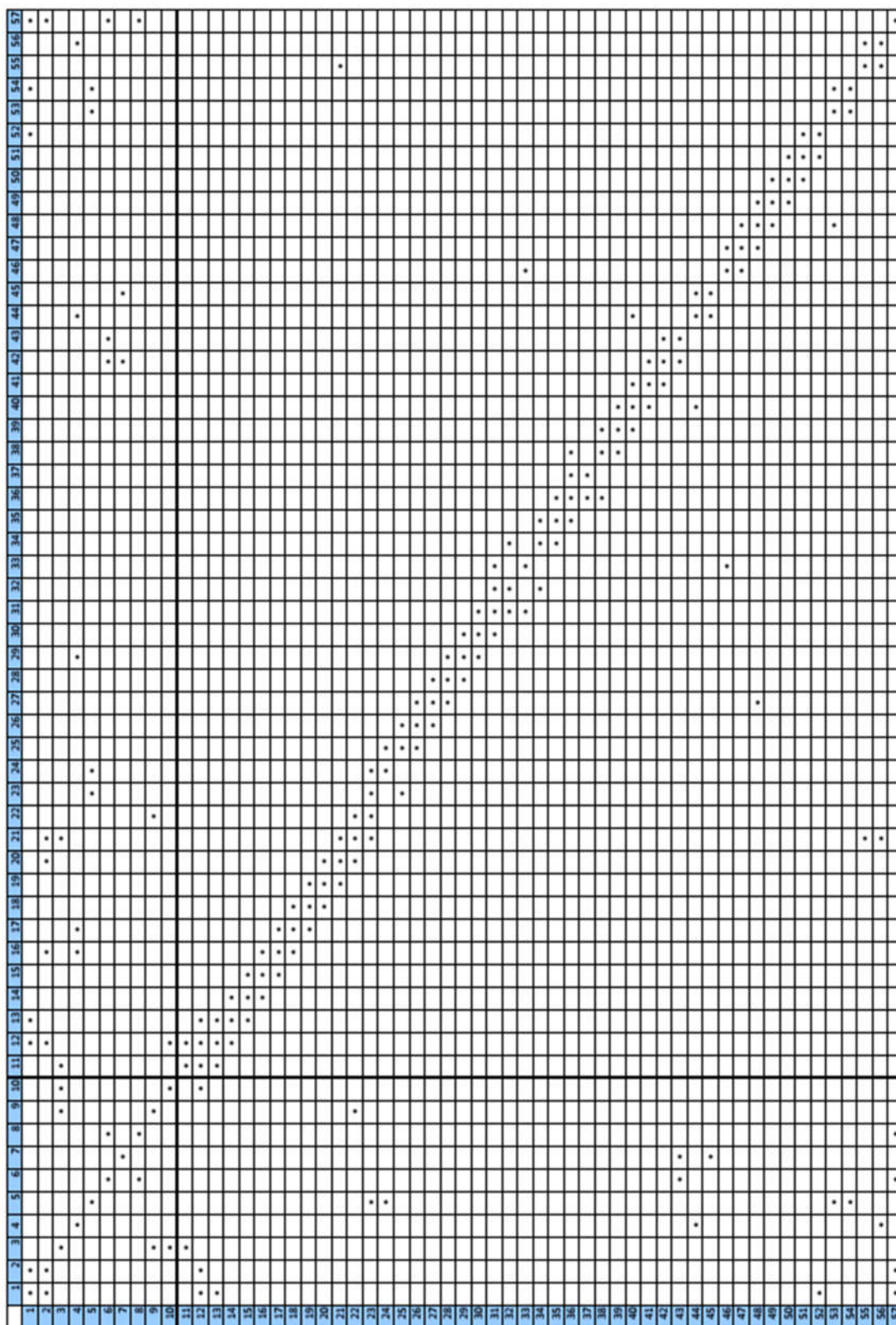


Рис. П.3.24. Матрица узловых проводимостей для IEEE-57, в которой подматрица \underline{Y}_{qq} приведена к ленточной форме (по алгоритму А1)

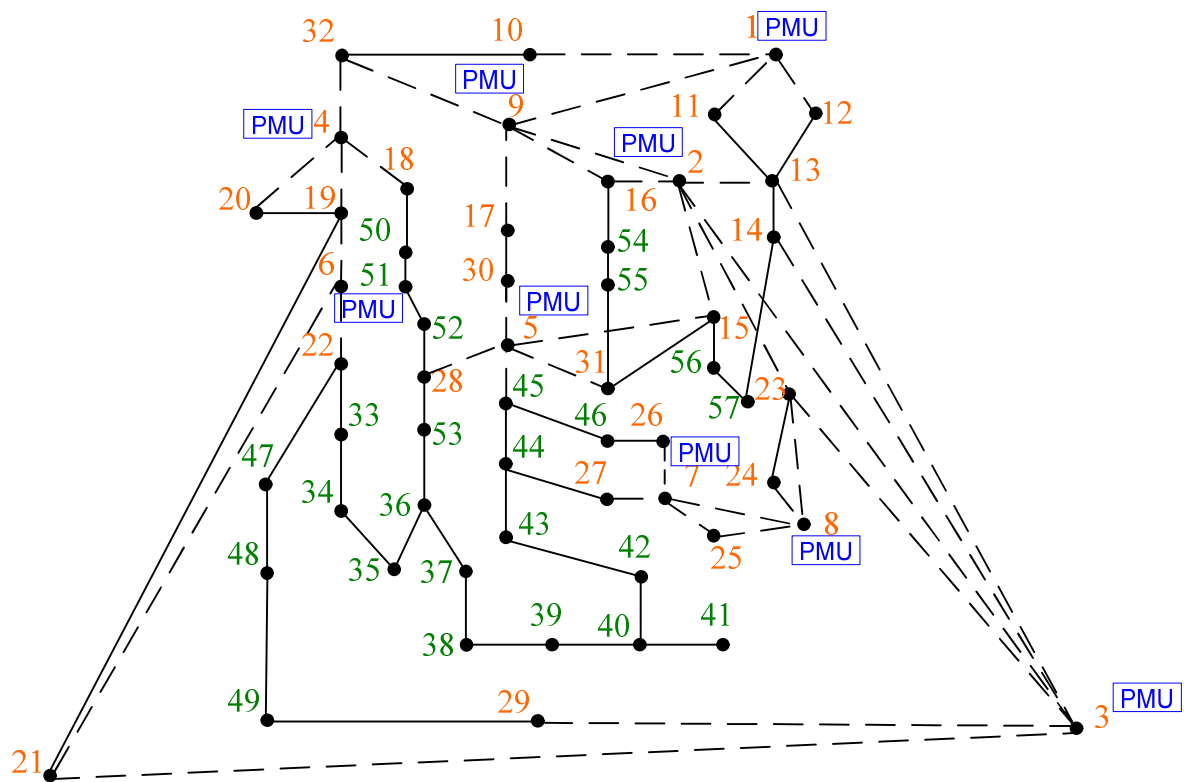


Рис. П.3.25. Граф модели ЭЭС IEEE-57 с нумерацией узлов по алгоритму A2

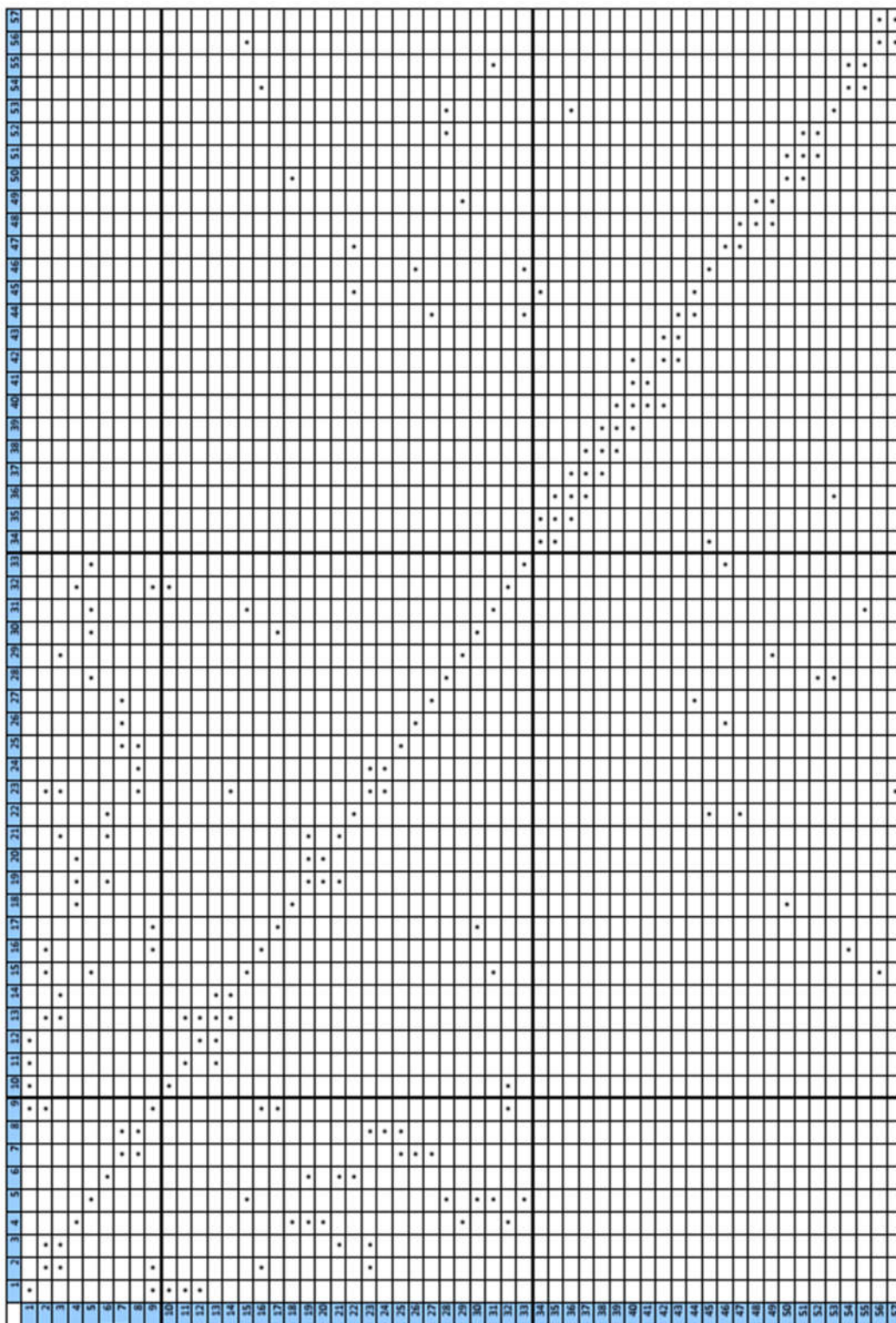


Рис. П.3.26. Матрица узловых проводимостей для IEEE-57, полученная по алгоритму А2

Расчет установившегося режима для тестовой схемы IEEE-14 ускоренным методом

Для тестовой схемы IEEE-14 в программе RastrWin выполнен расчет установившегося режиме. Ниже представлены полученные результаты.

Ветви												
	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_нач	I_кон
1	ЛЭП	1	2	Base - Gen2	10.255	31.30009	-99.8		-158	-58	399.508798	403.920518
2	ЛЭП	1	5	Base - Bus5	28.5819	117.9882	-93		-76	-24	188.667645	191.982829
3	ЛЭП	2	3	Gen2 - Gen3	24.8577	104.7261	-82.8		-74	2	186.520406	185.710983
4	ЛЭП	2	4	Gen2 - Bus4	30.7402	93.2733	-64.3		-56	1	140.587923	140.333856
5	ЛЭП	2	5	Gen2 - Bus5	30.1266	91.9825	-65.4		-41	-0	104.123912	104.200077
6	ЛЭП	3	4	Gen3 - Bus4	35.4483	90.4749	-24.2		23	-12	66.114462	67.588973
7	ЛЭП	4	5	Bus4 - Bus5	7.0622	22.2762			61	-8	159.644459	159.644459
8	Тр-р	4	7	Bus4 - Bus7		105.8105		0.511247	-28	-2	72.909643	142.611386
9	Тр-р	4	9	Bus4 - Bus9		276.2604		0.515996	-16	-4	43.014188	83.361475
10	Тр-р	5	6	Bus5 - Gen6		115.8037		0.536481	-44	-22	126.196688	235.23049
11	ЛЭП	6	11	Gen6 - Bus11	12.5611	26.3045			-7	-3	40.302677	40.302677
12	ЛЭП	6	12	Gen6 - Bus12	16.2548	33.8309			-8	-3	41.063962	41.063962
13	ЛЭП	6	13	Gen6 - Bus13	8.7483	17.2282			-18	-7	96.075491	96.075491
14	ЛЭП	7	8	Bus7 - Gen8		23.2958			0	5	26.27107	26.27107
15	ЛЭП	7	9	Bus7 - Bus9		14.5488			-28	-5	144.884131	144.884131
16	ЛЭП	9	10	Bus9 - Bus10	4.2069	11.1751			-5	-4	35.063139	35.063139
17	ЛЭП	9	14	Bus9 - Bus14	16.8103	35.7578			-10	-4	52.100274	52.100274
18	ЛЭП	10	11	Bus10 - Bus11	10.8511	25.4013			4	2	20.299496	20.299496
19	ЛЭП	12	13	Bus12 - Bus13	29.2167	26.4341			-2	-1	9.007449	9.007449
20	ЛЭП	13	14	Bus13 - Bus14	22.6055	46.0256			-6	-2	29.84773	29.84773

Узлы															
	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Q_ш
1	База	1	Base	244			234.352993	82.111253					243.8		
2	Ген	2	Gen2	230	21.7	12.7	40	-38.291979	230	-40	50		230	-4.432674	
3	Ген+	3	Gen3	230	94.2	19		40	230		40		224.521176	-13.095113	
4	Нагр	4	Bus4	230	47.8	-3.9							223.201529	-10.233954	
5	Нагр	5	Bus5	230	7.6	1.6							224.409277	-8.608784	
6	Ген	6	Gen6	115	11.2	7.5		4.449521	115	-6	24		115	-14.680594	
7	Нагр	7	Bus7	115									113.939975	-13.66601	
8	Ген	8	Gen8	115				5.232826	115	-6	24		115	-13.66601	
9	Нагр	9	Bus9	115	29.5	16.6						-1436.7	113.352578	-15.482784	-18.459881
10	Нагр	10	Bus10	115	9	5.8							112.727624	-15.669231	
11	Нагр	11	Bus11	115	3.5	1.8							113.422763	-15.325574	
12	Нагр	12	Bus12	115	6.1	1.6							113.175692	-15.659414	
13	Нагр	13	Bus13	115	13.5	5.8							112.588314	-15.751396	
14	Нагр	14	Bus14	115	14.9	5							110.793781	-16.752359	

Расчет режима ускоренным методом по алгоритму А1 при установке четырех PMU

Используются данные, полученные в программе RastrWin, считается, что являются известными вектора напряжений в узлах 1, 2, 3 и 4. Тогда сперва определяется напряжение узла 5:

$$U_5 = \frac{Y_{44}U_4 - Y_{42}U_2 - \frac{\dot{S}_{4,G}}{U_4}}{Y_{45}} = \frac{(0,0113921 - j0,036761) \cdot 243,8}{0,001939 - j0,008006} + \frac{-(0,009453 - j0,028852) \cdot 230e^{-j4,433^\circ} - \frac{234,353 - j82,111}{243,8}}{0,001939 - j0,008006} =$$

$$= 221,881 - j33,586 = 224,409e^{-j8,608^\circ} \text{ kV}$$

$$Y_{44} = Y_{45} + Y_{42} = G_{45} - jB_{45} + \frac{jB_{L45}}{2} + G_{42} - jB_{42} + \frac{jB_{L42}}{2} =$$

$$0,001939 - j0,008006 + \frac{j0,0000993}{2} + 0,009453 - j0,028852 + \frac{j0,0000998}{2} \text{ Sm}$$

$$G_{45} = \frac{1}{R_{45}} = \frac{1}{28,5819} = 0,01939 \text{ Sm}$$

$$B_{45} = \frac{1}{X_{45}} = \frac{1}{117,9882} = 0,008006 \text{ Sm}$$

Определяется напряжение U₆:

$$U_6 = \frac{Y_{55}U_5 - Y_{54}U_4 - Y_{52}U_2 + \frac{\dot{S}_5}{U_5}}{Y_{56}} = \left(\frac{(0,018087 - j0,067171) \cdot 224,409e^{-j8,608^\circ}}{-j0,0086} + \frac{-(0,001939 - j0,008006) \cdot 243,8 - (0,003216 - j0,009818) \cdot 230e^{-j4,433^\circ}}{-j0,0086} - \frac{7,6 - j1,6}{-j0,0086} \cdot 224,409e^{j8,608^\circ} \right) \cdot 0,536481 = 111,243 - j29,146 = 114,998e^{-j14,681^\circ} \text{ kV}$$

Зная U_6 необходимо итеративным методом определить U_7 .

На основе метода Ньютона-Рафсона на шаге 0 задается напряжение узла 7:

$$[U_7]_{(0)} = \begin{bmatrix} U_7 \\ \delta_7 \end{bmatrix}_{(0)} = \begin{bmatrix} 115 \\ 0 \end{bmatrix}_{(0)}$$

Определяются ωP_7 и ωQ_7 :

$$\omega P_7 = P_7 + G_{77} \cdot U_7^2 - G_{73}U_7U_3 \cos(\delta_3 - \delta_7) - B_{73}U_7U_3 \sin(\delta_3 - \delta_7) - G_{76}U_7U_6 \cos(\delta_6 - \delta_7) - B_{76}U_7U_6 \sin(\delta_6 - \delta_7) = 165,794$$

$$\omega Q_7 = -Q_7 - G_{77} \cdot U_7^2 + B_{73}U_7U_3 \cos(\delta_3 - \delta_7) - G_{73}U_7U_3 \sin(\delta_3 - \delta_7) - B_{76}U_7U_6 \cos(\delta_6 - \delta_7) - G_{76}U_7U_6 \sin(\delta_6 - \delta_7) = 79,846$$

Матрица приращений мощностей на шаге 0:

$$[W]_{(0)} = \begin{bmatrix} \omega P_7 \\ \omega Q_7 \end{bmatrix}_{(0)} = \begin{bmatrix} 165,794 \\ 79,846 \end{bmatrix}_{(0)}$$

Определяются элементы матрицы Якоби:

$$\frac{\delta(\omega P_7)}{\delta(\delta_7)} = B_{73} \cdot U_7 \cdot U_3 \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) + B_{76} \cdot U_7 \cdot U_6 \cdot \cos(\delta_6 - \delta_7) - G_{73} \cdot U_7 \cdot U_3 \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) - G_{76} \cdot U_7 \cdot U_6 \cdot \sin(\delta_6 - \delta_7) = 10,895$$

$$\frac{\delta(\omega P_7)}{\delta(U_7)} = 2 \cdot G_{77} \cdot U_7 - B_{73} \cdot U_{37} \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) - B_{76} \cdot U_6 \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) - G_{73} \cdot U_{37} \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) - G_{76} \cdot U_6 \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) = 4,88$$

$$\frac{\delta(\omega Q_7)}{\delta(\delta_7)} = B_{73} \cdot U_7 \cdot U_3 \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) + B_{76} \cdot U_7 \cdot U_6 \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) +$$

$$+ G_{73} \cdot U_7 \cdot U_3 \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) + G_{73} \cdot U_7 \cdot U_3 \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) = 4,22$$

$$\frac{\delta(\omega Q_7)}{\delta(U_7)} = -2 \cdot B_{77} \cdot U_7 + B_{73} \cdot U_3 \cdot \cos(\delta_3 - \delta_7) + B_{76} \cdot U_6 \cdot \cos(\delta_6 - \delta_7) -$$

$$- G_{73} \cdot U_3 \cdot \sin(\delta_3 - \delta_7) - G_{76} \cdot U_6 \cdot \sin(\delta_6 - \delta_7) = -4,012$$

Матрица Якоби на шаге 0 приобретает вид:

$$[J]_{(0)} = \begin{bmatrix} \frac{\delta(\omega P_7)}{\delta(U_7)} & \frac{\delta(\omega P_7)}{\delta(\delta_7)} \\ \frac{\delta(\omega Q_7)}{\delta(U_7)} & \frac{\delta(\omega Q_7)}{\delta(\delta_7)} \end{bmatrix}_{(0)} = \begin{bmatrix} 10,895 & 4,88 \\ 4,22 & -4,012 \end{bmatrix}_{(0)}$$

Определяются отклонения напряжения на шаге 1:

$$[\Delta U]_{(1)} = -[J]_{(0)}^{-1} \cdot [W]_{(0)} = - \begin{bmatrix} 10,895 & 4,88 \\ 4,22 & -4,012 \end{bmatrix}_{(0)}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 165,794 \\ 79,846 \end{bmatrix}_{(0)} = \begin{bmatrix} 2,647 \\ -16,403 \end{bmatrix}_{(1)}$$

Определяется напряжение узла 7 на шаге 1:

$$[U]_{(1)} = \begin{bmatrix} U_7 \\ \delta_7 \end{bmatrix}_{(0)} + [\Delta U]_{(1)} = \begin{bmatrix} 115 \\ 0 \end{bmatrix}_{(0)} + \begin{bmatrix} 2,647 \\ -16,403 \end{bmatrix}_{(1)} = \begin{bmatrix} 117,647 \\ -16,403 \end{bmatrix}_{(1)}$$

После четырех итераций напряжение узла U_7 :

$$[U_7]_{(4)} = \begin{bmatrix} U_7 \\ \delta_7 \end{bmatrix}_{(3)} + [\Delta U]_{(4)} = \begin{bmatrix} 113,175 \\ -15,659 \end{bmatrix}_{(3)} + \begin{bmatrix} -0,00028 \\ 0,00004 \end{bmatrix}_{(4)} = \begin{bmatrix} 113,174 \\ -15,659 \end{bmatrix}_{(4)}$$

Далее определяется напряжение U_8 :

$$\begin{aligned}
 U_8 = & \frac{Y_{66}U_6 - Y_{63}U_3 - \frac{Y_{65}}{k_{56}}U_5 - Y_{67}U_7 - \frac{\dot{S}_{6,G}}{U_6} + \frac{\dot{S}_{6,C}}{U_6}}{Y_{68}} = \frac{(0,049754 - j0,131121) \cdot 114,998e^{-j14,681^\circ}}{0,014783 - j0,030957} + \\
 & + \frac{-(0,023432 - 0,046146) \cdot 112,588e^{-j15,751^\circ} - \frac{-j0,0086}{0,536481} \cdot 224,409e^{-j8,608^\circ}}{0,014783 - j0,030957} + \\
 & - \frac{-j4,45}{114,998e^{j14,681^\circ}} + \frac{11,2 - j7,5}{114,998e^{j14,81^\circ}} = 109,383 - j29,983 = 113,418e^{-j15,329^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Напряжение U_9 :

$$\begin{aligned}
 U_9 = & \frac{Y_{88}U_8 - Y_{86}U_6 + \frac{\dot{S}_{8,C}}{U_8}}{Y_{89}} = \frac{(0,029005 - j0,6425) \cdot 113,418e^{-j15,329^\circ}}{0,014222 - j0,033293} + \\
 & + \frac{-(0,014783 - j0,030957) \cdot 114,998e^{-j14,681^\circ} + \frac{3,5 - j1,8}{113,418e^{j15,329^\circ}}}{0,014222 - j0,033293} = \\
 & = 108,528 - j30,455 = 112,72e^{-j15,675^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Аналогично определяется U_{10} :

$$\begin{aligned}
 U_{10} = & \frac{Y_{99}U_9 - Y_{98}U_8 + \frac{\dot{S}_{9,C}}{U_9}}{Y_{910}} = \frac{(0,043728 - j0,11167) \cdot 112,72e^{-j15,675^\circ}}{0,029505 - j0,078377} + \\
 & + \frac{-(0,014222 - j0,033293) \cdot 113,418e^{-j15,329^\circ} - \frac{9 - j5,8}{112,72e^{j15,675^\circ}}}{0,029505 - j0,078377} = \\
 & = 109,227 - j30,27 = 113,344e^{-j15,49^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Определяется U_{11} :

$$\begin{aligned}
 U_{11} = & \frac{Y_{33}U_3 - Y_{37}U_7 - Y_{36}U_6 + \frac{\dot{S}_{3,C}}{U_3}}{Y_{3,11}} = \frac{(0,05085 - j0,080678) \cdot 112,588e^{-j15,751^\circ}}{0,008597 - j0,017504} + \\
 & + \frac{-(0,018821 - j0,017028) \cdot 113,174e^{-j15,659^\circ} - (0,023432 - j0,046146) \cdot 114,998e^{-j14,681^\circ}}{0,008597 - j0,017504} + \\
 & + \frac{13,5 - j5,8}{112,588e^{j15,751^\circ}} = 106,097 - j31,93 = 110,798e^{-j16,749^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Определяется U_{12} :

$$\begin{aligned}
 U_{12} &= \frac{Y_{10,10}U_{10} - Y_{10,9}U_9 - \frac{Y_{10,1}}{k_{10,1}}U_1 - Y_{10,11}U_{11} - \frac{\dot{S}_{10,G}}{\dot{U}_{10}} + \frac{\dot{S}_{10,C}}{\dot{U}_{10}}}{Y_{10,12}} = \\
 &= \frac{(0,040273 - j0,183611) \cdot 113,344e^{-j15,49^\circ} - (0,029505 - j0,078377) \cdot 112,72e^{-j15,675^\circ}}{-j0,068734} + \\
 &+ \frac{-\frac{j0,0036}{0,515996} \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ} - (0,010768 - j0,022904) \cdot 110,798e^{-j16,749^\circ}}{-j0,068734} + \\
 &+ \frac{-\frac{j18,46}{113,344e^{j15,49^\circ}} + \frac{29,5 - j16,6}{113,344e^{j15,49^\circ}}}{-j0,068734} = 110,696 - j26,945 = 113,928e^{-j13,681^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Определяется U_{13} :

$$\begin{aligned}
 U_{13} &= \frac{Y_{12,12}U_{12} - Y_{12,10}U_{10} - \frac{Y_{12,1}}{k_{12,1}}U_1 + \frac{\dot{S}_{12,C}}{\dot{U}_{12}}}{Y_{12,13}} = \frac{-j0,147819 \cdot 113,928e^{-j13,684^\circ}}{-j0,042926} + \\
 &+ \frac{-(-j0,068734) \cdot 113,344e^{-j15,49^\circ} - \frac{j0,009451}{0,511247} \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ} + \frac{0}{113,928e^{j13,684^\circ}}}{-j0,042926} = \\
 &= 111,701 - j27,242 = 114,975e^{-j13,706^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Из уравнения баланса токов для узла 2 определяется U_{14} :

$$\begin{aligned}
 U_{14} &= \frac{Y_{22}U_2 - Y_{21}U_1 - Y_{24}U_4 - Y_{25}U_5 - \frac{\dot{S}_{2,G}}{\dot{U}_2} + \frac{\dot{S}_{2,C}}{\dot{U}_2}}{Y_{2,14}} = \\
 &= \frac{(0,018001 - j0,057224) \cdot 230e^{-j4,433^\circ} - (0,003187 - j0,009617) \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ}}{0,002146 - j0,009039} + \\
 &+ \frac{-(0,009453 - j0,028852) \cdot 243,8 - (0,003216 - j0,009818) \cdot 224,409e^{-j8,608^\circ}}{0,002146 - j0,009039} + \\
 &+ \frac{40 + j38,292}{230e^{j4,433^\circ}} + \frac{21,7 - j12,7}{230e^{j4,433^\circ}} = 218,682 - j50,881 = 224,523e^{-j13,098^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Расчет режима ускоренным методом по алгоритму А1 при установке пяти РМУ

Используются данные, полученные в программе RastrWin, считается, что являются известными вектора напряжений в узлах 1, 2, 3, 4 и 5. Тогда сперва определяется напряжение узла 6:

$$U_6 = \frac{Y_{44}U_{42} - Y_{42}U_2 - \frac{\dot{S}_{4,G}}{\dot{U}_4}}{Y_{46}} = \frac{(0,0113921 - j0,036761) \cdot 243,8}{0,001939 - j0,008006} +$$

$$+ \frac{-(0,009453 - j0,028852) \cdot 230e^{-j4,433^\circ} - \frac{234,353 - j82,111}{243,8}}{0,001939 - j0,008006} = 224,409e^{-j8,608^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_7 :

$$U_7 = \frac{Y_{55}U_5 - Y_{53}U_3 + \frac{\dot{S}_{5,C}}{\dot{U}_5}}{Y_{57}} = \frac{(0,0303591 - j0,041043) \cdot 113,176e^{-j15,659^\circ}}{0,023432 - j0,046146} +$$

$$+ \frac{-(0,018821 - j0,017028) \cdot 112,588e^{-j15,751^\circ} + \frac{6,1 - j1,6}{113,176e^{j15,659^\circ}}}{0,023432 - j0,046146} = 115,0001e^{-j14,681^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_8 :

$$U_8 = \frac{Y_{77}U_7 - Y_{73}U_3 - \frac{Y_{76}}{k_{76}}U_6 - Y_{75}U_5 - \frac{\dot{S}_{7,G}}{\dot{U}_7} + \frac{\dot{S}_{7,C}}{\dot{U}_7}}{Y_{78}} = \frac{(0,049754 - j0,131121) \cdot 115e^{-j14,681^\circ}}{0,014783 - j0,030957} +$$

$$+ \frac{-(0,023432 - 0,046146) \cdot 112,588e^{-j15,751^\circ} - \frac{-j0,0086}{0,536481} \cdot 224,409e^{-j8,609^\circ}}{0,014783 - j0,030957} +$$

$$+ \frac{-\frac{j4,45}{115e^{-j14,681^\circ}} + \frac{11,2 - j7,5}{115e^{-j14,681^\circ}}}{0,014783 - j0,030957} = 109,389 - j29,978 = 113,423e^{-j15,326^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_9 :

$$U_9 = \frac{Y_{88}U_8 - Y_{86}U_6 + \frac{\dot{S}_{8,C}}{\dot{U}_8}}{Y_{89}} = \frac{(0,029005 - j0,6425) \cdot 113,423e^{-j15,326^\circ}}{0,014222 - j0,033293} +$$

$$+ \frac{-(0,014783 - j0,030957) \cdot 115e^{-j14,681^\circ} + \frac{3,5 - j1,8}{113,423e^{j15,326^\circ}}}{0,014222 - j0,033293} =$$

$$= 108,538 - j30,446 = 112,728e^{-j15,6695^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_{10} :

$$U_{10} = \frac{Y_{99}U_9 - Y_{98}U_8 + \frac{\dot{S}_{9,C}}{\dot{U}_9}}{Y_{910}} = \frac{(0,043728 - j0,11167) \cdot 112,728e^{-j15,6695^\circ}}{0,029505 - j0,078377} +$$

$$+ \frac{-(0,014222 - j0,033293) \cdot 113,423e^{-j15,326^\circ} \frac{9 - j5,8}{112,728e^{j15,6695^\circ}}}{0,029505 - j0,078377} =$$

$$= 109,239 - j30,261 = 113,353e^{-j15,484^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_{11} :

$$U_{11} = \frac{Y_{33}U_3 - Y_{37}U_7 - Y_{35}U_5 + \frac{\dot{S}_{3,C}}{\dot{U}_3}}{Y_{3,11}} = \frac{(0,05085 - j0,080678) \cdot 112,588e^{-j15,751^\circ}}{0,008597 - j0,017504} +$$

$$+ \frac{-(0,018821 - j0,017028) \cdot 113,176e^{-j15,659^\circ} - (0,023432 - j0,046146) \cdot 115e^{-j14,681^\circ}}{0,008597 - j0,017504} +$$

$$+ \frac{13,5 - j5,8}{112,588e^{j15,751^\circ}} = 106,092 - j31,935 = 110,794e^{-j16,752^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_{12} :

$$U_{12} = \frac{Y_{10,10}U_{10} - Y_{10,9}U_9 - \frac{Y_{10,1}}{k_{10,1}}U_1 - Y_{10,11}U_{11} - \frac{\dot{S}_{10,G}}{\dot{U}_{10}} + \frac{\dot{S}_{10,C}}{\dot{U}_{10}}}{Y_{10,12}} =$$

$$= \frac{(0,040273 - j0,183611) \cdot 113,353e^{-j15,484^\circ} - (0,029505 - j0,078377) \cdot 112,728e^{-j15,6695^\circ}}{-j0,068734} +$$

$$+ \frac{-\frac{j0,0036}{0,515996} \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ} - (0,010768 - j0,022904) \cdot 110,794e^{-j16,752^\circ}}{-j0,068734} +$$

$$+ \frac{-\frac{j18,46}{113,353e^{j15,484^\circ}} + \frac{29,5 - j16,6}{113,353e^{j15,484^\circ}}}{-j0,068734} = 110,715 - j26,926 = 113,942e^{-j13,669^\circ} \text{ kV}$$

Определяется U_{13} :

$$\begin{aligned}
 U_{13} &= \frac{Y_{12.12}U_{12} - Y_{12.10}U_{10} - \frac{Y_{12.1}}{k_{12.1}}U_1 + \frac{\dot{S}_{12.C}}{\dot{U}_{12}}}{Y_{12.13}} = \frac{-j0,147819 \cdot 113,942e^{-j13,669^\circ}}{-j0,042926} + \\
 &+ \frac{-(-j0,068734) \cdot 113,353e^{-j15,484^\circ} - \frac{-j0,009451}{0,511247} \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ} + \frac{0}{113,942e^{j13,669^\circ}}}{-j0,042926} = \\
 &= 111,746 - j27,188 = 115,006e^{-j13,675^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Определяется U_{14} :

$$\begin{aligned}
 U_{14} &= \frac{Y_{22}U_2 - Y_{21}U_1 - Y_{24}U_4 - Y_{26}U_6 - \frac{\dot{S}_{2.G}}{\dot{U}_2} + \frac{\dot{S}_{2.C}}{\dot{U}_2}}{Y_{2.14}} = \\
 &= \frac{(0,018001 - j0,057224) \cdot 230e^{-j4,433^\circ} - (0,003187 - j0,009617) \cdot 223,202e^{-j10,234^\circ}}{0,002146 - j0,009039} + \\
 &+ \frac{-(-0,009453 - j0,028852) \cdot 243,8 - (0,003216 - j0,009818) \cdot 224,409e^{-j8,608^\circ}}{0,002146 - j0,009039} + \\
 &+ \frac{-\frac{40 + j38,292}{230e^{j4,433^\circ}} + \frac{21,7 - j12,7}{230e^{j4,433^\circ}}}{0,002146 - j0,009039} = 218,682 - j50,881 = 224,523e^{-j13,098^\circ} \text{ kV}
 \end{aligned}$$

Результаты расчетов представлены в сводной таблице четвертой главы (Таблица 4.3).

Расчет установившегося режима для тестовой схемы IEEE-14 ультраускоренным методом

Для тестовой схемы IEEE-14 в программе RastrWin выполнен расчет установившегося режиме. Ниже представлены полученные результаты.

Ветви												
	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_нач	I_кон
1	ЛЭП	1	2	Base - Gen2	10.255	31.30009	-99.8		-158	-58	399.508798	403.920518
2	ЛЭП	1	5	Base - Bus5	28.5819	117.9882	-93		-76	-24	188.667645	191.982829
3	ЛЭП	2	3	Gen2 - Gen3	24.8577	104.7261	-82.8		-74	2	186.520406	185.710983
4	ЛЭП	2	4	Gen2 - Bus4	30.7402	93.2733	-64.3		-56	1	140.587923	140.333856
5	ЛЭП	2	5	Gen2 - Bus5	30.1266	91.9825	-65.4		-41	-0	104.123912	104.200077
6	ЛЭП	3	4	Gen3 - Bus4	35.4483	90.4749	-24.2		23	-12	66.114462	67.588973
7	ЛЭП	4	5	Bus4 - Bus5	7.0622	22.2762			61	-8	159.644459	159.644459
8	Тр-р	4	7	Bus4 - Bus7		105.8105		0.511247	-28	-2	72.909643	142.611386
9	Тр-р	4	9	Bus4 - Bus9		276.2604		0.515996	-16	-4	43.014188	83.361475
10	Тр-р	5	6	Bus5 - Gen6		115.8037		0.536481	-44	-22	126.196688	235.23049
11	ЛЭП	6	11	Gen6 - Bus11	12.5611	26.3045			-7	-3	40.302677	40.302677
12	ЛЭП	6	12	Gen6 - Bus12	16.2548	33.8309			-8	-3	41.063962	41.063962
13	ЛЭП	6	13	Gen6 - Bus13	8.7483	17.2282			-18	-7	96.075491	96.075491
14	ЛЭП	7	8	Bus7 - Gen8		23.2958			0	5	26.27107	26.27107
15	ЛЭП	7	9	Bus7 - Bus9		14.5488			-28	-5	144.884131	144.884131
16	ЛЭП	9	10	Bus9 - Bus10	4.2069	11.1751			-5	-4	35.063139	35.063139
17	ЛЭП	9	14	Bus9 - Bus14	16.8103	35.7578			-10	-4	52.100274	52.100274
18	ЛЭП	10	11	Bus10 - Bus11	10.8511	25.4013			4	2	20.299496	20.299496
19	ЛЭП	12	13	Bus12 - Bus13	29.2167	26.4341			-2	-1	9.007449	9.007449
20	ЛЭП	13	14	Bus13 - Bus14	22.6055	46.0256			-6	-2	29.84773	29.84773

Узлы															
	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Q_ш
1	База	1	Base	244			234.352993	82.111253					243.8		
2	Ген	2	Gen2	230	21.7	12.7	40	-38.291979	230	-40	50		230	-4.432674	
3	Ген+	3	Gen3	230	94.2	19		40	230		40		224.521176	-13.095113	
4	Нагр	4	Bus4	230	47.8	-3.9							223.201529	-10.233954	
5	Нагр	5	Bus5	230	7.6	1.6							224.409277	-8.608784	
6	Ген	6	Gen6	115	11.2	7.5		4.449521	115	-6	24		115	-14.680594	
7	Нагр	7	Bus7	115									113.939975	-13.66601	
8	Ген	8	Gen8	115				5.232826	115	-6	24		115	-13.66601	
9	Нагр	9	Bus9	115	29.5	16.6						-1436.7	113.352578	-15.482784	-18.459881
10	Нагр	10	Bus10	115	9	5.8							112.727624	-15.669231	
11	Нагр	11	Bus11	115	3.5	1.8							113.422763	-15.325574	
12	Нагр	12	Bus12	115	6.1	1.6							113.175692	-15.659414	
13	Нагр	13	Bus13	115	13.5	5.8							112.588314	-15.751396	
14	Нагр	14	Bus14	115	14.9	5							110.793781	-16.752359	

Расчет режима ультраускоренным методом по алгоритму A2 при установке двух PMU

Считается, что известны результаты измерения напряжения в двух узлах:

$$\underline{U}_1^{PMU} = 223,201 \cdot e^{-j10,23^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2^{PMU} = 115 \cdot e^{-j114,68^\circ} \text{ кВ},$$

а также линейные значения токов, отходящих из узлов 1 и 2 (согласно рис. 4.7) ветвей:

$$\underline{I}_{1-6}^{PMU} = 0,277 \cdot e^{-j2,6^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{1-7}^{PMU} = 0,229 \cdot e^{-j7,08^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{1-8}^{PMU} = 0,112 \cdot e^{j18,93^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{1-9}^{PMU} = 0,126 \cdot e^{-j13,38^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{1-10}^{PMU} = 0,075 \cdot e^{-j22,71^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{2-3}^{PMU} = 0,071 \cdot e^{-j32,61^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{2-4}^{PMU} = 0,166 \cdot e^{-j36,88^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{2-5}^{PMU} = 0,07 \cdot e^{-j40,29^\circ} \text{ кА};$$

$$\underline{I}_{2-6}^{PMU} = 0,407 \cdot e^{-j35^\circ} \text{ кА}.$$

Тогда определяются падения напряжения:

$$\Delta \underline{U}_{1-6} = \underline{I}_{1-6}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{1-6} = 2,23 + j6,065, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{1-7} = \underline{I}_{1-7}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{1-7} = 9,609 + j20,305, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{1-8} = \underline{I}_{1-8}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{1-8} = 0,469 + j10,904, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{1-9} = \underline{I}_{1-9}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{1-9} = 3,093 + j12,999, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{1-10} = \underline{I}_{1-10}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{1-10} = 7,945 + j18,987, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{2-3} = \underline{I}_{2-3}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{2-3} = 2,271 + j1,404, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{2-4} = \underline{I}_{2-4}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{2-4} = 2,885 + j1,419, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{2-5} = \underline{I}_{2-5}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{2-5} = 1,856 + j0,834, \text{ кВ};$$

$$\Delta \underline{U}_{2-6} = \underline{I}_{2-6}^{PMU} \cdot \underline{Z}_{2-6} = 7,79 + j11,124, \text{ кВ}.$$

Далее рассчитываются псевдоизмерения напряжений в узлах 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 и 10:

$$\underline{U}_3^{pP} = \underline{U}_2^{PMU} + \Delta \underline{U}_{2-3} = 108,975 - j30,548 = 113,176 \cdot e^{-j15,66^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4^{pP} = \underline{U}_2^{PMU} - \Delta \underline{U}_{2-4} = 108,36 - j30,564 = 112,588 \cdot e^{-j15,75^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5^{pP} = \underline{U}_2^{PMU} - \Delta \underline{U}_{2-5} = 108,389 - j29,978 = 113,423 \cdot e^{-j15,33^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_6^{pP} = \underline{U}_1^{PMU} + \Delta \underline{U}_{1-6} = 221,881 - j33,591 = 224,409 \cdot e^{-j8,61^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_7^{pP} = \underline{U}_1^{PMU} + \Delta \underline{U}_{1-7} = 229,259 - j19,35 = 230,075 \cdot e^{-j4,83^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_8^{pP} = \underline{U}_1^{PMU} - \Delta \underline{U}_{1-3} = 219,181 - j50,56 = 224,937 \cdot e^{-j12,99^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_9^{pP} = (\underline{U}_1^{PMU} - \Delta \underline{U}_{2-9})k_{2-9} = 110,704 - j26,917 = 113,929 \cdot e^{-j13,66^\circ} \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{10}^{pP} = (\underline{U}_1^{PMU} - \Delta \underline{U}_{1-10})k_{2-10} = 109,24 - j30,26 = 113,353 \cdot e^{-j15,48^\circ} \text{ кВ}.$$

При помощи традиционных измерений потоков мощности в узлах 4, 5, 7 и 9 определяются вектора напряжения для зависимых узлов 11, 12, 13, 14.

Из уравнения баланса токов для узла 4 определяется расчетное значение напряжения в узле 11:

$$\underline{U}_{11\text{расч}} = \frac{\underline{S}_4^* / \underline{U}_4^{*pP} + \underline{U}_4^{pP} \cdot \underline{Y}_{44} - \underline{U}_2^{PMU} \cdot \underline{Y}_{2-4} - \underline{U}_3^{pP} \cdot \underline{Y}_{3-4}}{\underline{Y}_{4-11}} = 106,092 - j31,935 = 110,794 \cdot e^{-j16,75^\circ} \text{ кВ}$$

Из уравнения баланса токов для узла 5 определяется расчетное значение напряжения в узле 12:

$$\underline{U}_{12\text{расч}} = \frac{\underline{S}_5^* / \underline{U}_5^{*pP} + \underline{U}_5^{pP} \cdot \underline{Y}_{55} - \underline{U}_2^{PMU} \cdot \underline{Y}_{2-5}}{\underline{Y}_{5-12}} = 108,569 - j30,407 = 112,746 \cdot e^{-j15,65^\circ} \text{ кВ}.$$

Из уравнения баланса токов для узла 7 определяется расчетное значение напряжения в узле 13:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{13\text{расч}} &= \frac{\underline{S}_7^* / \underline{U}_7^{*pP} + \underline{U}_7^{pP} \cdot \underline{Y}_{77} - \underline{U}_6^{pP} \cdot \underline{Y}_{6-7} - \underline{U}_1^{PMU} \cdot \underline{Y}_{1-7} - \underline{U}_8^{pP} \cdot \underline{Y}_{7-8}}{\underline{Y}_{7-13}} = 243,24 + j2,551 = \\ &= 243,262 \cdot e^{j0,6^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Из уравнения баланса токов для узла 9 определяется расчетное значение напряжения в узле 14:

$$\underline{U}_{14\text{расч}} = \frac{\underline{S}_9^* / \underline{U}_9^{*pP} + \underline{U}_9^{pP} \cdot \underline{Y}_{99} - \underline{U}_{10}^{pP} \cdot \underline{Y}_{9-10} - \underline{U}_1^{PMU} \cdot \underline{Y}_{1-9} \cdot k_{1-9}}{\underline{Y}_{9-14}} = 112,7 - j23,028 = 115,03 \cdot e^{-j11,55^\circ} \text{ кВ}.$$

ДЕКЛАРАЦИЯ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Нижеподписавшийся, заявляю под личную ответственность, что материалы, представленные в докторской диссертации, являются результатом личных научных исследований и разработок. Осознаю, что в противном случае, буду нести ответственность в соответствии с действующим законодательством.

МУРДИД Екатерина

CURRICULUM VITAE

Мурдид Екатерина

Гражданство: Молдова

Образование:

2012-2016 - Технический Университет Молдовы, Докторская школа в области Энергетики и Электроинжиниринга

2008-2010 – Технический Университет Молдовы, Факультет Электроэнергетики, степень магистра по специальности Электроэнергетика.

2005-2009 - Технический Университет Молдовы, Факультет Экономической инженерии и Бизнеса, лицензированный инженер по специальности Бухгалтерия в Строительстве.

2004-2008 – Технический Университет Молдовы, Факультет Электроэнергетики, лицензированный инженер по специальности Электроэнергетика со специализацией Промышленная Энергетика.

Опыт работы:

с 2021 – научный исследователь Департамента Энергетики Технического Университета Молдовы.

с 2020 – инженер второй категории Центральной Службы Релейной Защиты и Автоматики (ЦС РЗА) ГП “Moldelectrica”

2017-2020 – начальник отдела газопроводов и аудита в проектном институте ICPT „Energoproiect”;

2015 году – получила лицензию проектировщика в области С.4, С.5, С.6а (лицензия PR-2015, №1445);

2008 –2017 инженер-проектировщик в проектном институте ICPT „Energoproiect”;

2008-2020 – лектор ассистент на кафедре Электроэнергетика Технического Университета Молдовы (по совместительству).

Область интересов: Электрические сети и системы, синхронизированные векторные измерения, системы релейной защиты и противоаварийной автоматики

Навыки:

- Языковые навыки: Русский язык (родной/С2), Румынский язык (хорошее знание/В2), English (хорошее знание/В1);
- Знание компьютера: программное обеспечение Microsoft Office (Word, Visio, Excel, PowerPoint, Access) и программирование в Mathcad и MatLab; работа в графических редакторах и программах AutoCAD и Microsoft Visio, Corel Draw

Награждения:



- почетный диплом от Министерства Экономики РМ от 22 декабря 2016 года;
- почетный диплом от Министерства Экономики РМ от 17 декабря 2014 года;
- почетный диплом проектного института ICPT „Energo proiect” в 2013 году.

Участие в проектах:

2020-2024 – проект № 20.80009.7007.18 SINERGIE «Soluții tehnice ecoiNovative de Eficientizare a consumului de energie în clădiri și elaborarea opțiunilor de dezvoltare a rețelelor inteligente cu integrare avansată a energiei regenerabile în R.M.».

Участие в конференциях и форумах:

- Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, 15-17 noiembrie, 2012, Chișinău;
- The 9th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2013, 15-16 October Iasi, Romania, 17-18 October, Chisinau, Moldova;
- The 10th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2015, 6 October Craiova, Romania, 7-8 October, Chisinau, Moldova;
- The 13th Central and Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2016, focusing on “Safe and Sustainable Energy for the Region”, 15 July, Costinesti, Romania;
- The 12th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2019, 10-11 October, Chisinau, Moldova;
- The 15th Central and Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2020, focusing on “Energy transition in South East Europe: opportunities, challenges, perspectives”, 7-10 September, online;
- The 13th International Conference on Electromechanical and Power Systems, SIELMEN-2021, 7-8 October, Chisinau, Moldova.

Научные публикации: имеется 8 изданных научных работ, из которых 3 в международных журналах, 5 работ, опубликованных в рамках международных и национальных конференций.

Контактные данные:

тел рабочий: 022253283

тел моб: 069667579

e-mail: emurdid@gmail.com

Кишинэу, 2023

Мурдид Екатерина