

ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Попов* А.И., Мокеев* А.В., Пискунов** С.А., Родионов** А.В.

Аннотация

Рассматриваются вопросы разработки программно-технических комплексов, расширяющих области применения технологии СВИ. В качестве применений рассматриваются следующие задачи: автоматизация распределительных сетей 6-10 кВ с возможностью локализации поврежденной кабельной линии при однофазных замыканиях на землю, мониторинг состояния силовых трансформаторов, анализ низкочастотных колебаний в энергосистеме.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, однофазные замыкания на землю, мониторинг трансформаторов.

Введение

Использование технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволяет создать системы управления, мониторинга, защиты и автоматики нового поколения, позволяющие повысить эффективность и надежность функционирования энергосистем [1,2].

В последнее время, наряду с первоначальной областью применения технологии СВИ, связанной с системами мониторинга переходных режимов, все больше внимания уделяется расширению сферы применения указанной технологии. В том числе для выявления опасных и аномальных режимов работы энергосистем, мониторинга состояния электрооборудования, для автоматизации распределительных сетей.

Автоматизация распределительных сетей 6-10 кВ

Отсутствие на большинстве трансформаторных подстанций (ТП) 6(10)/0,4 кВ измерительных трансформаторов тока (ИТТ) и напряжения

* ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.popov@ens.ru, a.mokeev@ens.ru

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.popov@narfu.ru, a.mokeev@narfu.ru

** ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: s.piskunov@ens.ru, a.rodionov@ens.ru

(ИТН) значительно усложняет автоматизацию сетей, в том числе поиск поврежденной кабельной или воздушной линии при коротких замыканиях (КЗ) и однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Из-за низкой стоимости ТП их автоматизация экономически оправдана только при относительно небольших затратах на оборудование, монтажные и пусконаладочные работы, а также на обслуживание системы автоматизации подстанции.

Для обнаружения КЗ доказали свою эффективность недорогие размыкаемые индикаторы токов КЗ. Намного сложнее реализация задачи определения поврежденной линии при ОЗЗ, особенно в случае сети с компенсированной нейтралью [3,4]. В последнем случае как минимум требуется измерение тока нулевой последовательности (НП) и направления мощности НП, что требует установку на ТП не только ИТТ НП, но и ИТН. Это значительно увеличивает стоимость оборудования и, кроме того, требует проведения работ для испытания оборудования после установки указанных измерительных трансформаторов.

Для снижения стоимости автоматизации ТП предлагается вместо измерения токов и направлений мощности НП производить измерение синхронизированных векторов (синхровекторов) тока НП, а в распределительных пунктах (РП) – синхровекторов токов НП отдельных присоединений и синхровектора напряжения НП на шинах [5]. При этом целесообразно использовать размыкаемые датчики тока НП, устанавливаемые на силовой кабель 6-10 кВ.

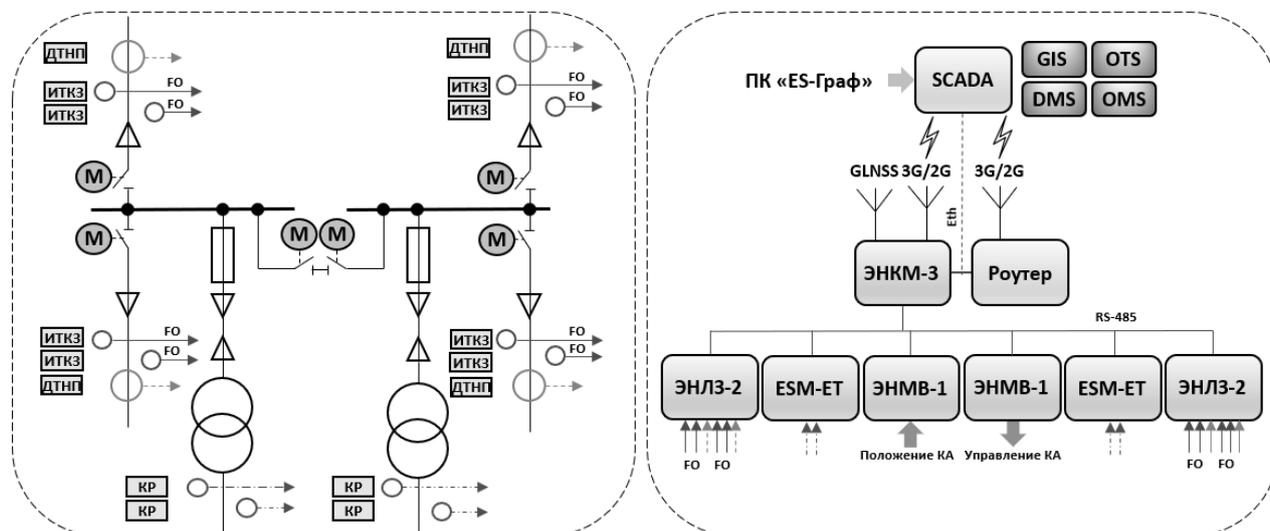


Рис. 1. Автоматизация ТП

Состав оборудования для автоматизации ТП, разработанное специалистами «Инженерный центр «Энергосервис», представлен на рис.1. Для локализации ОЗЗ разработано новое устройство измерения синхровекторов нулевой последовательности ЭНЛЗ. Устройство сбора данных ЭНКМ-3 со встроенным GPS/ГЛОНАСС-приемником осуществляет синхронизацию времени ЭНЛЗ, сбор и передачу данных с ЭНЛЗ и индикаторов тока КЗ, управление приводом коммутационных аппаратов через

устройство ЭНМВ-1. Для определения поврежденной кабельной линии при ОЗЗ используется распределенная система обработки синхровекторов тока НП с ТП и синхровекторов тока и напряжения НП с РП. Перечисленный набор устройств позволяет существенно снизить затраты на автоматизацию ТП и РП городских кабельных сетей [5]. При функции системы могут расширяться за счет применения совместно с размыкаемыми датчиками тока и напряжения интеллектуальных устройств учета, измерения параметров режима сети и показателей качества электроэнергии.

Для оценки синхровекторов тока и напряжения НП в устройствах ЭНЛЗ реализован алгоритм на базе оконного преобразования Фурье с использованием специально синтезированных временных окон [6]. При этом допустимо существенное снижение требований к точности измерений синхровекторов и синхронизации времени в отличие от традиционных УСВИ. Указанные параметры определяются погрешностью датчика тока НП (полная относительная погрешность измерений 10 %).

Границы локализации места ОЗЗ определяются парой установленных УСВИ. Устройства могут быть оборудованы как на каждой кабельной линии отдельно, так и на целом участке сети. В зависимости от этого при возникновении ОЗЗ локализован будет либо отдельный фидер, либо несколько кабельных линий, входящих в участок сети, оборудованный парой УСВИ. Таким образом, заказчик имеет возможность выбрать наиболее выгодный по технико-экономическим показателям вариант локализации ОЗЗ для каждого конкретного случая.

Проведенные исследования показали, что распределение токов НП по участкам кабельной сети имеет прямую зависимость от емкостного тока каждого фидера, активного тока утечки изоляции сети, активного сопротивления установленных ДГР и условий возникновения ОЗЗ. При этом в сети с компенсированной нейтралью далеко не всегда удастся определить поврежденный фидер только по величине синхровекторов тока и напряжения. Поэтому для обнаружения места однофазного замыкания на землю предлагается использовать следующую информацию:

1. напряжение НП на РП;
2. действующие значения токов НП в начале и конце участка сети I_{01} и I_{02} (соответствуют модулям синхровекторов \dot{I}_{01} и \dot{I}_{02});
3. угловой сдвиг $\Delta\varphi$, равный углу между синхровекторами \dot{I}_{01} и \dot{I}_{02} ;
4. угловую характеристику k_{Δ} , равную произведению углового сдвига $\Delta\varphi$ на максимальное действующее значение I_{01} и I_{02} .

Рассмотрим последовательность определения поврежденной линии. Представим синхровекторы токов НП в начале и конце линии следующим образом: $\dot{I}_{01} = I_{01}e^{j\varphi_1}$ и $\dot{I}_{02} = I_{02}e^{j\varphi_2}$. Тогда угловой сдвиг рассчитывается по формуле:

$$\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2.$$

На неповрежденных участках сети $\Delta\varphi$ определяется активной со-

ставляющей тока утечки и в большинстве случаев не превышает значений 2-3°. Через поврежденный участок сети с компенсированной нейтралью протекает ток ОЗЗ, обусловленный активной проводимостью сети и сопротивлением катушки ДГР. Таким образом, на поврежденном участке величина $\Delta\varphi$ может принимать большие значения, в пределах до 90°.

Угловой сдвиг $\Delta\varphi$ также зависит от величины емкостного тока линии. Чем больше длина линии и ее сечение, тем значительнее ее емкостный ток и, соответственно, тем больше действующие значения токов НП в начале и конце участка. При этом активная составляющая тока утечки участка имеет более пологий характер зависимости от параметров линии и меняется в гораздо меньших пределах, чем емкостный ток, что обусловлено определенными требованиями к уровню изоляции сети. Поэтому угловой сдвиг $\Delta\varphi$ в значительной степени зависит от значения емкостного тока линии: чем он больше, тем, как правило, меньше $\Delta\varphi$.

Участки сети, имеющие большую разницу в величине емкостного тока, при определении места ОЗЗ наряду со значением $\Delta\varphi$ характеризуются угловой характеристикой

$$k_{\Delta} = I_{0\max} \Delta\varphi.$$

Максимальное значение k_{Δ} соответствует участку сети, на котором произошло ОЗЗ. Таким образом, для каждого участка сети определяется k_{Δ} и по нему производится локализация ОЗЗ.

Определение места ОЗЗ и КЗ в кабельных распределительных сетях осуществляется программным комплексом «ES-Граф» разработки. Для визуализации исходных измерений и результатов анализа используется веб-интерфейс. Основной сценарий выявления повреждения основан на обработке данных сообщений о выявленных событиях по протоколу МЭК 60870-5-104 в виде дискретных сигналов, каждый из которых соответствует участку и типу процесса. Комплекс «ES-Граф» обеспечивает простую интеграцию в существующие системы, в том числе SCADA, что позволяет в значительной степени удешевить и ускорить процесс автоматизации подстанции.

Работа алгоритма локализации ОЗЗ была протестирована в виртуальной модели Simulink (MatLab) на примере распределенной кабельной сети 10 кВ (рис.2). Исследуемая сеть питается от понижающей подстанции 110/10 кВ. На стороне 10 кВ установлены дугогасящие реакторы, настроенные на полную компенсацию емкостного тока сети. При моделировании также рассматривались режимы с работой реактора, обеспечивающего недо- и перекомпенсацию емкостного тока.

На рис.2 приведены условные направления токов НП по участкам, обозначены их величины в начале и конце участка в комплексном виде, а также приведены значения угловых характеристик и тока ОЗЗ. Расчет угловых характеристик произведен согласно вышеприведенному алгоритму. Как видно из схемы, максимальный k_{Δ} соответствует участку, на котором произошло замыкание. При замыкании за пределами исследуе-

мой сети (со стороны источника питания), k_{Δ} не превышает заданного порогового значения.

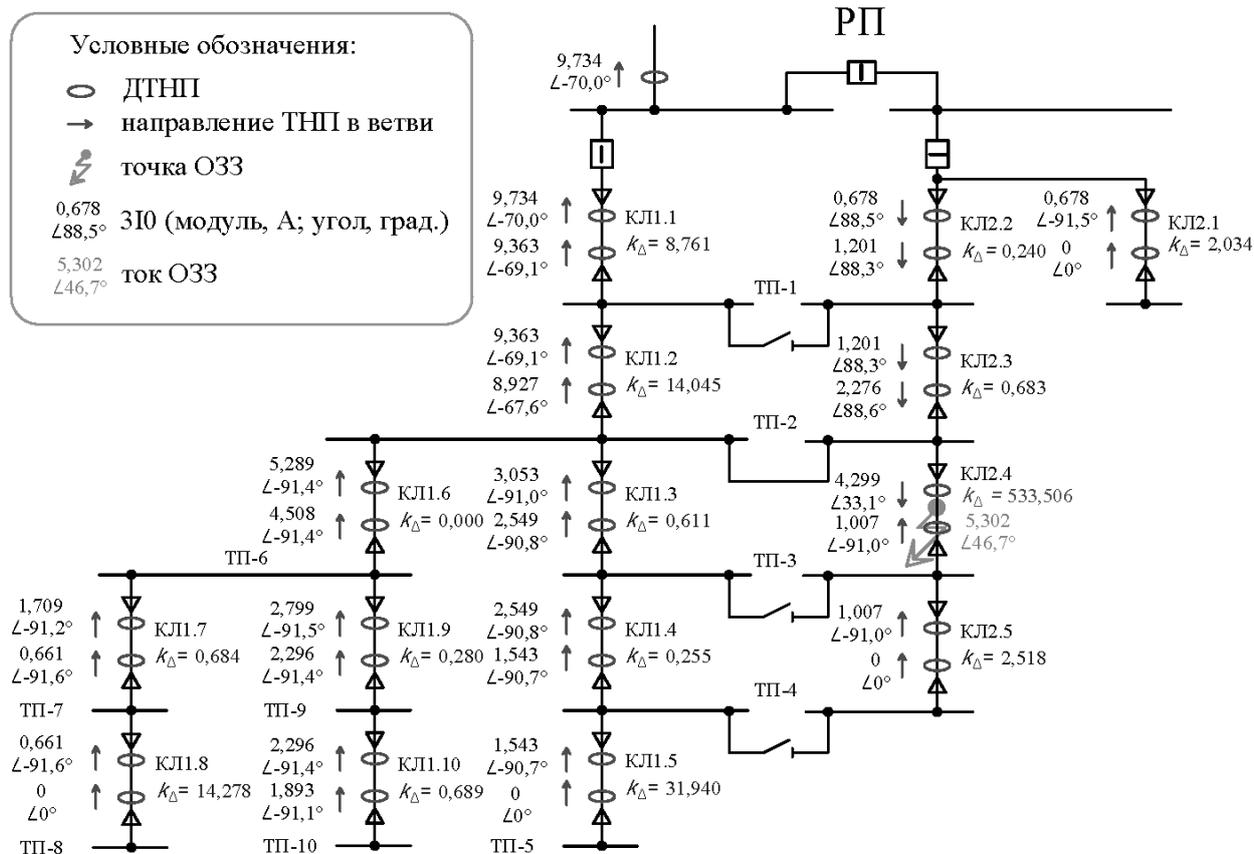


Рис. 2. Моделирования распределенной кабельной сети при ОЗЗ

Локализация ОЗЗ

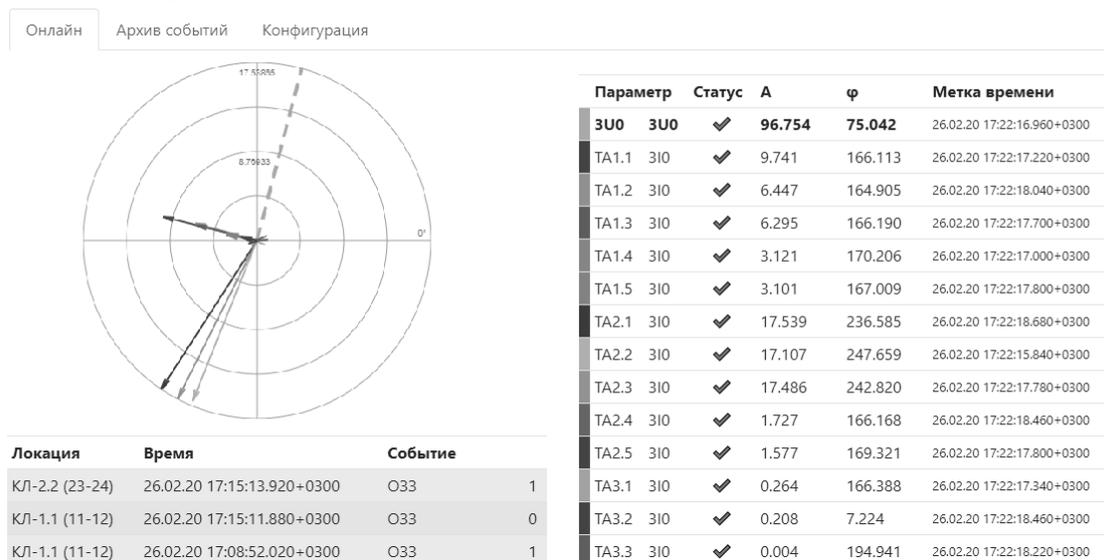


Рис. 3. Веб-интерфейс программы

Для исследования эффективности предлагаемого алгоритма локализации ОЗЗ в лаборатории ООО «Инженерный центр «Энергосервис» также была протестирована работа комплекса «ES-Граф» на физиче-

ской модели (стенде) сети с компенсированной нейтралью. На рис.3 представлен веб-интерфейс программы. Результаты испытаний подтвердили высокую точность применяемого алгоритма локализации ОЗЗ.

В рамках реализации пилотного проекта системы локализации ОЗЗ в сети МРСК Северо-Запада были установлены устройства СВИ НП на нескольких трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ в Архангельских городских кабельных сетях. На втором этапе автоматизации сети ТП к перечисленным компонентам будут добавлены выключатели нагрузки с электроприводом, что позволит обеспечить автоматическое восстановление работы электрической сети после выявления повреждения.

Произведены натурные и лабораторные испытания рассматриваемой системы на объектах ОАО «Сетевая компания», в частности, система доказала свою работоспособность, определив искусственно созданное ОЗЗ на одной из кабельных линий Казанских городских электрических сетей.

В настоящее время программно-аппаратный комплекс «Цифровой РЭС» установлен и находится в опытной эксплуатации на ряде ТП и РП МУП «Электросеть» г. Череповец. Внедренная система решает задачу локализации аварий на кабельных линиях, а также существенно повышает наблюдаемость, позволяя оперативному персоналу осуществлять контроль за параметрами режима сети.

Мониторинг состояния силового трансформатора

УСВИ можно рассматривать как логическое развитие многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. Их применение позволит создать автоматизированные системы управления нового поколения [1]. В этой связи появляются новые возможности, в том числе связанные с применением СВИ для мониторинга состояния силового оборудования и измерительных трансформаторов тока и напряжения [2].

Основным компонентом системы мониторинга силовых трансформаторов компании «Инженерный центр «Энергосервис» являются устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-УСВИ со встроенным GPS/ГЛОНАСС-приемником и концентратором векторных данных, устанавливаемые на высоком и низком напряжении силового трансформатора. Дополнительно используются устройства дискретного ввода-вывода ЭНМВ для контроля положения РПН, состояния обдува трансформатора, контроля температуры, влажности и атмосферного давления и т.д. [7,8]. Многофункциональное измерительное устройство ESM устанавливается на стороне низкого напряжения трансформатора и предназначено для контроля несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений. Программное обеспечение может быть установлено на контроллер ENDC на подстанции или обработка производится с использованием облачных вычислений.

При организации мониторинга трансформатора решаются две основные задачи: определение динамики изменения оценки состояния трансформатора на основе данных СВИ и идентификация параметров схемы замещения трансформатора. На основе параметров схемы замещения далее рассчитываются коэффициент трансформации, ток намагничивания, потери холостого хода. По динамике изменения данных параметров можно диагностировать на ранних стадиях повреждения в силовом трансформаторе [9].

В процессе исследований опробовано несколько алгоритмов оценки параметров схемы замещения трансформатора. Самый простой из них основан на оценке параметров для Г-образной схемы замещения трансформатора на основании реализации известных соотношений между комплексными амплитудами токов и напряжений и параметрами схемы замещения. В данной модели не учтены магнитные связи между фазами, несимметрия трансформатора, несинусоидальность токов намагничивания, кроме того, на точность оценки параметров негативно сказывается большие различия сопротивлений. Но несмотря на указанные недостатки, указанный алгоритм позволяет эффективно оценивать динамику изменения параметров схемы замещения и идентификацию ряда параметров схемы замещения трансформатора.

При разработке системы мониторинга трансформатора производилось ее математическое моделирование с использованием программной среды MATLAB/Simulink, а также физическое моделирование на базе трансформаторов малой мощности в лабораторных условиях. Произведено сравнение результатов моделирования и испытаний.

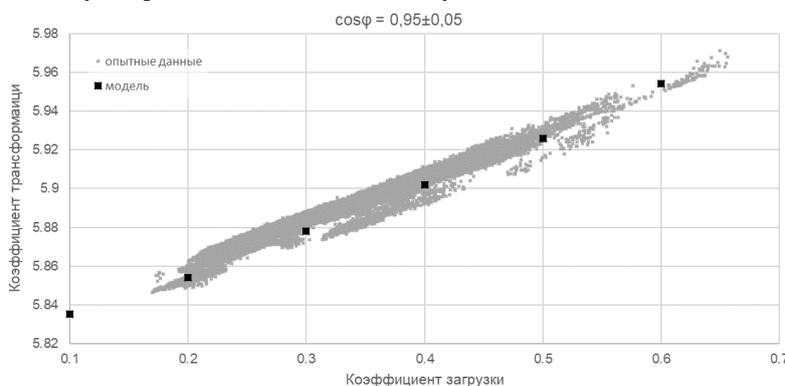


Рис. 4. Зависимости коэффициента трансформации от коэффициента загрузки

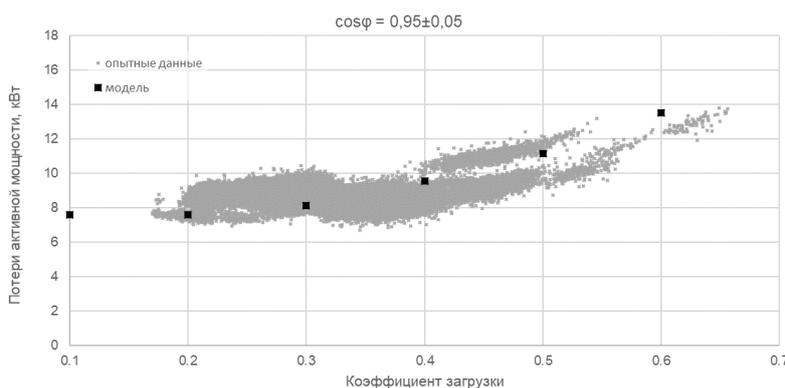


Рис. 5. Зависимости потерь активной мощности от коэффициента загрузки

Полученные в ходе лабораторных испытаний опытные данные о значениях рабочей характеристики трансформатора, потерь активной и реактивной мощности, зависимости коэффициента трансформации от коэффициента загрузки с определенной степенью точности соответствуют значениям, полученным в математической модели (рис.4, рис.5). Таким образом, зная основные режимы работы трансформатора, возможно прогнозировать состояние его параметров в тех или иных условиях и, в случае появления аномальных значений, выходящих за допустимые границы, сигнализировать аномальное состояние трансформатора.

Результаты первого этапа лабораторных испытаний подтверждают возможность на основе СВИ производить достаточно точный расчет и контроль потерь активной и реактивной мощности, коэффициента трансформации, сопротивлений продольной и поперечной ветви Г-образной схемы замещения трансформатора и др. электромагнитных параметров. Высокая частота измерений позволяет своевременно реагировать на любые значительные изменения этих параметров.

Пилотный проект по мониторингу трансформатора ТД-10000/35 реализован на понижающей подстанции №8 35/6 кВ Архангельского филиала компании «Россети Северо-Запад». Основным объемом вычислений производится с использованием технологии облачных вычислений. Результаты реализации пилотного проекта подтверждают эффективность замены многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики на подстанции на многофункциональное УСВИ с реализацией функций мониторинга силовых трансформаторов.

Анализ низкочастотных колебаний

Накопление измерительной информации, увеличение количества и разнообразия объектов измерений, повышение доступности данных обеспечивают исходным материалом решение масштабных задач анализа функционирования энергосистем. В рамках деятельности проблемной рабочей группы российского комитета В5 CIGRE авторы занимаются развитием методов анализа НЧК и способов обнаружения их источников, располагая при этом записями реальных процессов.

К актуальным направлениям работы в указанной области относятся повышение достоверности и обеспечение своевременности определения источника НЧК при обработке данных в режиме онлайн.

Структура вычислительных схем, получаемых при решении задач анализа НЧК, характеризуется многоэтапностью процесса обработки и наличием множества частных реализаций каждого этапа. В [10] предложен и разработан подход к представлению схем вычислений в виде обобщенных графовых структур, обеспечивающий двухшаговую процедуру проектирования: на первом этапе выстраивается система связанных работ, на втором - полученная схема наполняется реализациями конкретных методов. Это позволяет, с одной стороны, выделить некото-

ванных векторных измерений для повышения эффективности и надежности работы энергосистем.

Литература

1. Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, 2010, 361 p.

2. Synchrophasor Monitoring for Distribution Systems: Technical Foundations and Applications. A White Paper by the NASPI Distribution Task Team, NASPI-2018-TR-001, January 2018, 62 p.

3. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ Энергопрогресс, 104 с.

4. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит // Новости электротехники, 2005, 3, с. 7-12.

5. Мокеев А.В., Бovyкин В.Н., Ульянов Д.Н. Автоматизация подстанций и распределительных сетей // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2019, 10, с. 30-38.

6. Mokeev A.V. Filter synthesis for PMU // IEEE International Siberian Conference on Control and Communications. Astana: 2017, pp.1-4.

7. Blinov A.N. et. al. Synchrophasor measurements application for monitoring transformers in step-down substations // 2nd International Youth Scientific and Technical Conference «Relay Protection and Automation». Moscow, October 24-25, 2019, pp. 1-16.

8. Mokeev A. et. al. Application of synchrophasor measurement technology for control, protection and automation // CIGRE B5 Colloquium in Tromsø, 2019, pp. 1-8.

9. Смекалов В.В. Инновационные методы диагностики трансформаторного оборудования // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2014, 11, с. 44-50.

10. Popov A.I. et. al. Practical Issues of Processing Synchrophasor Measurement Data in the Analysis of Low-Frequency Oscillations in Power System // 2019 2nd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russia, 2019, pp. 1-16.

11. Maslennikov S. et al. Dissipating energy flow method for locating the source of sustained oscillations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems 88 (2017), pp. 55-62.

12. Antonello M., Muscas C., Ponci F. Phasor measurement units and wide area monitoring systems. Academic Press, 2016, 298 p.

13. Popov A. et. al. Performance and Energy Efficiency of Algorithms Used to Analyze Growing Synchrophasor Measurements // Parallel Computing Technologies. PaCT 2019. Lecture Notes in Computer Science, Vol. 11657, Springer, Cham, pp. 221-231.

14. Rodionov A. et. al. Application of modern information and communication technologies for improving the effectiveness of control, protection and automation systems // CIGRE SESSION 48, Paris 2020, pp. 1-10.