



Метрология
Электро
Энергетики

12-я НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

• МЕТРОЛОГИЯ • УЧЕТ И КОНТРОЛЬ
КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ •

Материалы конференции

Энергия Белых ночей 2026

Санкт-Петербург

Ответственные за подготовку трудов
конференции к изданию:

Секретарь оргкомитета:
Корнеева Наталья Борисовна
Тел.: (812) 327-21-11

Председатель технического комитета:
Гублер Глеб Борисович
Тел.: (812) 251-74-44

Ответственность за подбор, достоверность и точность приведенных фактов, экономико-статистических и технических данных, собственных имен и прочих сведений, а также за то, что в материалах не содержится данных, не подлежащих открытой публикации, несут авторы опубликованных материалов и рекламодатели.

Содержание

| | |
|--|----|
| <i>Ахмеев А.А., Воронская Е.В.</i> Надежность трансформаторов тока..... | 5 |
| <i>Ахмеев А.А., Воронская Е.В., Оглобличева Е.С.</i> Проблемы метрологического обеспечения измерительных преобразователей тока | 9 |
| <i>Ахмеев А.А., Оглобличева Е.С.</i> Межлабораторные сличения как инструмент проверки квалификации лабораторий в области измерений электротехнических величин..... | 15 |
| <i>Гелета А.А., Сулоева Е.С.</i> Компоненты метрологического обеспечения, влияющие на достоверность результатов диагностики | 20 |
| <i>Данилов А.А.</i> Есть ли интеллект в интеллектуальных приборах и системах учета, и что он мог бы дать? | 26 |
| <i>Ильященко Е.В., Колужко Ю.В.</i> Решение новых актуальных измерительных задач в измерителях и анализаторах качества электрической энергии «Ресурс»..... | 31 |
| <i>Бакланова А.С., Крылов В.С., Пуздрин В.Р., Романова Е.А.</i> Метод детектирования метрологических отказов измерительных каналов в автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого учета..... | 45 |
| <i>Плакидин Р.С., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В.</i> Комбинированные измерительные трансформаторы с цифровым выходом в сетях 6–35 кВ: метрологические задачи и способы их решения | 56 |
| <i>Пуздрин В.Р., Бакланова А.С., Крылов В.С.</i> Метод детектирования метрологических отказов измерительных каналов в автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого учета..... | 63 |
| <i>Гиниятуллин И.А., Коровкин Н.В., Лисицын А.А., Сахно Л.И., Парамонов Д.Е., Ермолаев М.В.</i> Метрологические аспекты измерения тока в переходных режимах электромагнитными трансформаторами тока | 66 |
| <i>Ярмолович М.А.</i> Требования к системам зарядки электрических транспортных средств в Республике Беларусь | 77 |
| <i>Гиниятуллин И.А.</i> Метрологическое обеспечение зарядных станций электромобилей..... | 86 |

Сергеев С.Р., Аказин Н.С., Микус О.А.

**Особенности поверки трансформаторов с нестандартными
коэффициентами масштабного преобразования101**

Шеметов А.С.

Вопросы метрологического обеспечения ВАПС113

Султанов М.И.

**Трансформаторы тока измерительные многодиапазонные
маломощные ТТИП-Э-5000116**

Надежность трансформаторов тока

А.А. Ахмеев, Е.В. Воронская

УНИИМ уже более 60 лет занимается вопросами метрологического обеспечения трансформаторов тока (ТТ) и других измерительных преобразователей, которые широко применяются на территории Российской Федерации для измерений синусоидальных токов в электроэнергетике (в цепях учета электроэнергии, релейной защите и автоматике) и в электрометаллургии (в силовых цепях при контроле технологических процессов).

ТТ выпускаются с учетом требований межгосударственного стандарта общих технических условий (ГОСТ 7746-2015), а также требований национальных стандартов (ГОСТ Р 70507.1-2024, ГОСТ Р 70507.2-2024, ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015).

Приказом Росстандарта №1502 от 02.07.2019 г. утверждены рекомендуемые предельные значения интервалов между поверками (МПИ) средств измерений. Пункт 50 раздела «Измерения электрических и магнитных величин» устанавливает предельное значение МПИ для ТТ до 1 кВ - 4 года, для ТТ от 1 до 1050 кВ - 8 лет, для встроенных ТТ - 16 лет.

В 2023 году ВНИИМ разработал и утвердил документ МИ 3676-2023 «ГСИ. Рекомендации по определению интервалов между поверками средств измерений. Основные положения».

Изготовители ТТ, которые уверены в качестве выпускаемой продукции и хотят внести изменение в МПИ обращаются с просьбой провести испытания для установления МПИ выпускаемых ими ТТ.

В 2024 году разработан и утвержден документ МИ 3680-2024 «ГСИ. Рекомендация. Типовая методика определения интервалов между поверками трансформаторов тока».

УНИИМ в ходе более чем двухлетней работы провел исследования 9 типов ТТ разных изготовителей.

Для того, чтобы было возможно анализировать результаты измерений метрологических характеристик (МХ) ТТ разных классов точности при разных значениях тока относительно номинального, все результаты измерений приводились к единице, за которую бралось предельное значение погрешности ТТ для его класса точности при заданном значении первичного тока относительно номинального.

Результаты получились неоднозначные, но можно выделить несколько ключевых моментов влияющих на них:

- 1) Наличие у изготовителя входного контроля комплектующих и контроля качества выпускаемой продукции на всех промежуточных этапах изготовления ТТ;

2) Обеспечение при проектировании (разработке и конструировании), а также при приемосдаточных испытаниях ТТ запаса по точности (минимум 80%) относительно предельного значения;

3) Наличие информации о результатах периодических поверках выпускаемого типа ТТ;

4) Время проведения исследований ТТ должно составлять не менее 10 % времени от целевого значения МПИ, которое хочет подтвердить изготовитель;

5) Гарантийный срок на ТТ должен быть приближен, а лучше равен, целевому значению МПИ, которое хочет получить изготовитель;

6) Вид внешних воздействий на ТТ для ускоренных испытаний и полученный коэффициент ускорения зависит от конструкции ТТ, и должен определяться для каждого типа ТТ;

7) При проведении исследований МХ у ТТ необходимо каждый раз повторять размер и схему измерительного контура, а также значение вторичной нагрузки.

Результаты измерений, полученные при проведении исследований МХ трех типов ТТ, которые исследовались на интервале около 2 лет приведены на рисунках 1, 2 и 3. Оцененное значение МПИ составило от 8 до 20 лет.

В ходе выполнения работ получались и отрицательные результаты по причине выхода испытуемых ТТ из строя. Изготовителям было рекомендовано внести изменения в производственный процесс и после внедрения корректирующих действий предоставить образцы для испытаний повторно.

Дополнительно хочется обратить внимание, на не достаточную проработку со стороны изготовителей технологии производства защитных трансформаторов тока с немагнитными зазорами и лимитированным коэффициентом остаточной магнитной индукции описанных в ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 и ГОСТ Р 70507.2-2024.

Например, у некоторых ТТ с защитными обмотками с КТ 5PR в зависимости от местоположения обратного провода токовая погрешность при номинальном первичном токе изменяется от $-1,5\%$ до $+1,5\%$. Также выяснилось, что ТТ с КТ TPZ при выпуске с производства поверяются косвенным методом с применением Omicron, а при контрольных испытаниях первичным номинальным током, угловая погрешность выходит за установленное предельное значение 180 ± 18 мин.

В связи с вышеизложенным можно сделать следующие выводы.

Проведение исследований для установления МПИ выпускаемых тем или иным Изготовителем ТТ не быстрый процесс.

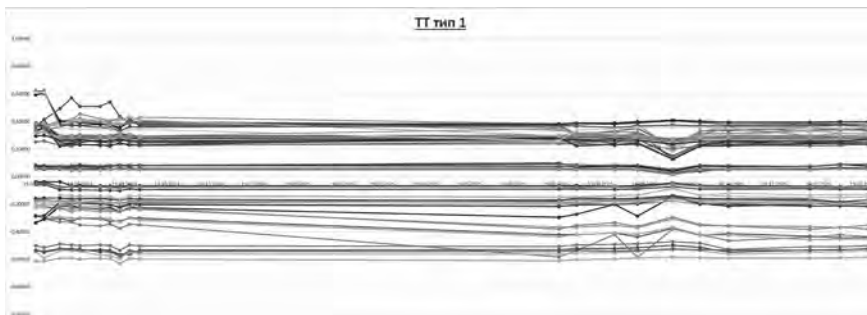


Рисунок 1 – Результаты измерений МХ первого типа ТТ

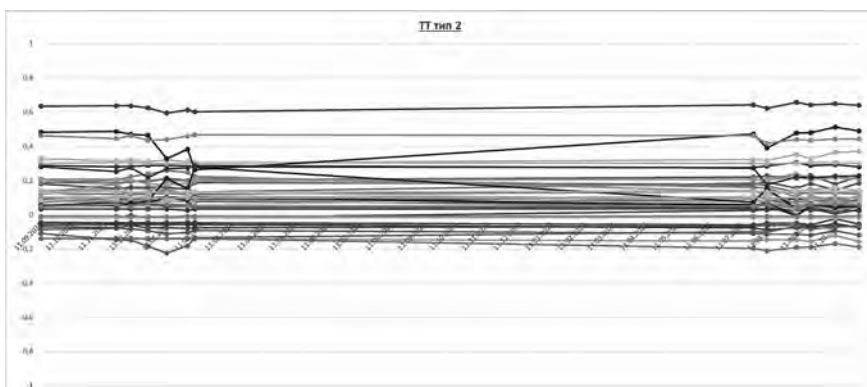


Рисунок 2 – Результаты измерений МХ второго типа ТТ

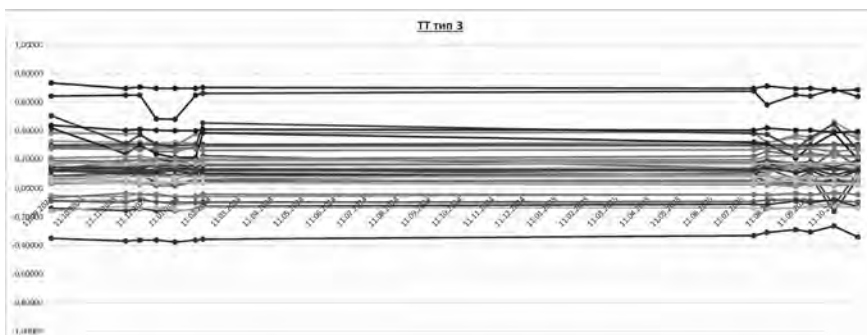


Рисунок 3 – Результаты измерений МХ третьего типа ТТ

Результат зависит от многих факторов, которые анализируются в процессе проведения исследований: качество образцов ТТ предоставленных на испытания; организация производственного процесса; наличие действующей СМК; гарантийные обязательства, предоставляемые изготовителем; время существования производства ТТ.

Литература

1. Ахмеев А. А., Воронская Е. В., Дидик Ю. И., Шабуров А. М. Подход к оценке показателей надежности измерительных трансформаторов тока // Сборник докладов XII Всероссийской научно-технической конференции «Метрологическое обеспечение измерительных систем», Пенза, Россия, 11-12 апреля 2023. Пенза: Пензенский ЦСМ, 2023. С. 39 - 42.

2. Ахмеев А.А., Воронская Е.В., Шабуров А.М. Надежность трансформаторов тока // Материалы 11-ой научно-технической конференции «Энергия Белых ночей 2024». «Метрология. Учет и контроль качества электрической энергии», 2024. С. 2-5.

3. Ахмеев А.А., Воронская Е.В. Исследование влияние внешних факторов на метрологические характеристики трансформаторов тока // Материалы конференции Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, Новосибирск, 2025, С. 360-370.

Сведения об авторах

Ахмеев Андрей Александрович, и.о. заместителя директора филиала по инновациям

УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Тел.: +7 (343) 217 29 20

E-mail: lab262@uniim.ru

Воронская Екатерина Владимировна, заместитель заведующего отделом метрологии электрических измерений (26)

УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Тел.: +7 (343) 217 81 85

E-mail: ekaterina262@uniim.ru

Проблемы метрологического обеспечения измерительных преобразователей тока

А.А. Ахмеев, Е.В. Воронская, Е.С. Оглобличева

К основным областям промышленности, применяющим измерительные преобразователи тока (далее – ИПТ), относятся предприятия с энергоёмким технологическим производственным процессом, потребляющим постоянные и переменные электрические токи значением, достигающим сотен килоампер и предприятия энергетической отрасли, которым необходимо контролировать количество вырабатываемой и отпускаемой электрической энергии, а значит измерять токи и напряжения.

В зависимости от используемого физического явления конструкция ИПТ отличается, соответственно отличаются их выходные сигналы и метрологические характеристики. Основные выходные сигналы — это ток и напряжение, которые пропорциональны току в первичной цепи [1]. Метрологические характеристики ИПТ нормируются в диапазоне токов относительно номинального обычно от 1 % до 120 % (крайние точки от 0,1 % до 200 %) при частотах от 0 до сотен килогерц.

Основным методом передачи единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока является дифференциальный метод, с учетом этого, для передачи единиц от рабочих эталонов к ИПТ необходим комплекс оборудования, включающий в свой состав:

- регулируемый источник тока;
- рабочий эталон;
- прибор сравнения (компаратор);
- магазины нагрузок для подключения к выходным цепям СИ;
- силовые провода (шины);
- измерительные провода.

1 Метрологическая прослеживаемость ИПТ

В УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» содержится и применяется Государственный первичный эталон единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока ГЭТ 152-2023 (далее – ГЭТ 152) [2], утвержденный приказом Росстандарта № 608 от 21.03.2023 г. и возглавляющий Государственную поверочную схему для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока, утвержденную приказом Росстандарта № 1491 от 21.07.2023 г.

Функционально ГЭТ 152 состоит из четырех эталонных установок:
 - две эталонные установки синусоидального тока: промышленной частоты и в диапазоне частот от 40 до 2500 Гц;
 - две эталонные установки большого постоянного тока: до 1000 А и до 10000 А.

Измерительные возможности ГЭТ 152 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные возможности ГЭТ 152

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|---|
| Синусоидальный ток | |
| Диапазон первичного синусоидального тока | от 0,5 до 50 000 А |
| Номинальный вторичный ток | 1 или 5 А |
| Частота | от 40 до 2500 Гц |
| Коэффициенты преобразования синусоидального тока | $\frac{(0,5 - 5 \cdot 10^4)}{1; 5}$ |
| Значение ошибки коэффициента преобразования | от 0 до 0,02 А/А |
| Значение угла фазового сдвига | от 0 до 20000 мкрад |
| Расширенная неопределенность ошибки коэффициента преобразования | от 4 до 75 мкА/А |
| Расширенная неопределенность угла фазового сдвига | от 4 до 75 мкрад |
| Постоянный ток | |
| Диапазон первичного постоянного тока | от 100 до 10 000 А |
| Номинальный вторичный ток | 1 или 5 А |
| Коэффициенты преобразования постоянного тока | 10000/5; 5000/5; 2000/5; 1000/5; 1000/1; 500/1; 300/1 |
| Расширенная неопределенность коэффициента преобразования постоянного тока | от 15 до 400 мкА/А |

2 Проблемы метрологического обеспечения ИПТ

Исходя из особенностей передачи единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока от рабочих эталонов к ИПТ появляются следующие основные проблемы и ограничения для развития их метрологического обеспечения и эталонной базы:

1. Энергоемкость силового оборудования, применяемого для воспроизведения номинальных токов в первичной цепи, а также большие массо-габаритные характеристики, которые не позволяют его применять на местах эксплуатации ИПТ. Например, у изготовителей шунтов посто-

янного тока отсутствуют источники тока достаточной мощности, чтобы производить работы по их первичной поверке с первичным номинальным током более 7500 А. Одним из решений для передачи единицы шунтам постоянного тока до 20000 А может быть разработка методики с применением расщепленного шинпровода для первичного тока, в котором возможно устанавливать несколько эталонных шунтов, но без наличия у изготовителей источника тока, позволяющего воспроизвести необходимое значение тока этот метод осуществить будет не возможно.

2. Технические сложности демонтажа таких ИПТ как, например, шинные трансформаторы тока (далее – ТТ), которые установлены на тоководах генераторов, и к ним отсутствует или ограничен доступ к первичной обмотке, что не позволяет как подключить источник тока, так и установить рабочий эталон в измерительную цепь. Некоторые организации нашли выход и при периодических поверках шинных ТТ применяют эталонные оптические трансформаторы тока с гибким чувствительным элементом, а в качестве источника тока используют сам генератор, работающий в режиме короткого замыкания. Недостатком такого метода является невозможность поверить шинный ТТ при всех значениях первичного тока, при которых нормированы его метрологические характеристики, так как генератор не позволяет в таком испытательном режиме выдать более 80 % номинального тока. Другим выходом может быть разработанная экспериментально-расчетная методика поверки шинных ТТ на месте эксплуатации [3], но изготовители ТТ как в новые, так и в действующие описания типа не включают ее как один из методов периодической поверки шинных ТТ. Кроме того, УНИИМ проработал возможность решения этой проблемы через конструкцию вновь изготавливаемых шинных ТТ, но в серийно выпускаемые ТТ оно не пошло.

3. Появление цифровых ТТ потребовало появления требований к их выходным сигналам (поток) и содержанию пакетов передачи данных, появился переводной стандарт ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Готовых решений для поверки таких цифровых ТТ со всеми возможными цифровыми выходами нет. Требуется разработка прибора сравнения (компаратора), который бы позволял сравнивать сигналы с поверяемого цифрового ТТ и эталонного цифрового или аналогового ТТ с учетом всех возможных конфигураций цифровых выходов и способов синхронизации времени.

4. Отсутствуют рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда, применяемые для передачи единиц ИПТ в диапазоне частот отличном от промышленной частоты (50 – 60) Гц. Потребность промышленности в поверке таких ИПТ перекрывает только ГЭТ 152 [4]. Заводы-изготовители при контроле метрологических характеристик таких средств измерений используют эталоны и вспомогательное оборудование, которые работают на 50 Гц

или установки с точностными характеристиками хуже, чем у изготавливаемых ИПТ, что приводит к выходу погрешностей за их нормируемые значения при проверке на номинальной частоте. Кроме того, проблема возникает в измерительной части: отсутствуют серийно выпускаемые приборы сравнения, а также магазины нагрузки, которые работают в диапазоне частот.

5. Аналогичная проблема возникает с передачей единиц средствам измерений коэффициентов преобразования силы постоянного электрического тока. Для большого постоянного тока рабочими эталонами должны быть измерительные преобразователи тока или шунты большого постоянного тока с требуемой точностью, работающие при больших номинальных токах (более 300 А) и силовая часть, обеспечивающая воспроизведение силы тока равной номинальному значению первичного тока с минимальной нестабильностью.

6. Отсутствуют эталонные установки, методики и математический аппарат для испытаний защитных ТТ классов точности TPX, TPY, TPZ, погрешности которых нормированы при работе в переходном режиме. Изготовители озадачены такой проблемой, но вкладываться в ее решение не готовы, при приемочных испытаниях используя косвенный метод с применением, например, анализатора трансформаторов тока ST Analyzer, у которого характеристики, применяемые для испытаний защитных ТТ не нормированы в его описании типа.

7. Появление комбинированных трансформаторов потребовало разработки поверочных установок, которые позволяют подавать на поверяемый трансформатор и высокое напряжение и большой ток на месте эксплуатации, но процесс их разработки и внедрения в массовое производство еще не закончен.

3 Вывод

Для решения проблем метрологического обеспечения ИПТ, необходимо задуматься о разработке и изготовлении рабочих эталонов и вспомогательного оборудования, которые бы передавали единицы коэффициентов преобразования силы электрического тока в требуемом диапазоне с необходимым запасом точности.

Перспективы дальнейшего развития метрологического обеспечения ИПТ конечно связаны с расширением измерительных возможностей ГЭТ 152 при воспроизведении единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока [5], при этом УНИИМ – филиал ФГУП ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» готов к сотрудничеству для совместного решения с

владельцами и изготовителями вышеизложенных вопросов и проблем метрологического обеспечения ИПТ.

Литература

1. Е. Воронская. Метрологическое обеспечение измерительных преобразователей тока.// II Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Роль технического регулирования и стандартизации в эпоху цифровой экономики», 21 апреля 2020 г., УрФУ им. Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Сборник докладов – С. 317-323.

2. Ахмеев А.А., Воронская Е.В. Государственный первичный эталон единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока ГЭТ 152-2023 // Измерительная техника. 2023. № 9. С. 18-24. DOI: 10.32446/0368-1025it.2023-9-18-24 (GET 152-2023 State Primary Standard for the units of current intensity conversion factors, Measurement Techniques, DOI: 10.1007/s11018-024-02278-1)

3. МИ 3123-2008 Рекомендация. ГСИ. Трансформаторы тока. Экспериментально-расчетная методика поверки измерительных трансформаторов тока на местах эксплуатации.

4. А.А. Ахмеев, Е.В. Воронская, Ю.И. Дидик. Опыт исследования метрологических характеристик измерительных трансформаторов тока на повышенных частотах.// XI Всероссийская научно-техническая конференция «Метрологическое обеспечение измерительных систем», 9-10 октября 2019 г., г. Пенза. Сборник докладов – С. 8-10.

5. А.А. Ахмеев, Е.В. Воронская. Измерительные возможности и перспективы развития ГЭТ 152.// 10-я научно-техническая конференция «Энергия Белых ночей 2022». «Метрология -Учет и Контроль Качества Электрической Энергии - Измерения на цифровых подстанциях электрических сетей», 31 мая - 03 июня 2022 г., г. Санкт-Петербург. Сборник докладов – С. 64-71.

Сведения об авторах

Ахмеев Андрей Александрович, и.о. заместителя директора филиала по инновациям

УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Тел.: +7 (343) 217 29 20
E-mail: lab262@uniim.ru

Воронская Екатерина Владимировна, заместитель заведующего отделом метрологии электрических измерений (26)

УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Тел.: +7 (343) 217 81 85
E-mail: ekaterina262@uniim.ru

Оглобличева Екатерина Сергеевна, ведущий инженер отдела метрологии электрических измерений (26)

УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Тел.: +7 (343) 217 35 47
E-mail: ogloblichevae@uniim.ru

Межлабораторные сличения как инструмент проверки квалификации лабораторий в области измерений электротехнических величин

А.А. Ахмеев, Е.С. Оглобличева

Метрология начинается там, где появляются измерения. В быту метрология незаметна: она «спрятана» в пачке сахара, купленной в магазине, в квитанции за электричество, в результатах анализа крови. За этой «незаметностью» стоит система – нормативно-правовые акты, инструкции, рекомендации, методики измерений, эталоны, специалисты и множество лабораторий. Одни лаборатории проводят сложные измерения на первичных эталонах (обеспечивающих наивысшую точность, ГЭТ), другие – рутинные с применением разрядных эталонов на месте эксплуатации. Доверие к работе лаборатории и выдаваемым ей результатам – это не просто пожелание, а необходимость.

Лаборатории-держатели ГЭТ, доказывают свои измерительные возможности, принимая участие в международных сличениях [1], [2]. Далее непрерывная цепь поверок (калибровок) обеспечивает прослеживаемость воспроизводимой единицы измерений эталонам меньшей точности.

В [3], [4] устанавливался порядок организации и проведения межлабораторных сличений (МС) исходных эталонов метрологических служб с участием как метрологических институтов (держателей ГЭТ) с центрами стандартизации и метрологии (ЦСМ), так и ЦСМ с лабораториями предприятий отрасли, обеспечивая тем самым внешний контроль за состоянием и применением средств поверки в процессе эксплуатации. На сегодняшний день такие сличения не проводятся (данные отсутствуют).

Требования к обязательному участию в МС появляются только в требованиях Росаккредитации [5]. Они касаются лабораторий, выполняющих работы по проведению исследований (испытаний), измерений, отбору проб, калибровке средств измерений.

В международной практике первые требования, оформленные документально и общепризнанные, были приведены в ISO/IEC Guide 43:1984 Development and operation of laboratory proficiency testing. Причина их появления – вопрос доверия к выдаваемым лабораториями результатам измерений и повышение качества измерений. Помимо внутренних проверок качества (внутренних аудитов) предполагалось добровольное участие лабораторий во внешних проверках квалификации (ПК), желательно не в качестве разовых акций, а как непрерывный (или периодический) процесс. Основная цель участия – подтверждение технической компетентности лаборатории.

В настоящее время разработка и выполнение программ ПК проводится провайдерами проверки квалификации (провайдер программ проверки квалификации, провайдер межлабораторных сличительных испытаний). Существует несколько вариантов программ ПК. При классификации по способу распределения образцов они делятся на параллельную и последовательную.

В случае программ ПК с образцами в виде средств измерений (СИ) электроэнергетических величин (далее – ЭЭ МС) первый вариант программ труден в исполнении. Он обязывает провайдера иметь (помимо запасных) достаточное количество образцов из одной партии, с доказанной стабильностью и, что более важно, однородностью. Поэтому для ЭЭ МС распространен вариант с последовательной программой ПК.

При использовании последовательной программы ПК провайдеру необходимо принять решение, когда возвращать образец – после каждого участника провайдеру или в случае появления вопросов о сохранности (стабильности, воспроизводимости) образца. Первый вариант не всегда соответствует ожиданиям участников: требуется больше времени на транспортировку образца от участника к участнику (сначала доставка образца от провайдера участнику, затем возврат от участника провайдеру и только потом доставка следующему участнику). Это увеличивает сроки проведения раунда программы ПК в целом не менее чем в 2 раза и уменьшает возможное количество участников (с учетом их местонахождения) раунда. Тогда второй вариант может считаться лучшим. Но не совсем. Все участники должны получать образец, пригодный для измерений в рамках данной программы ПК. Провайдер должен гарантировать, что после n -участника ($n+1$)-участнику образец достанется в первоначальном неизменном состоянии. Это также касается вопросов подтверждения стабильности образца и воспроизводимости приписанных значений за время проведения раунда.

Следует учитывать, что если одним из условий договора между провайдером и участником является соблюдение конфиденциальности (то есть участники не знают друг о друге), то передавая образец от участника к участнику провайдер повышает риск раскрытия участников – транспортные компании при заборе груза называют организацию и город, куда везут и для кого. Здесь мы не рассматриваем варианты сознательного раскрытия участниками себя – предварительный сговор для одновременного участия лабораторий в оговоренном раунде провайдера, проверка согласованности результатов в раунде на соответствующих форумах в сети интернет. Надо помнить – ошибки совершают все, а в данном случае, когда участники знают друг друга, знания о чужом отрицательном (сомнительном) результате дают конкурентное преимущество.

Другой особенностью ЭЭ МС являются образцы. Одним из пожеланий [6] является ПК лаборатории на приближенных к обычным калибруемым (испытываемым) образцам. Это исключает наличие ошибок, связанных с нестандартным для лаборатории СИ (приборами): то есть для лаборатории, калибрующей цифровые амперметры, образцом не должен быть амперметр стрелочный. Причем амперметр-образец для ПК должен иметь достаточную точность, так как это будет гарантировать его стабильность в течение раунда. Учитывая, что лаборатории-участники имеют разные измерительные возможности, провайдеру в одном раунде в качестве образца разумнее использовать менее точный образец, а в другом только разрядный эталон. Стоит отметить также, что для большинства ЭЭ МС в качестве образцов используются не дешевые СИ. Учитывая это, транспортная компания (как при доставке образца участнику, так и при возврате провайдеру) должна гарантировать сохранность перевозимых грузов (образцов), а груз должен быть застрахован.

Для ЭЭ МС качество результатов измерений, полученных лабораториями-участниками (калибровочными, испытательными), оценивается в основном по числу E_n . Оценка по числу E_n предполагает предоставление участником пары чисел – результата измерений и его неопределенности. Здесь оказывается, что не все лаборатории могут оценить неопределенность проводимых измерений, несмотря на требования [7], [8]. Поэтому лаборатории-участники требуют от провайдера методику калибровки (инструкцию по оценке неопределенности) дополнительно к выдаваемым инструкциям для проведения ПК. Но насколько подойдет она участнику (учет особенностей применяемого оборудования, условий измерений и др.)? Кто будет виноват, если после расчета неопределенности по предложенной методике участник получит отрицательный (сомнительный) результат из-за несоответствия неопределенности результату измерений участника?

УНИИМ является аккредитованным провайдером с 2016 года. Также в 2016 году была разработана программа ПК с лабораторным трансформатором тока в качестве образца. Данная программа была ориентирована на лаборатории ЦСМ и успехом не пользовалась из-за ее стоимости (которая была рассчитана с учетом объема проводимых провайдером измерений и стоимости образца). Далее в УНИИМ были разработаны программы ПК с измерительными трансформаторами тока и напряжения, клещами постоянного и переменного тока, счетчиков электрической энергии в качестве образцов. При проведении раундов с клещами было отмечено, что пожелание к использованию привычных для лаборатории образцов приведено не зря. Лабораториям-участникам, которым непривычно было измерять ток бесконтактным способом, требовались дополнительные разъяснения по методике измерений.

С 2018 года в области аккредитации провайдера присутствует программа ПК с набором данных по поверке системы информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии автоматизированной (АИИС КУЭ) в качестве образца. Набор данных описывает АИИС КУЭ, построенную на базе средств измерений утвержденного типа, и содержит (имитирует) получаемые и проверяемые при поверке АИИС КУЭ сведения и требует документарной проверки с учетом действующих нормативно-правовых актов и рекомендаций. Лаборатория-участник предоставляет провайдеру не результат измерений, а заключение о пригодности АИИС КУЭ по результатам рассмотрения представленного набора данных.

На сегодняшний момент УНИИМ проводит ЭЭ МС как для проверки квалификации испытательных лабораторий (центров) – по определению электрического сопротивления защитного заземления, по определению сопротивления изоляции, по измерению разности температуры элементов и окружающей среды, так для проверки квалификации калибровочных и поверочных лабораторий (в области обеспечения единства измерений) – по определению действительных значений силы и напряжения электрического тока, сопротивления, погрешностей тока и напряжения трансформаторов и др., а также по определению пригодности СИ.

Стоит отметить, что разработка новых программ ЭЭ МС непростое дело: это и подготовка (подбор, разработка покупка,) образцов, выбор возможных к применению методик, подходящих кодов ОКПД. Несмотря на это УНИИМ постоянно расширяет свою область аккредитации и готов к сотрудничеству с заинтересованными лабораториями, желающими принять участие в пилотных раундах – раундах, проводимых вне области аккредитации аккредитованного провайдера – помогая тем самым появлению новых программ ПК в области измерений электротехнических величин.

Литература

1. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
2. ГОСТ Р 8.809-2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Эталоны первичные государственные. Создание, утверждение, содержание и применение
3. МИ 1832-88 Методические указания. ГСИ. Сличения групп средств поверки одинакового уровня точности. Основные правила
4. МИ 2545-99 Рекомендация. ГСИ. Эталоны органов Государственной метрологической службы исходные. Организация и порядок осуществления контроля методом межлабораторных сличений

5. СМ № 03.1-1.0008 Политика Росаккредитации в отношении участия лабораторий и органов инспекции в проверках квалификации и в межлабораторных сличительных (сравнительных) испытаниях, отличных от проверок квалификации

6. ГОСТ ISO/IEC 17043-2025 Оценка соответствия. Общие требования к компетентности провайдеров проверки квалификации

7. СМ № 03.1-1.0016 Политика Росаккредитации в отношении неопределенности измерений при исследованиях (испытаниях)

8. ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

Сведения об авторах

Ахмеев Андрей Александрович, и.о. заместителя директора филиала по инновациям

УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Тел.: +7 (343) 217 29 20

E-mail: lab262@uniim.ru

Оглобличева Екатерина Сергеевна, ведущий инженер отдела метрологии электрических измерений (26)

УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Тел.: +7 (343) 217-35-47

E-mail: ogloblichevaes@uniim.ru

Компоненты метрологического обеспечения, влияющие на достоверность результатов диагностики

А.А. Гелета, Е.С. Сулова

Аннотация. Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения диагностики. Проводится анализ факторов, влияющих на достоверность результата диагностики, среди которых факторы внешней среды и инструментальные погрешности. В докладе учитываются другие факторы, такие как погрешность округления, неидеальность преобразования, отсутствие адаптивности алгоритма обработки. Для повышения правильности измерения параметров объекта диагностики необходимо включить в рассмотрение факторы, влияющие на достоверность результата диагностики, на всех этапах диагностики.

Ключевые слова: достоверность результатов диагностики; априорные знания; метрологическое обеспечение

I. Введение

Под технической диагностикой будем понимать процесс обнаружения неисправностей по результатам измерения. Заметим, что сам процесс диагностики включает в себя множество факторов, влияющих на его результат. Эти факторы проявляются на каждом этапе диагностики и определяют степень доверия к результату диагностики.

Итогом процедуры диагностики является установление соответствия результатов измерений предъявляемым требованиям, которые могут быть представлены как в виде нормированной шкалы [1], так и лингвистической переменной [2]. Чем большее количество факторов влияния учтено на каждом этапе, тем выше достоверность этой процедуры. Рассмотрение всех подобных факторов, в свою очередь, способствует автоматизации диагностики и исключает ошибки, вызванные лицом, принимающим решение, повышая достоверность итогового результата диагностики.

Целью работы является систематизация факторов, влияющих на достоверность диагностики на каждом из её этапов.

II. Достоверность диагностики

Для дальнейшего рассмотрения процессов диагностики необходимо конкретизировать её характеристики, ключевой из которых является достоверность. Определим достоверность результатов диагностики как качественную характеристику диагностической процедуры, отражающую степень соответствия полученных результатов фактическому состоянию объекта. Эту достоверность можно проследить на всех этапах диагностики.

Первым этапом можно выделить физический эксперимент. Он наиболее очевидный с точки зрения влияния на результат. Именно на этом этапе формируются исходные данные, и любая погрешность измерения напрямую сказывается на итоговом результате диагностики. Следом идёт этап аппаратно-программной обработки, который, зачастую, воспринимается как технический и тщательно не анализируется, однако ошибки в обработке способны нивелировать точность данных, полученных на предыдущем этапе. Метрологическое обеспечение, как правило, остаётся вне анализа. Предполагается, что если измерения проведены и обработаны корректно, то достоверность диагностики велика. Однако именно на этом этапе формируются оценки вероятностей ошибок первого и второго рода. Если они рассчитаны некорректно, то доверие к результатам диагностики оказывается ложным. В частности, расчётные ошибки второго рода могут быть занижены. И пропуск дефекта считается маловероятным, тогда как реальный брак систематически остаётся необнаруженным.

Рассмотрим достоверность как сумму трёх составляющих на разных этапах:

$$Q_d = Q_{ф.э.} + Q_{обр} + Q_{МО}$$

где $Q_{ф.э.}$ – это достоверность физического эксперимента, $Q_{обр}$ – достоверность обработки, $Q_{МО}$ – достоверность метрологического обеспечения.

Рассмотрим каждую из обозначенных составляющих подробнее, выделив источники погрешностей и факторы, определяющие их вклад в итоговую достоверность.

III. Этапы диагностики

А. Физический эксперимент

На этапе физического эксперимента исследуется контролируемый объект. В ходе физического эксперимента формируется совокупность результатов измерений $\{\lambda_j\}_{j=1}^n$, где n – объём выборки, j – итеративная переменная. Погрешность результата измерения на этапе физического

эксперимента ($\Delta_{\text{ф.э.}}$) формируются из методической ($\Delta_{\text{мет.}}$) и инструментальной ($\Delta_{\text{инс.}}$) погрешностей:

$$\Delta_{\text{ф.э.}} = \Delta_{\text{мет.}} + \Delta_{\text{инс.}} \quad (2)$$

Достоверность физического эксперимента опирается на априорные знания (АЗ). Они включают сведения об объекте, условиях проведения эксперимента и выставленных требованиях. При оценке достоверности физического эксперимента необходимо учесть все факторы, влияющие на достоверность априорных знаний, так как неадекватность априорной информации ведёт к увеличению погрешности и некорректности результатов. Поэтому важно записать компоненты достоверности априорных знаний ($Q_{\text{АЗ}}$) в формализованном виде:

$$Q_{\text{АЗ}} = Q_{\text{об}} + Q_{\text{ус}} + Q_{\text{тр}},$$

где $Q_{\text{об}}$ – достоверность информации об объекте, $Q_{\text{ус}}$ – достоверность информации об условиях проведения эксперимента, $Q_{\text{тр}}$ – достоверность информации о выставленных требованиях.

Отсутствие правильности определения априорных знаний влечёт за собой ошибки, которые трудно компенсировать. В качестве примера можно представить ситуацию, когда недостоверные априорные знания об объекте приводят к неправильно выбранным методам измерения. В этом случае, при правильно выбранном инструментарии, полученные результаты измерения могут быть некорректно интерпретированы.

Стоит отметить, что выбор метода измерений определяется прежде всего состоянием объекта ($Q_{\text{об}}$) и внешними условиями ($Q_{\text{ус}}$). Неверный выбор метода измерений увеличивает методическую погрешность.

А исходя из выбранного метода, знаний об объекте ($Q_{\text{об}}$) и требованиях ($Q_{\text{тр}}$), формируется перечень контролируемых параметров. Неверная или неполная информация ведёт к тому, что параметры могут оказаться ошибочно выбранными или недостаточными для постановки корректного диагноза.

Также условия проведения диагностики ($Q_{\text{ус}}$) такие как, температура, влажность, давление, помехи и другие внешние факторы, определяют среду, в которой будут проведены измерения. Несоответствие реальных условий тем, для которых была разработана методика, вносит свою погрешность в результат диагностики.

В. Аппаратно-программная обработка

В отличие от физического эксперимента, на следующем этапе исследуются не объект, а результаты измерений. Основная задача во время аппаратно-программной обработки заключается в расчете

оценки математического ожидания и СКО. Таким образом погрешность обработки ($\Delta_{обр}$) можно описать двумя составляющими – систематической ($\Delta_{сист}$) и случайной ($\Delta_{случ}$) составляющей:

$$\Delta_{обр} = \Delta_{сист} + \Delta_{случ}.$$

Достоверность результатов на этом этапе напрямую зависит от выбранной методики обработки. Таким образом, оценка достоверности обработки сводится к правильности выбора методики (Q_m), в которой из совокупности $\{\lambda_j\}_{j=1}^n$ находится итоговый результат:

$$Q_m = Q_n + Q_{расп} + Q_{пр} + Q_{о.п.} + Q_{адап}, \quad (5)$$

где Q_n – достоверность, определяемая объёмом выборки, $Q_{расп}$ – правильность выбора плотности распределения вероятности, $Q_{пр}$ – достоверность программной реализации, которая связана с округлением, влиянием конечного шага дифференцирования\интегрирования и другими воздействиями алгоритмов, по которым производятся вычисления результатов измерений, $Q_{о.п.}$ – достоверность обнаружения промахов выборки по различным методикам, $Q_{адап}$ – достоверность, вызванная отсутствием адаптивностью алгоритма обработки, то есть отсутствие механизмов адаптации в методике обработки снижает её достоверность, в частности, алгоритм, предназначенный только для стационарного процесса, при работе с данными динамического процесса не учтет динамическую погрешность.

С. Метрологическое обеспечение

На этапе метрологического обеспечения применяются вероятностно-статистические методы. А рассматриваемым объектом на данном этапе является правильность нахождения точности результатов измерения. Достоверность метрологического обеспечения определяется тем, насколько корректно установлены пороговые значения и их соответствие выставленным требованиям. Таким образом достоверность метрологического обеспечения ($Q_{МО}$) определяется:

$$Q_{МО} = Q_{тр} + Q_{расп}, \quad (6)$$

где $Q_{тр}$ – достоверность требований (насколько корректно выставлены требования к объекту), $Q_{расп}$ – достоверность принятой модели распределения измеренной итоговой величины.

Ключевыми характеристиками данного этапа являются вероятности ошибок первого и второго рода. На практике при расчёте вероятностей ошибок нередко делаются допущения о характере распределения измеряемой величины. Эти вычисления опираются на принятую модель распределения и установленные пороговые значения. Следовательно,

недостоверность $Q_{тр}$ и $Q_{расп}$ напрямую сказывается на корректности этих вероятностей. Некорректная модель распределения искажает интегральные оценки, а смещение пороговых значений изменяет границы интегрирования, что приводит к неверным расчетам ошибок первого и второго рода.

IV. Заключение

Таким образом, достоверность результатов технической диагностики представляет собой комплексную характеристику, формирующуюся на каждом из трёх рассмотренных этапов: физического эксперимента, аппаратно-программной обработки и метрологического обеспечения. Каждый из которых также состоит из своих совокупности компонентов, вносящих свой вклад и определяющих степень доверия к результату диагностики.

На этапе физического эксперимента ключевую роль играет полнота и адекватность априорных знаний об объекте, условиях проведения эксперимента и предъявляемых требованиях. Недостоверность хотя бы одного из этих компонентов влечёт за собой неверный выбор метода измерений, ошибочное определение контролируемых параметров или некорректную интерпретацию результатов. Внешние факторы дополнительно вносят погрешность, если они не были должным образом учтены при разработке методики.

На этапе аппаратно-программной обработки погрешности возникают вследствие неверного выбора модели распределения, недостаточного объёма выборки, ошибок программной реализации (включая погрешности округления и конечного шага дифференцирования/интегрирования), неадекватного обнаружения промахов, а также отсутствие адаптивности алгоритмов.

На этапе метрологического обеспечения формируются вероятности ошибок первого и второго рода, которые служат количественной мерой достоверности процедуры диагностики. А на достоверность метрологического обеспечения влияют корректность выставленных требований и адекватность принятой модели распределения измеряемой величины.

Из проведённого анализа следует, что повышение достоверности диагностики требует системного подхода, то есть необходимо учитывать все факторы влияния на каждом этапе. Учёт этих факторов позволит автоматизировать процесс диагностики, минимизировать влияние человеческого фактора, и в конечном итоге обеспечить более высокий уровень доверия к её результатам.

Литература

1. Geleta A.A., Suloeva E.S. The Concept of Constructing Normalized Scales for Diagnostic Results of Complex Objects // 2026 ElCon Conference of Young Researchers in Electrical Engineering, Automation & Control Systems (ElCon-EE). СПб., 2026. DOI: 10.1109/ElCon-EE69794.2026.11453257
2. Zade L.A. The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning // Information Sciences. 1975. Vol. 8.

Сведения об авторах

Гелета А.А.

Санкт-Петербургский электротехнический университет «ЛЭТИ»
E-mail: artemg1608@gmail.com

Сулова Е.С.

Санкт-Петербургский электротехнический университет «ЛЭТИ»
E-mail: suloeva@list.ru

Есть ли интеллект в интеллектуальных приборах и системах учета, и что он мог бы дать?

А.А. Данилов

Для того, чтобы сформулировать ответ на поставленный в первой части заголовка вопрос: «Есть ли интеллект в интеллектуальных приборах и системах учёта?» процитирую сначала некоторые определения из нормативных документов:

- счетчик электрической энергии (счетчик): Измерительный прибор, предназначенный для измерения количества электрической энергии и отвечающий стандартизованным требованиям к метрологическим и техническим характеристикам [1];

- прибор учета электрической энергии: Счетчик электрической энергии, являющийся средством измерений утвержденного типа, предназначенным для определения количества активной и (или) реактивной электрической энергии в определенный промежуток времени, прошедшей через него или через измерительные трансформаторы, к которым он подключен [1];

- интеллектуальный прибор учета электрической энергии; ИПУЭ: Прибор учета электрической энергии, выполняющий функции, необходимые для присоединения к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) [1].

Задач, возлагаемых на ИПУЭ согласно [1], множество, такие, например, как:

- измерение электрической энергии;
- измерений показателей качества электрической энергии;
- отсчёт часов реального времени;
- вычисление величин с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- возможность учёта электрической энергии по тарифным зонам;
- возможность изменения (коррекцию) текущих значений времени и даты и т.д.,

среди которых нет ни одной задачи? Требующих наличия **интеллекта**.

Следует отметить, что наблюдается единство подходов к учету ресурсов, поскольку определение интеллектуальной системы учета электрической энергии, данное в нормативных документах [1, 2], полностью совпадает с определениями интеллектуальных систем учета воды [3] и тепла [4]:

- **интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности):** Совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи, с привязкой ко времени, показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии.

В соответствии с 4.1.3 [2] задачи ИСУЭ:

а) автоматизация процесса сбора результатов измерений электрической энергии и мощности с приборов учета электрической энергии, присоединенных к ИСУЭ, с привязкой ко времени, с заданной периодичностью и информацией о событиях;

б) хранение результатов измерений;

в) предоставление результатов измерений с привязкой ко времени пользователям ИСУЭ;

г) анализ результатов измерений, контроль за целостностью и полнотой предоставляемых данных;

д) дистанционное управление режимом потребления электрической энергии (полное, частичное ограничение потребления) при наличии физической возможности (для прибора учета электрической энергии прямого включения);

е) защита собираемых данных от несанкционированного доступа;

ж) передача информации пользователям в отношении использованного расчетного способа.

При этом среди задач, возлагаемых на ИСУЭ, задач, требующих наличия **интеллекта**, отсутствуют. Странно, не правда ли?

Получается, что в словосочетаниях «**интеллектуальные** приборы учета» и «**интеллектуальные** системы учета» слово «**интеллектуальные**» лишнее? Не более, чем дань моде?!

Вновь обратимся к нормативным документам.

В соответствии с ГОСТ Р 8.673-2009 [5]:

- **интеллектуальная измерительная система:** Адаптивная измерительная система с функцией метрологического самоконтроля.

- **адаптивная измерительная система:** Измерительная система, параметры и/или алгоритмы работы которой в процессе эксплуатации могут изменяться в зависимости от сигналов содержащихся в ней преобразователей.

- метрологический самоконтроль измерительной системы:

Автоматическая проверка метрологической исправности измерительной системы в процессе эксплуатации посредством встроенных в нее технических и программных средств.

При этом интеллектуальная измерительная система может обеспечивать [5]:

– автоматическую коррекцию погрешности, появившейся в результате воздействия влияющих величин и/или старения;

– в ряде случаев - самовосстановление при возникновении единичного дефекта;

– самообучение с целью оптимизации параметров и алгоритмов работы,

а адаптивная измерительная система может обеспечивать адаптацию (приспособление) к диапазону изменения значений измеряемой величины, к скорости изменения измеряемой величины, к воздействию влияющих факторов, включая помехи, к объему выборки, к выбору маршрутов в каналах связи и т.д.

В соответствии с ГОСТ Р 59276-2020 [6]:

- система искусственного интеллекта: Техническая система, в которой используются технологии искусственного интеллекта и обладающая искусственным интеллектом.

- искусственный интеллект: Способность технической системы имитировать когнитивные функции человека (включая самообучение и поиск решений без заранее заданного алгоритма) и получать при выполнении конкретных практически значимых задач обработки данных результаты, сопоставимые, как минимум, с результатами интеллектуальной деятельности человека.

- сильный (общий) искусственный интеллект: Способность технической системы, подобно человеку, мыслить, взаимодействовать, адаптироваться к изменяющимся условиям и решать другие задачи в области обработки информации, ассоциирующиеся с естественным интеллектом человека.

В соответствии с ГОСТ Р 71562-2024 [7]:

средство измерений на основе искусственного интеллекта:

Средство измерений, которое включает компоненты, выполняющие обработку измерительной информации с использованием системы искусственного интеллекта, и позволяет получать результаты измерений без заранее заданных алгоритмов.

При этом средства измерений на основе искусственного интеллекта в основном применяют для измерений многопараметрических величин.

Исходя из приведенных выше терминов и определений можно сделать следующие выводы:

1. ИПУЭ и ИСУЭ не обладают функциями метрологического самоконтроля, а потому их нельзя отнести к интеллектуальным измерительным устройствам и системам.

2. В ИПУЭ и ИСУЭ реализованы неизменные алгоритмы (алгоритмы «жесткой» логики), а потому их нельзя отнести к адаптивным измерительным устройствам и системам.

3. В ИПУЭ и ИСУЭ не используются технологии искусственного интеллекта, они не обладают искусственным интеллектом, а потому их нельзя отнести к средствам измерений на основе искусственного интеллекта.

Получив такие выводы, резонным становится вопрос: являются ли ИПУЭ и ИСУЭ средствами измерений?

В отношении ИПУЭ можно дать положительный ответ, т.к. исходя из определений, приведенных выше, следует, что ИПУЭ – есть прибор учета электрической энергии, а он, в свою очередь, есть счетчик электрической энергии утвержденного типа. В отношении же ИСУЭ придется дать отрицательный ответ, т.к. исходя из определения следует, что ИСУЭ – не есть средство измерений, а есть некая техническая система, в которой измерительные функции могут отсутствовать. При этом и в ИПУЭ, и в ИСУЭ наличие слова «интеллектуальные» в названии не могут считать обоснованным, ибо нет в них интеллекта, увы.

А если бы некий интеллект был в ИПУЭ и ИСУЭ, то, что он мог бы дать? Постараюсь сформулировать ответ на вторую часть вопроса, поставленного в заголовке:

1. В ИСУЭ логично было бы организовать сбор сведений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о действующих результатах поверки средств измерений, входящих в её состав.

2. В ИПУЭ и ИСУЭ использование метрологического самоконтроля совместно с искусственным интеллектом может обеспечить автоматическую коррекцию погрешности, появившейся в результате воздействия влияющих величин и/или старения. При этом важным является вопрос выбора обучающих данных [8].

3. Использование метрологического самоконтроля в ИПУЭ и ИСУЭ может обеспечить не только снижение риска использования недостоверных результатов измерений, но и возможность установления динамических интервалов между поверками – основания для этого приведены в [7, 9].

Литература

1. ПНСТ 896-2023 Интеллектуальные приборы учета электрической энергии. Общие технические требования
2. ГОСТ Р 71331-2024 Интеллектуальные системы учета электрической энергии (мощности). Общие технические требования
3. ГОСТ Р 72458-2025 Системы киберфизические. Умный дом. Требования к устройствам. Интеллектуальные приборы учета воды
4. ГОСТ Р 72459-2025 Системы киберфизические. Умный дом. Требования к устройствам. Интеллектуальные приборы учета тепла
5. ГОСТ Р 8.673-2009 ГСИ. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Основные термины и определения
6. ГОСТ Р 59276-2020 Системы искусственного интеллекта. Способы обеспечения доверия. Общие положения
7. ГОСТ Р 71562-2024 Средства измерений на основе искусственного интеллекта. Метрологическое обеспечение. Общие требования
8. Паньков А.Н. Копылова Е.В., Якушевич А.Н. Влияние качества обучающих данных на метрологическое обеспечение интеллектуальных средств измерений на основе машинного обучения // Автоматизация в промышленности, 2026, №2
9. МИ 3676-2023 ГСИ. Рекомендации по определению интервалов между поверками средств измерений. Основные положения

Сведения об авторе:

Данилов Александр Александрович, директор

ФБУ «Пензенский ЦСМ»

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, 20

Тел.: +78412495190, +79033231335

E-mail: aa-dan@mail.ru

Решение новых актуальных измерительных задач в измерителях и анализаторах качества электрической энергии «Ресурс»

Е.В. Ильяхенко, Ю.В. Колужко

Современные средства измерений качества электрической энергии являются, пожалуй, одними из самых многофункциональных приборов, применяемых в электроэнергетике. Развитие их функциональности стимулируется потребностями и пожеланиями пользователей этих приборов, которые в своей профессиональной деятельности решают разные измерительные задачи в рамках управления качеством электрической энергии, включая следующие: контроль и мониторинг качества электрической энергии, анализ качества электрической энергии, измерение количества электрической энергии, испытания электромагнитной совместимости технических средств потребителей и т.д. Кроме этого им зачастую приходится так же заниматься исследованиями (ревизией) вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения и тока, метрологическим обеспечением учета электрической энергии (проверка правильности подключения и метрологических характеристик счетчиков электрической энергии). В такой ситуации у пользователей возникает естественное желание минимизировать приборный парк, а в идеале иметь один тип приборов способный решать все стоящие перед ними измерительные задачи.

В свою очередь, структура измерителей качества электрической энергии и современный уровень развития техники (в первую очередь микроэлектроники) позволяет разработчикам создавать такие многофункциональные средства измерений которые способны на протяжении всего своего жизненного цикла совершенствовать и развивать свою функциональность. Это позволяем им решать новые измерительные задачи для того чтобы оперативно учитывать изменения в нормативно-правовых актах технического регулирования и в полной мере отвечать требованиям современного динамично изменяющегося мира.

В формировании технического облика и потребительских свойств измерителей и анализаторов качества электрической энергии существенное влияние оказывает комплекс регулирующих факторов правового (законодательные акты) и нормативно-методического (стандарты) характера.

В докладе будет рассмотрен ряд изменения произошедших в мобильных и стационарных измерителях качества электрической энергии

серии «Ресурс» обусловленных развитием законодательства и стандартизации в области контроля и анализа качества электрической энергии.

1. Инструменты для распределения ответственности между поставщиками и потребителями электрической энергии

Распределение обязанностей по обеспечению качества электрической энергии между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии является насущной (главным образом для субъектов электроэнергетики) задачей, успешное решение которой повысит эффективность организационно-технических мероприятий по управлению качеством электрической энергии за счет привлечь дополнительных технических и финансовых ресурсов которыми обладают крупные потребители электрической энергии.

Идеологической основой рассматриваемого процесса явились изменения в законодательстве об электроэнергетики, в частности появление приказа Минэнерго РФ №690 от 28.08.2023 г [1]. Одним из отражений этого приказа в области стандартизации явился новый стандарт в области качества электрической энергии [2] впервые установивший требования к показателям качества электрической энергии (ПКЭ) являющимся не параметрами напряжения, а параметрами тока. Данный стандарт устанавливает нормы гармонических составляющих и составляющих обратной последовательности тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения. Усиление роли параметров тока при контроле и анализе качества электрической энергии отражено и в новом стандарте на методы измерений ПКЭ [3], в котором параметры тока, измеряемые по указанным в данном стандарте алгоритмам, заняли свое закономерное с физической точки зрения место среди других ПКЭ являющихся параметрами напряжения.

Для проверки соответствия электрической энергии требованиям нового стандарта [2] в мобильный анализатор качества электрической энергии «Ресурс-PQA» (рисунок 1) добавлен соответствующий дополнительный функционал который обеспечивает задание необходимых для работы параметров и получение значений статистических характеристик гармонических и симметричных составляющих фазных токов, которые при расширенном контроле качества электрической энергии сравниваются с заданными в стандарте [2] нормативными значениями.

В качестве параметров, обеспечивающих работу описываемого функционала, задаются:

- тип объекта контроля (нагрузка, генерация);
- расчетные токи нагрузки или объекта генерации;
- ток трехфазного короткого замыкания линии;
- нормально допустимые и предельно допустимые значения гармонических составляющих тока и симметричной составляющей тока обратной последовательности, которые зависят от указанных выше параметров и от уровней напряжения электрической сети.



«Ресурс-PQA-M»



«Ресурс-PQA-L»

Рисунок 1. Модификации мобильных анализаторов качества электрической энергии «Ресурс-PQA»

В качестве выходных статистических характеристик нового функционала используются:

- наибольшие значения n -х (n от 2 до 50) гармонических составляющих фазных токов и симметричной составляющей тока обратной последовательности;
- верхние значения n -х (n от 2 до 50) гармонических составляющих фазных токов и симметричной составляющей тока обратной последовательности, значения которых не превышают 95 % результатов измерений данных параметров;
- относительное время превышения нормально допустимых значений гармонических составляющих фазных токов и симметричной составляющей тока обратной последовательности (T1);
- относительное время превышения предельно допустимых значений гармонических составляющих фазных токов и симметричной составляющей тока обратной последовательности (T2).

Результаты измерений и расчетов статистических характеристик эмиссии искажений токов представляются в удобной табличной и наглядной графической (спектральная диаграмма) форме (см. рисунок 2) и наряду с другими результатами контроля качества электрической энергии могут быть экспортированы в файлы электронных таблиц для оформления протоколов испытаний, как непосредственно с анализатора, так и с помощью прикладного программного обеспечения предоставляемого вместе с анализатором.

Таким образом, и без того обширный перечень функциональных возможностей анализатора «Ресурс-PQA» пополнился ранее не охваченной при контроле качества электрической энергии функцией статистической обработки параметров эмиссии искажений тока, а пользователи получили мощный инструмент позволяющий развивать и совершенствовать методы и технические средства используемые при управлении качеством электрической энергии в части уменьшения искажений синусоидальности и несимметрии напряжений и токов.

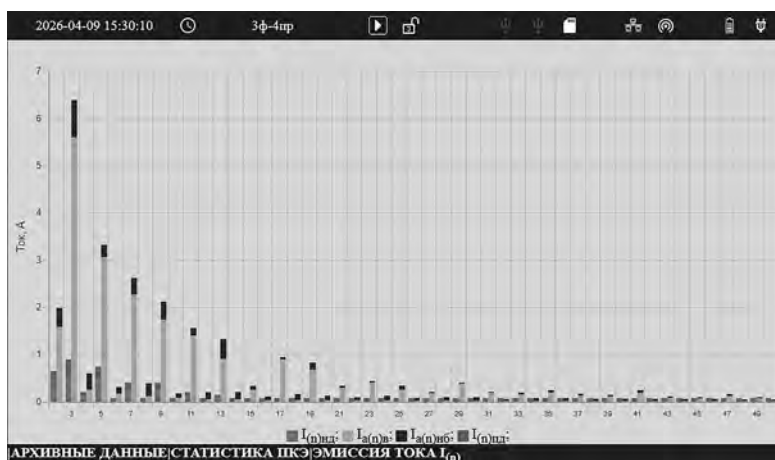


Рисунок 2. Графическая форма представления результатов контроля n -х гармонических составляющих фазных токов

Аналогичный функционал для испытаний электрической энергии на соответствие стандарту [2] внедрен также в стационарные измерители ПКЭ «Ресурс-UF2-4.30» (рисунок 3) которые широко используются в системе мониторинга и управления качеством электрической энергии (СМиУКЭ) применяемой в магистральных электрических сетях ПАО «Россети» и в счетчиках электрической энергии multifunctional «Ресурс-Е4».

На рисунке 4 представлена одна из модификаций аппаратно-программного комплекса устанавливаемого в системе СМиУКЭ.



Рисунок 3. Измеритель ПКЭ «Ресурс-UF2-4.30»



Рисунок 4 - Аппаратно-программный комплекс измерительной системы непрерывного мониторинга качества электрической энергии «Ресурс»

Результаты работы рассматриваемого функционала могут быть просмотрены на табло измерителей ПКЭ «Ресурс-UF2-4.30» или получены дистанционно с помощью имеющихся в данных приборах интерфейсов и протоколов передачи данных. Функция контроля эмиссии искажений токов поддержана также с помощью нового прикладного программного обеспечения (ПО) «Ресурс-Астра» описанного ниже.

Наличие функции контроля эмиссии искажений токов в стационарных средствах измерений качества электрической энергии существенно расширяет возможности измерительных систем, в которых используются такие приборы, в части распределения обязанностей по поддержанию качества электрической энергии между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

2. Расширение номенклатуры регистрируемых случайных событий

В стандартизации измерений качества электрической энергии произошли изменения связанные с вступлением в действие изменений №1 в стандарте на нормы качества электрической энергии [4] в соответствии с

которыми старый стандарт на методы измерений ПКЭ [5] заменен на новый стандарт [3]. Указанные стандарты на методы измерений ПКЭ решением Росстандарта признаны идентичными. Единственное существенное различие, затронувшее непосредственно методы измерений ПКЭ, касается ранее практически отсутствующего в средствах измерений ПКЭ вида случайного события – так называемого быстрого изменения напряжения. В новом стандарте на методы измерений ПКЭ появилась четкая и однозначная трактовка алгоритма измерений параметров этого ПКЭ.

В свою очередь со стороны законодательства об электроэнергетике в лице упомянутого выше приказа Минэнерго РФ [1] произошло существенное повышение значимости быстрых изменений напряжения – были установлены нормативные требования для этого ПКЭ. Установленные в упомянутом приказе требования к быстрым изменениям напряжения, так же как и требования к другим ПКЭ не являются обязательными требованиями прерогатива установления и контроль выполнения которых относится к законодательству РФ о техническом регулировании. Тем не менее, они теоретически могут учитываться в договорных отношениях или иных случаях не регламентированных законодательством о техническом регулировании.

Быстрые изменения напряжения характеризуются наименьшей интенсивностью среди всех случайных событий (провалов, прерываний, перенапряжений). Напряжение во время быстрого изменения напряжения не выходит за границы нормативных значений установленных для отклонений напряжений (иначе это событие будет классифицировано не как быстрое изменение напряжения, а как провал или перенапряжение), следовательно, возникновение прямого мгновенного ущерба для технических средств (электроприемников) нарушение норм данного ПКЭ не влечет. Экономическую целесообразность управления качеством электрической энергии с целью нормализации (приведения к нормативным значениям) этого специфического ПКЭ еще предстоит осознать, но вполне очевидно стремление регулятора познавать и развивать знания о процессах происходящие на объектах электроэнергетики, что в дальнейшем может способствовать более эффективному управлению качеством электрической энергии.

Оперативно реагируя на развитие законодательства и стандартизации в анализатор качества электрической энергии «Ресурс-PQA», в измерители ПКЭ «Ресурс-ПКЭ» и «Ресурс-UF2-4.30», а также в счетчик электрической энергии «Ресурс-E4» был добавлен функционал необходимый для измерений параметров быстрых изменений напряжения (рисунок 5).

| Дата (ГГ) | ФАЗА | $\Delta U_{VC}, \text{ В}$ | $\Delta U_{max}, \text{ V}$ | $\delta U_{max}, \%$ | $\Delta U_{об}, \text{ V}$ | $\delta U_{об}, \%$ |
|-------------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------|----------------------------|---------------------|
| 2026-04-09 22:27:53.486 | ABC _{Ф→МФ} | 0.089 | - | -5.973 | - | 0.027 |
| 2026-04-09 22:27:53.486 | BC | 0.089 | -24.01 | -5.973 | 0.11 | 0.027 |
| 2026-04-09 22:27:53.486 | B | 0.089 | -11.56 | -4.952 | 0.04 | 0.016 |
| 2026-04-07 23:06:37.340 | CA | 0.060 | -21.17 | -5.098 | -0.07 | -0.017 |
| 2026-04-07 23:06:37.340 | A | 0.060 | -10.96 | -4.582 | -0.12 | -0.050 |
| 2026-04-07 16:48:41.077 | ABC _{Ф→МФ} | 0.320 | - | -4.025 | - | -1.505 |
| 2026-04-07 16:48:41.077 | B | 0.320 | -9.36 | -4.025 | -3.50 | -1.505 |
| 2026-04-07 11:59:42.721 | ABC _{Ф→МФ} | 0.130 | - | -5.103 | - | 0.425 |
| 2026-04-07 11:59:42.721 | AB | 0.130 | -20.49 | -5.103 | 1.71 | 0.425 |
| 2026-04-07 11:59:42.831 | A | 0.019 | -10.70 | -4.626 | 1.40 | 0.207 |
| 2026-04-07 04:38:09.849 | ABC _{Ф→МФ} | 0.140 | - | -6.032 | - | 0.173 |
| 2026-04-07 04:38:09.849 | CA | 0.130 | -23.87 | -5.775 | 0.61 | 0.148 |
| 2026-04-07 04:38:09.869 | BC | 0.120 | -24.80 | -6.032 | 0.71 | 0.173 |
| 2026-04-07 04:38:09.859 | AB | 0.130 | -22.79 | -5.532 | 0.62 | 0.151 |
| 2026-04-07 04:38:09.869 | C | 0.120 | -14.26 | -6.001 | 0.53 | 0.221 |
| 2026-04-07 04:38:09.869 | B | 0.120 | -13.69 | -5.751 | 0.38 | 0.158 |
| 2026-04-07 04:38:09.849 | A | 0.140 | -13.22 | -5.549 | 0.56 | 0.150 |
| 2026-04-06 10:03:57.262 | BC | 0.419 | -55.71 | -13.953 | 0.30 | 0.074 |
| 2026-04-06 10:03:57.262 | A | 0.129 | -12.57 | -5.469 | 0.24 | 0.106 |
| 2026-04-05 15:16:14.806 | CA | 0.070 | -18.51 | -4.495 | 2.31 | 0.561 |
| 2026-04-05 15:16:14.756 | C | 0.110 | -25.92 | -10.901 | 0.79 | 0.333 |

АРХИВНЫЕ ДАННЫЕ | СЛУЧАЙНЫЕ СОБЫТИЯ | БЫСТРЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Рисунок 5 – Просмотр архивных результатов измерений параметров быстрых изменений напряжения на экране анализатора «Ресурс-PQA».

Следуя технической политике, направленной на максимальную гибкость при решении измерительных задач в средствах измерений качества электрической энергии серии «Ресурс», позволяющей применять как стандартные, так и нестандартные параметры алгоритмов измерений, при измерении параметров быстрых изменений напряжения задаются следующие параметры работы приборов:

- пороговые значения начала регистрации быстрых изменений напряжения;
- значение гистерезиса для определения момента окончания быстрого изменения напряжения;
- нормативные значения.

Измеряемыми параметрами являются:

- значение быстрого изменения напряжения (абсолютное и относительное);
- максимальное значение быстрого изменения напряжения (абсолютное и относительное);
- длительность быстрого изменения напряжения.

Приборы регистрируют в специальных архивах (журналах) десятки тысяч случайных событий данного вида.

3. Расширение функциональных возможностей анализаторов качества электрической энергии в направлении испытаний технических средств в части электромагнитной совместимости

Определение общего уровня кондуктивных помех в электрических сетях при испытаниях электрической энергии является важной измерительной задачей решаемой в области электромагнитной совместимости технических средств. При этом общий уровень кондуктивных помех в электрических сетях складывается из составляющих вносимых отдельными техническими средствами, подключенными к этим сетям. Таким образом, важным звеном в управлении качеством электрической энергии является ограничение эмиссии кондуктивных помех вносимых разными типами технических средств потребителей. Исследования эмиссии искажений качества электрической энергии создаваемых теми или иными техническими средствами потребителей является близкой к контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения измерительной задачей, которая имеет, тем не менее, свои специфические особенности.

3.1. Измерение параметров колебаний напряжений создаваемых техническими средствами на соответствие требованиям стандарта [6] (для технических средств с током потребления до 16 А) и стандарта [7] (для технических средств с током потребления до 75 А).

Переключение внимания с задач, требующих измерения качества электрической энергии в электрических сетях, на испытания отдельного технического средства с целью оценки эмиссии искажений создаваемых этим техническим средством выявило необходимость измерения дополнительных параметров, в данном случае так называемых d-параметров характеризующих колебания напряжения, создаваемые техническим средством на стандартном эквиваленте электрических сетей.

Такая измерительная задача была решена в мобильном анализаторе качества электрической энергии «Ресурс-PQA». В выпускаемых в настоящее время анализаторах измеряются следующие дополнительные параметры колебаний напряжения создаваемых техническими средствами за заданное оператором время испытания:

- максимальное относительное изменение установившегося состояния напряжения d_c (в процентах относительно номинального испытательного напряжения);
- максимальное относительное изменение напряжения d_{max} (в процентах относительно номинального испытательного напряжения);

- максимальная суммарная продолжительность времени между двумя установившимися состояниями напряжения T_{\max} , когда отклонение напряжения $d(t)$ (огibaющая среднеквадратических значений напряжения за половину периода сигнала основной частоты в относительном виде – проценты от номинального испытательного напряжения) превышает норму для dc .

Гибкая настройка анализатора (позволяющая использовать как стандартные, так и произвольные значения параметров) для проведения данных испытаний предусматривает задание следующих параметров работы:

- время наблюдения – время в течение которого производятся измерения параметров колебаний напряжения создаваемых техническим средством;
- значение номинального испытательного напряжения;
- значение нормы для максимального относительного изменения установившегося состояния напряжения dc (стандартное значение – 3,3%);
- значение нормы для максимального относительного изменение напряжения (d_{\max}) (стандартное значение – 4 %);
- значение нормы для максимальной суммарной продолжительности времени между двумя установившимися состояниями напряжения T_{\max} , когда отклонение напряжения $d(t)$ превышает норму для dc (стандартное значение – 500 мс);
- допуск установившегося состояния напряжения (стандартное значение $\pm 0,2$ %);
- минимальная длительность установившегося состояния напряжения (стандартное значение - 1 с).

Измерение рассмотренных выше дополнительных параметров колебаний напряжения обеспечивает наиболее полное соответствие действующему в настоящее время стандарту на фликерметры [8], в котором наряду с дозой фликера рассматриваются и методы измерений перечисленных выше d -параметров колебаний напряжения.

Существенным дополнением и уточнением общей картины колебаний напряжений создаваемых испытываемыми техническими средствами является имеющаяся у анализатора функция регистрации графика огibaющей полупериодных среднеквадратических значений измеряемых сигналов напряжения и тока во время всего испытания (рисунок 6). Такие графики при необходимости позволяет получить дополнительную измерительную информацию при использовании осциллографических методов измерений (рисунок 6).

3.2. Продолжением направления связанного с метрологическим обеспечением испытаний технических средств на соответствие требованиям электромагнитной совместимости в анализаторе качества электрической энергии «Ресурс-РQA» явилась реализация требований стандартов [9] и

[10] предъявляемых к средствам измерений эмиссии гармонических составляющих тока, создаваемых техническими средствами с током потребления не более 16 А и 75 А соответственно.

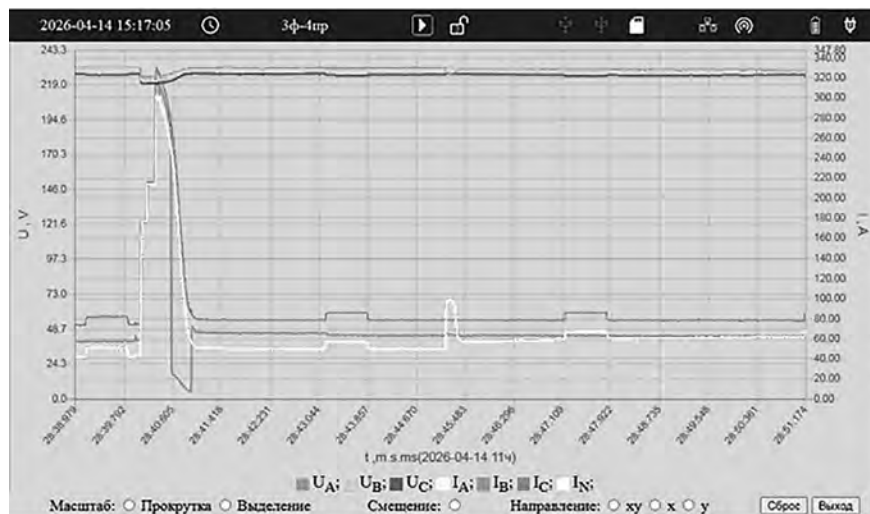


Рисунок 6 – Огибающие полупериодных среднеквадратических значений сигналов напряжений и токов

Реализация требований указанных стандартов опирается на выполнение измерений гармонических составляющих токов с учетом требований к группированию и дополнительному сглаживанию спектральных составляющих в соответствии со стандартом [11]. Необходимое сглаживание спектральных составляющих обеспечивается применением цифрового фильтра эквивалентного рекурсивному фильтру первого порядка с постоянной времени равной 1,5 с. Входные и выходные значения данного фильтра появляются и рассчитываются с дискретностью по времени равной стандартной длительности основного измерительного окна применяемого в измерителях качества электрической энергии – 10Т (0,2 с при частоте 50 Гц).

Для проверки соответствия нормам эмиссии используются среднеарифметические значения гармонических составляющих тока за весь интервал испытаний (сравнивается непосредственно с нормами, установленными в стандартах) и наибольшее значение гармонической составляющей тока (сравнивается со значением превышающим норму в 1,5 или 2 раза). Кроме эмиссии отдельных гармонических составляющих токов в некоторых случаях нормы устанавливаются также на суммарный коэффициент гармоник тока и на коэффициент частично взвешенного

гармонического тока (PWHC) учитывающий эмиссию гармонических составляющих тока высокого порядка:

$$K_{\text{PWHC}} = (\text{PWHC} / I_{\text{ном}}) \cdot 100 \%,$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение тока потребления технического средства;

$$\text{PWHC} = \sqrt{\sum_{n=14}^{40} (n \times I_{(n)}^2)},$$

где n – номер гармонической составляющей тока (n изменяется от 14 до 40);
 $I_{(n)}$ – сглаженное среднеквадратическое значение n -ой гармонической составляющей тока.

Нормативные значения гармонических составляющих устанавливаются в зависимости от дифференциации испытываемых технических средств на классы (А, В, С, D в стандарте [9]) и виды оборудования (трехфазное симметричное и несимметричное оборудование в стандарте [10]). Кроме этого на нормативные значения в некоторых классах оборудования влияют значения активной мощности потребления, а на нормативные значения у разных видов оборудования влияют токи короткого замыкания.

Дополнительным инструментом при проведении данных испытаний технических средств может стать имеющий в приборе функционал, обеспечивающий измерения углов фазовых сдвигов между спектральными составляющими измеряемых сигналов и регистрацию мгновенных значений измеряемых сигналов тока и напряжения за весь интервал испытаний.

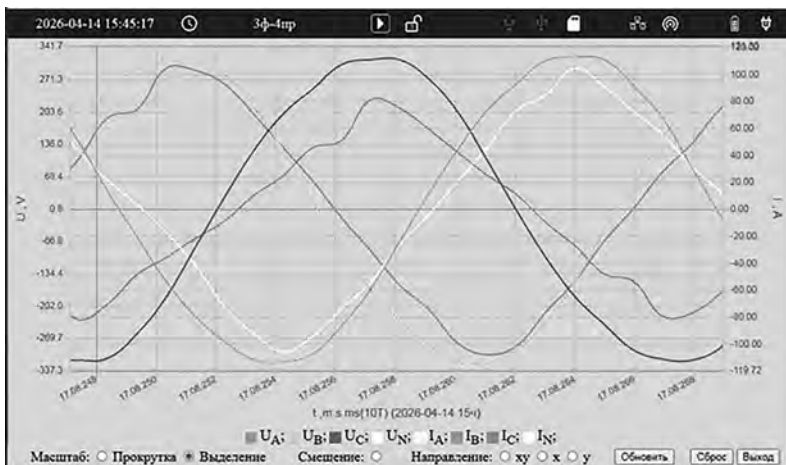


Рисунок 7 – График мгновенных значений измеряемых сигналов

4 Прикладное программное обеспечение для нового функционала приборов серии «Ресурс»

В настоящее время для реализации, проводимой регуляторами технической политики импортозамещения, перед разработчиками прикладного программного обеспечения средств измерений стоит актуальная задача перехода на работу с отечественными операционными системами.

Разработанное на нашем предприятии ПО «Ресурс-Астра» является мультиплатформенным программным обеспечением, которое работает как под управлением операционных систем семейства Windows, так и под управлением любых отечественных операционных систем созданных на базе Linux. Данное многофункциональное программное обеспечение работает с несколькими типами приборов серии «Ресурс» и выполняет несколько задач включая конфигурирование приборов (задания параметров работы), получение и обработка архивной информации, отображение оперативных (текущих) результатов измерений. Данная программа заменяет весь существующий комплект (парк) прикладных программ работающих только под управлением операционной системы Windows и созданных отдельно для каждого типа средств измерений серии «Ресурс» и отдельно для каждой их функции.

Новый функционал приборов «Ресурс-UF2-4.30», «Ресурс-Е4», «Ресурс-ПКЭ», описанный в данной статье, поддерживается в ПО «Ресурс-Астра». В дальнейшем развитие средств измерений серии «Ресурс» будут поддерживаться именно в этом прикладном программном обеспечении.

Предлагаемая в настоящее время лицензия на данную программу предлагает возможность работы с приборами без ограничения времени использования программы и количества рабочих мест (компьютеров) на которые это программное обеспечение может быть установлено. При этом обеспечивается расширенная поддержка пользователей, предполагающая бессрочное предоставление новых версий данного программного обеспечения. Ограничения использования данной программы реализованы с помощью программных ключей доступа к конкретным приборам пользователя, для которых эти программные ключи приобретены.

Заключение

Установление в стандарте РФ [2] нормативных значений для ПКЭ характеризующих несинусоидальность и несимметрию токов, а также развитие методов их измерений в стандарте на методы измерений ПКЭ [3], создает предпосылки для качественного развития контроля качества

электрической энергии и существенного повышения эффективности управления качеством электрической энергии за счет вовлечения в этот процесс всех участников рынка электрической энергии включая субъекты электроэнергетики и потребителей электрической энергии. Для наиболее полного использования появившихся возможностей в средствах измерений качества электрической энергии появился необходимый дополнительный функционал обеспечивающий задание нормативных значений и определение статистических характеристик ПКЭ являющихся параметрами тока, а также обеспечивающий их архивирование и наглядное представление пользователям.

Появление приказа Минэнерго РФ [1], не зависимо от его дальнейшей влияния на развитие контроля качества электрической энергии, показало стремление регулятора к расширению области своего влияния на вопросы контроля качества электрической энергии. Возникновение этой ситуация стимулирует развитие средств измерений ПКЭ в сторону дальнейшего продолжения их усложнения и обладания максимальными функциональными возможностями и, наоборот, запросы экономики на упрощённые бюджетные технические решения, предназначенные для решения узкого ограниченного спектра измерительных задач в области качества электрической энергии, будут подвергаться более критическому осмыслению.

Новым направлением развития функциональности мобильных анализаторов качества электрической энергии является комплекс измерительных задач связанных с испытаниями электромагнитной совместимости технических средств. В качестве первых шагов в этом направлении явилось внедрение функции измерений параметров колебаний напряжений создаваемых техническими средствами, а также функций измерений эмиссии гармонических составляющих токов.

Литература

1. Приказ Минэнерго РФ №690 от 28.08.2023 г «Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии»

2. ГОСТ Р 72176-2025 Электромагнитная совместимость. Нормы гармонических составляющих и составляющих обратной последовательности тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения.

3. ГОСТ ИЕС 61000-4-30-2017 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии

4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

5. ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.

6. ГОСТ ИЕС 61000-3-3-2015 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в общественных низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током не более 16 А (в одной фазе), подключаемого к сети электропитания без особых условий

7. ГОСТ ИЕС 61000-3-11-2022 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-11. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в общественных низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током не более 75 А при соблюдении особых условий подключения.

8. ГОСТ ИЕС 61000-4-15-2014 Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования.

9. ГОСТ ИЕС 61000-3-2-2021 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с выходным током не более 16 А на фазу).

10. ГОСТ ИЕС 61000-3-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-12. Нормы. Нормы гармонических составляющих тока, создаваемых оборудованием, подключаемым к общественным низковольтным системам, с входным током более 16 А, но не более 75 А в одной фазе.

11. ГОСТ 30804-4-7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

Сведения об авторах

Ильяшенко Евгений Викторович, главный инженер

ООО «НПП «Энергоприбор» (г. Пенза)

Тел.: (8412) 55-31-29, +7(967)4439681

E-mail: metrolog@entp.ru

Колюшко Юрий Владимирович, директор

ООО «Энерготехника» (г. Пенза)

Тел.: 56-42-76

E-mail: info@entp.ru

Метод детектирования метрологических отказов измерительных каналов в автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого учета

А.С. Бакланова, В.С. Крылов, В.Р. Пуздрин, Е.А. Романова

Аннотация. В статье рассматривается вопрос детектирования метрологических отказов измерительных каналов в АИИС КУЭ на основе коэффициента корреляции фактического и допускаемого небаланса. В основе метода используется анализ балансовых соотношений применительно к электроэнергетическим системам закрытого типа. В качестве такой закрытой электроэнергетической системы в статье применяется математическое моделирование на одной системе шин подстанции 110 кВ полностью обеспеченной учетом электроэнергии с помощью измерительных каналов АИИС КУЭ. Используется балансовое соотношение в качестве интегрального контроля и определения критерия детектирования метрологического отказа. Предлагаемый метод применяется для повышения достоверности результатов измерений электроэнергии с применением автоматизированных систем коммерческого учета.

Ключевые слова:

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

Баланс электроэнергии;

ИПУ - измерительный комплекс учета;

ИПУЭ - интеллектуальный прибор учета электроэнергии;

Метрологический отказ.

Введение

Главная задача автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) это непрерывный и достоверный учет электрической энергии по всем точкам поставки между потребителем и сетевой организацией. Для обеспечения достоверности коммерческого учета в измерительных каналах АИИС КУЭ все измерительные компоненты не должны иметь метрологических отказов. Принцип обнаружения метрологических отказов в текущих реалиях сейчас сводится исключительно к проведению периодической поверки как измерительных компонентов канала –

трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, приборов учета, так и к поверке всей АИИСКУЭ в целом. При этом в период межповерочного интервала от поверки до поверки каждого измерительного компонента его метрологическая исправность не контролируется вовсе [1]. Более того, наступление события поверки для каждого измерительного компонента во всей АИИС КУЭ никак не синхронизированы [2]. Возможен, например, случай, что в многоканальной системе срок поверки у какого-либо компонента или уже истек, или скоро истекает. Таким образом, чем быстрее возможно установить возникший метрологический отказ, тем достовернее ведется учет электрической энергии и отсутствует возможность появления существенных экономических потерь.

Проведение процедуры поверки приводит к нарушению непрерывности процесса энергоснабжения. Известен также способ проведения поверки интеллектуальных приборов учета электроэнергии (ИПУЭ) непосредственно на месте эксплуатации, однако, этот метод также нарушает непрерывность процесса энергоснабжения, хотя менее затратен т.к. не требуется вывод ИПУЭ из эксплуатации. При реализации данного метода возникают проблемы с отнесением расхода электроэнергии, затраченной на процедуру поверки. Также, в настоящее время, существуют новый способ встроенного контроля метрологических характеристик ИПУЭ [3]. Недостаток реализации этого способа заключается в том, что ИПУЭ, в котором реализован данный способ более сложен конструктивно и имеет более высокую стоимость. К достоинствам данного способа следует отнести возможность непрерывного контроля метрологических характеристик ИПУЭ. Рассматриваемый метод позволяет оперативно выявлять метрологические отказы, а также обеспечить возможность замещения недостоверной информации отказавшего измерительного канала АИИС КУЭ [4, 5] посредством использования совокупности измерений, входящих в балансовое уравнение.

Материалы и методы

В статье рассматривается возможность применения метода детектирования метрологического отказа на непрерывной, постоянной основе, при применении понятий и методов статистических оценок результатов измерений электроэнергии в закрытой электроэнергетической системе. Под закрытой электроэнергетической системой в статье понимается система шин подстанции, на которой имеется один центр питания («Ввод» работающий на прием активной электрической энергии) и несколько точек присоединения питающих сторонних потребителей («Отходящие фидера»), по которым осуществляется отдача активной электрической

энергии). Потери электроэнергии, возникающие в шинах подстанции, принимаются на данном этапе исследования пренебрежимо малыми, и не учитывались в математическом моделировании.

Предлагаемый к рассмотрению метод обнаружения метрологического отказа измерительного канала основан на использовании интегрального контроля достоверности измерительной информации, а именно определения стохастических характеристик невязки балансовых уравнений с точностью результатов измерений по каждому измерительному каналу.

Результаты измерений, полученные по измерительным каналам, это приращения электроэнергии или средней электрической мощности на интервале 30 минут, являются случайными величинами, а их значения представляют собой реализации случайных процессов. Балансовые уравнения оперируют со случайными величинами (процессами), которыми являются все учетные показатели [6]. В частности, в качестве реализации случайного процесса рассматривается профиль потребляемой мощности, под которой понимается кривая зависимости потребленной электрической мощности, усредненной за 30 минутные интервалы времени, профиль мощности формируется по каждому каналу АИИС КУЭ [7].

Для анализа упомянутых профилей используется аппарат измерения характеристик стохастической взаимосвязи. Обязательным условием применимости этого аппарата является линейность стохастической взаимосвязи, которая следует из линейности балансовых уравнений.

Интегральным критерием достоверности информации в АИИС КУЭ является энергетический баланс, который характеризует правильность измерений учетных показателей.

$$НБ_{\phi} \leq НБ_{д} \quad (1)$$

где:

$НБ_{\phi}$ – значение фактического небаланса, кВт;

$НБ_{д}$ – допускаемый небаланс, кВт.

Значение фактического небаланса определяется соотношением (2).

$$НБ_{\phi} = \sum_{i=1}^k W_{Иi} - \sum_{i=1}^m W_{Оi} \quad (2)$$

где:

$W_{Иi}$ – энергия измеренная i -м каналом АИИС КУЭ принятая по «Вводу» за контролируемый период, кВт;

$W_{Оi}$ – энергия измеренная i -м каналом АИИС КУЭ отданная по «Отходящему фидеру» за контролируемый период, кВт;

k – количество измерительных каналов АИИС КУЭ измеряющих электроэнергию по «вводам»;

m – количество измерительных каналов АИИС КУЭ измеряющих электроэнергию по «отходящим фидерам».

Значение допустимого небаланса определяется соотношением:

$$НБ_{доп} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{Pi}^2 d_{Pi}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{Oi}^2 d_{Oi}^2} \cdot \frac{\sum_{i=1}^k W_{Pi} + \sum_{i=1}^m W_{Oi}}{100\%} \quad (3)$$

где:

δ_{Pi} – относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ на прием электроэнергии по «вводам» на систему шин за контролируемый период времени, кВт;

δ_{Oi} – относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ на отдачу электроэнергии по «отходящим фидерам» с системы шин за контролируемый период времени, кВт;

d_{Pi} – относительная доля электрической энергии, измеренная в направлении прием i -ым измерительным каналом АИИС КУЭ, относительно всей электрической энергии;

d_{Oi} – относительная доля электрической энергии, измеренная в направлении отдача i -ым измерительным каналом АИИС КУЭ, относительно всей электрической энергии.

Доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ для каждого канала АИИС КУЭ рассчитывается из метрологических характеристик измерительных компонентов по формуле 4 [8].

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{\Delta}^2 + \delta_{Co}^2 + \sum_{i=1}^N \delta_{Coi}^2 + \delta_{ИВК}^2} \quad (4)$$

где:

δ_I – амплитудная погрешность трансформатора тока (ТТ) [9], %;

δ_U – амплитудная погрешность трансформатора напряжения (ТН) [10], %;

δ_{Θ} – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТН Θ_U и ТТ Θ_P , %;

δ_{Δ} – погрешность, возникающая из-за потерь напряжения в линии присоединения ТН к счётчику, %;

δ_{Co} – основная погрешность счетчика, %;

δ_{Coi} – дополнительная i -ая погрешность счетчика, %;

$\delta_{ИВК}$ – погрешность измерительно-вычислительного комплекса, %.

В таблице 1 приведены примеры расчетов метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ для наиболее часто встречающихся классов точности компонентов. Расчеты выполнены с помощью зарегистрированного программного обеспечения [11].

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

| № п/п | Класс точно- сти | cos φ | $I_2 \leq I_{изм} < I_5$ | | $I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$ | | $I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$ | | $I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ | |
|----------|--|-------|--------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|---------------------------------|----------------------|-------------------------------------|----------------------|
| | | | $\delta_{W^A}^A, \%$ | $\delta_{W^P}^P, \%$ | $\delta_{W^A}^A, \%$ | $\delta_{W^P}^P, \%$ | $\delta_{W^A}^A, \%$ | $\delta_{W^P}^P, \%$ | $\delta_{W^A}^A, \%$ | $\delta_{W^P}^P, \%$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1. | Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5 | 0,50 | ±1,9 | ±2,0 | ±1,4 | ±1,9 | ±1,1 | ±1,6 | ±1,1 | ±1,6 |
| | | 0,80 | ±1,3 | ±2,3 | ±1,0 | ±2,0 | ±0,8 | ±1,7 | ±0,8 | ±1,7 |
| | | 0,87 | ±1,2 | ±2,5 | ±1,0 | ±2,1 | ±0,8 | ±1,7 | ±0,8 | ±1,7 |
| | | 1,00 | ±1,1 | - | ±0,6 | - | ±0,6 | - | ±0,6 | - |
| 2. | Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5 | 0,50 | - | - | ±2,1 | ±2,0 | ±1,3 | ±1,6 | ±1,1 | ±1,6 |
| | | 0,80 | - | - | ±1,4 | ±2,4 | ±0,9 | ±1,8 | ±0,8 | ±1,7 |
| | | 0,87 | - | - | ±1,3 | ±2,6 | ±0,9 | ±1,9 | ±0,8 | ±1,7 |
| | | 1,00 | - | - | ±1,0 | - | ±0,6 | - | ±0,6 | - |
| 3. | Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5 | 0,50 | ±4,7 | ±2,7 | ±2,8 | ±2,1 | ±2,0 | ±1,7 | ±2,0 | ±1,7 |
| | | 0,80 | ±2,5 | ±4,1 | ±1,6 | ±2,8 | ±1,2 | ±2,1 | ±1,2 | ±2,1 |
| | | 0,87 | ±2,2 | ±4,9 | ±1,5 | ±3,2 | ±1,1 | ±2,4 | ±1,1 | ±2,4 |
| | | 1,00 | ±1,6 | - | ±1,0 | - | ±0,8 | - | ±0,8 | - |
| 4. | Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,2S/0,5 | 0,50 | - | - | ±5,3 | ±2,9 | ±2,8 | ±2,0 | ±2,0 | ±1,7 |
| | | 0,80 | - | - | ±2,9 | ±4,6 | ±1,6 | ±2,6 | ±1,2 | ±2,1 |
| | | 0,87 | - | - | ±2,5 | ±5,5 | ±1,4 | ±3,1 | ±1,1 | ±2,4 |
| | | 1,00 | - | - | ±1,7 | - | ±1,0 | - | ±0,8 | - |
| 5. | Кл. ТТ 0,2S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0 | 0,50 | ±2,5 | ±3,2 | ±2,1 | ±3,2 | ±1,7 | ±2,9 | ±1,7 | ±2,9 |
| | | 0,80 | ±2,0 | ±3,4 | ±1,9 | ±3,3 | ±1,6 | ±3,0 | ±1,6 | ±3,0 |
| | | 0,87 | ±2,0 | ±3,5 | ±1,9 | ±3,3 | ±1,6 | ±3,0 | ±1,6 | ±3,0 |
| | | 1,00 | ±1,9 | - | ±1,1 | - | ±1,1 | - | ±1,1 | - |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|----|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 6. | Кл. ТТ 0,2; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0 | 0,50 | - | - | ±2,6 | ±3,3 | ±1,9 | ±2,9 | ±1,7 | ±2,9 |
| | | 0,80 | - | - | ±2,1 | ±3,5 | ±1,7 | ±3,0 | ±1,6 | ±3,0 |
| | | 0,87 | - | - | ±2,0 | ±3,7 | ±1,6 | ±3,1 | ±1,6 | ±3,0 |
| | | 1,00 | - | - | ±1,3 | - | ±1,1 | - | ±1,1 | - |
| 7. | Кл. ТТ 0,5S; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0 | 0,50 | ±4,9 | ±3,7 | ±3,2 | ±3,4 | ±2,4 | ±3,0 | ±2,4 | ±3,0 |
| | | 0,80 | ±3,0 | ±4,8 | ±2,3 | ±3,8 | ±1,8 | ±3,2 | ±1,8 | ±3,2 |
| | | 0,87 | ±2,7 | ±5,5 | ±2,1 | ±4,1 | ±1,7 | ±3,4 | ±1,7 | ±3,4 |
| | | 1,00 | ±2,3 | - | ±1,3 | - | ±1,2 | - | ±1,2 | - |
| 8. | Кл. ТТ 0,5; Кл. ТН 0,2; Кл. сч. 0,5S/1,0 | 0,50 | - | - | ±5,6 | ±3,9 | ±3,1 | ±3,1 | ±2,4 | ±3,0 |
| | | 0,80 | - | - | ±3,3 | ±5,2 | ±2,1 | ±3,6 | ±1,8 | ±3,2 |
| | | 0,87 | - | - | ±3,0 | ±6,1 | ±2,0 | ±3,9 | ±1,7 | ±3,4 |
| | | 1,00 | - | - | ±2,0 | - | ±1,3 | - | ±1,2 | - |

Примечание:

Кл. – класс точности, сч. – счётчик электрической энергии;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика прямого включения;

$I_{\text{изм}}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

При фиксации нарушения неравенства (1) реализуется критерий обнаружения метрологического отказа. В качестве критерия обнаружения используется коэффициент корреляции между профилем мощности, зафиксированным одним измерительным каналом, из числа установленных на отходящих фидерах системы шин. Вычисления производятся последовательно для всех измерительных каналов, установленных на фидерах системы шин, и профиля мощности, полученного в соответствии с соотношением (2).

Величина коэффициента корреляции определяется соотношением:

$$r(\text{НБф}, W(i)) = \frac{\frac{i}{n} \sum_{i=1}^n (\text{НБф} - \text{МНБф}) \cdot (W(i) - \text{MW}(i))}{\sigma_{\text{НБф}} \cdot \sigma W(i)} \quad (5)$$

где:

n - количество 30 – минутных отрезков времени за интервал корреляции равный, как правило, календарной неделе;

МНБф , $\text{MW}(i)$ – математические ожидания фактического небаланса и профиля мощности i -ого ИПУЭ, соответственно;

$\sigma_{\text{НБф}}$, $\sigma W(i)$ – среднеквадратические отклонения фактического небаланса и профиля мощности i -го ИПУЭ.

Максимальное значение коэффициента корреляции будет указывать на тот ИПУЭ, в котором произошел метрологический отказ. В соответствии с принятыми градациями тесноты стохастической связи его значение лежит в диапазоне 0,4 - 0,9.

Предложенный критерий реализуется непрерывно и не требует перерывов в процессе энергоснабжения.

При обнаружении отказа ИПУЭ может быть использована замещающая информация, полученная из соотношения (2).

Для проверки предложенной методики выявления метрологических отказов был проведен вычислительный эксперимент. За основу эксперимента были взяты реальные данных с 17-и ИПУЭ на интервале 7 дней. Исходные показания ИПУЭ на 30-минутных отрезках представлены в виде графиков на рисунке 1.

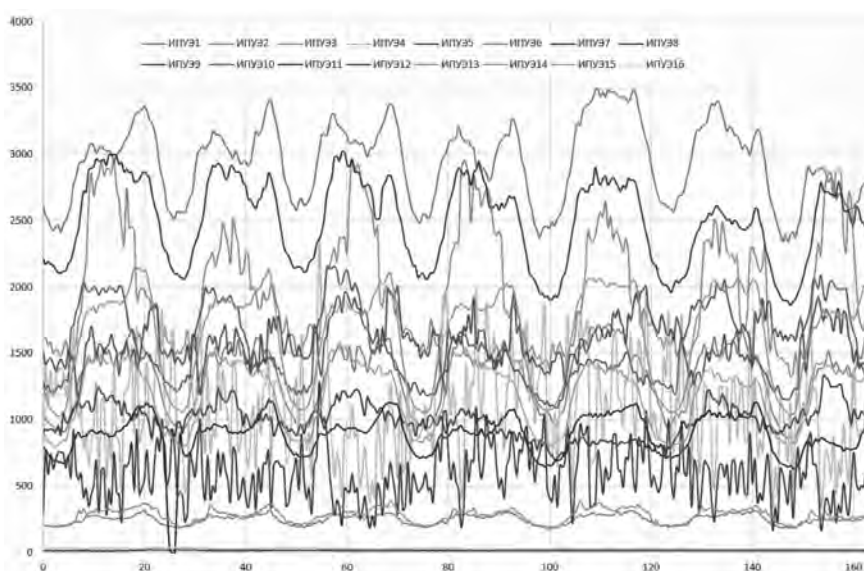


Рис. 1. Графики измеренных ИПУЭ приращений активной электроэнергии отдаваемой по «отходящим фидерам»

Исходный небаланс на недельном интервале составлял $0,087\%$ при среднеквадратичном отклонении $0,063\%$ и не выходил за допустимые значения.

В ходе эксперимента поочередно занижались показания одного ИПУЭ на $1, 5, 10, 25$ и 50% , после чего вычислялся коэффициент корреляции. Полученные данные, а также исходные значения средней мощности и среднеквадратичного отклонения для каждого из ИПУЭ приведены в таблице 2.

Столбец с ошибкой ИПУЭ 0% представляет коэффициенты корреляции исходного профиля i -го ИПУЭ с временной зависимостью небаланса. В столбцах с ненулевым процентом ошибки представлен коэффициент корреляции, полученный в результате вычислительного эксперимента для i -го ИПУЭ с разной ошибкой относительно исходных показаний. Как видно из таблицы 2, коэффициент корреляции растет быстрее для профилей, имеющих значительную среднюю мощность и её среднеквадратичное отклонение.

Таблица 2. Исходные данные ИПУЭ и результаты расчетов

| № ИПУЭ | Mw, кВт | σ_w , кВт | Коэффициент корреляции от ошибки ИПУЭ | | | | | |
|--------|---------|------------------|---------------------------------------|--------|-------|--------|--------|--------|
| | | | 0% | 1% | 5% | 10% | 25% | 50% |
| 1 | 2944,2 | 295,3 | 0,055 | 0,044 | 0,004 | -0,016 | -0,032 | -0,037 |
| 2 | 1330,7 | 234,5 | 0,027 | 0,149 | 0,515 | 0,703 | 0,815 | 0,836 |
| 3 | 1999,4 | 444 | -0,015 | 0,283 | 0,775 | 0,857 | 0,883 | 0,886 |
| 4 | 1094,5 | 358,4 | 0,059 | 0,434 | 0,859 | 0,91 | 0,925 | 0,927 |
| 5 | 1602,5 | 168,3 | 0,011 | 0,137 | 0,392 | 0,452 | 0,473 | 0,476 |
| 6 | 251,6 | 35,3 | 0,011 | 0,023 | 0,07 | 0,128 | 0,275 | 0,421 |
| 7 | 2499,3 | 313,3 | -0,016 | 0,033 | 0,193 | 0,281 | 0,331 | 0,339 |
| 8 | 992,3 | 123,9 | -0,101 | -0,019 | 0,256 | 0,404 | 0,491 | 0,508 |
| 9 | 15,1 | 1,7 | 0,004 | 0,007 | 0,018 | 0,033 | 0,075 | 0,144 |
| 10 | 1540,7 | 286,8 | -0,021 | 0,174 | 0,614 | 0,731 | 0,775 | 0,782 |
| 11 | 888,3 | 158,2 | 0,034 | 0,145 | 0,473 | 0,643 | 0,743 | 0,762 |
| 12 | 585,1 | 200,8 | 0,058 | 0,287 | 0,757 | 0,878 | 0,925 | 0,931 |
| 13 | 283,1 | 50,6 | 0,008 | 0,036 | 0,149 | 0,279 | 0,547 | 0,717 |
| 14 | 1652,6 | 351,7 | -0,007 | 0,223 | 0,738 | 0,874 | 0,926 | 0,933 |
| 15 | 1189,4 | 237,6 | -0,016 | 0,125 | 0,565 | 0,785 | 0,902 | 0,921 |
| 16 | 30,1 | 2,1 | 0,007 | 0,012 | 0,029 | 0,051 | 0,115 | 0,215 |

Заключение

Предложенный метод позволяет диагностировать возникновение метрологических отказов ИПУЭ (или обнаружение несанкционированных вмешательств в их работу), объединенных в составе АИИС КУЭ в масштабе замкнутой энергосистемы (например, подстанции).

При этом не требуется использование каких-либо дополнительных устройств, так как метод основан на статистическом анализе результатов системных измерений, в частности невязки балансовых уравнений, обусловленной метрологическим отказом компонента АИИС КУЭ.

При обнаружении отказов ИПУЭ предложено использование замещающей информации, получаемой на основе балансовых соотношений.

Экспериментальная проверка предложенного метода проводилась на ряде подстанций оборудованных системами АИИС КУЭ, в ходе которых была подтверждена эффективность метода обнаружения метрологических отказов.

Финансирование. Исследование не имело финансовой поддержки.

Вклад автора. А.С. Бакланова – Сбор и анализ данных для опробования модели. В.С. Крылов - Подготовка рукописи статьи.

В.Р. Пуздрин – разработка математической модели. Е.А. Романова – опробование метода на численной модели.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Литература

1. Данилов, А. А. О назначении интервалов между поверками АИИС КУЭ / А. А. Данилов // Законодательная и прикладная метрология. – 2011. – № 5. – С. 41-42.

2. Шейнин, Э. М. О метрологии больших систем учета энергоресурсов / Э. М. Шейнин // Измерительная техника. – 2012. – № 12. – С. 55-58.

3. Пуздрин В.Р., Порватов С.П., Крылов В.С., Гублер Г.Б. Применение метрологического самоконтроля в интеллектуальных приборах учета электроэнергии // Главный метролог. – 2024. – № 1 (136). – С. 20-24. – УДК: 006.9

4. Гузий В. В., Засыпкин С. А. Оценка влияния замены действительного графика нагрузки средним значением на точность расчёта потерь электроэнергии с использованием данных АИИС КУЭ // Энергоэксперт. – 2018. – № 1 (65). – С. 30-33.

5. Копылов С. И., Пермяков Г. А. Алгоритм обнаружения источника коммерческих потерь электроэнергии на основе данных АИИС КУЭ // Техника и оборудование для села. – 2015. – № 8. – С. 42-44. – УДК 621.303.658.5.

6. Кондаков, В. Ю., Крылов, В. С., Шейнин, Э. М. (2016). Повышение достоверности метрологического контроля многоканальных измерительных систем. Метрология, 3, 18-22.

7. Кондаков В. Ю., Крылов В. С. Методы расчёта погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – Т. 5, № 2. – С. 215-219. – УДК 528.71:528.8. – ISSN 2618-981X.

8. МИ 2808 -03 Рекомендация. ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небаланса на оптовом рынке электрической энергии.

9. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. 2015.

10. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. 2015.

11. Крылов В. С. Расчёт погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2022611897.

Сведения об авторах

Бакланова Анна Сергеевна

ООО «СибЭталонРесурс», г. Новосибирск

E-mail: belih2011@yandex.ru

Владимир Сергеевич Крылов

Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск

E-mail: krulov@sniim.ru

Валерий Радомирович Пуздрин

АО «РиМ», г. Новосибирск

E-mail: puzdrin@zao-rim.ru

Елена Алексеевна Романова

Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск

E-mail: re@sniim.ru

Комбинированные измерительные трансформаторы с цифровым выходом в сетях 6–35 кВ: метрологические задачи и способы их решения

Р.С. Плакидин, Д.Н. Ульянов, А.В. Мокеев

Ключевые слова

Комбинированный трансформатор, погрешность фазового сдвига, погрешность разницы углов, маломощный трансформатор, КРУЭ, встраиваемые трансформаторы

Введение

На современном этапе развития энергетики цифровые технологии внедряются повсеместно, позволяя создавать полноценные системы автоматизации. Это касается как первичных измерительных преобразователей (измерительных трансформаторов), так и устройств автоматики (счетчики, терминалы РЗА). Параллельно прослеживается устойчивое стремление к компактности решений и уменьшению массогабаритных размеров распределительных устройств и их компонентов.

Вместе с тем, цифровая трансформация и ужесточение требований к компактности не снимают, а усложняют измерительные задачи. Возникают новые метрологические проблемы, которые необходимо последовательно решать на всех этапах жизненного цикла оборудования - от конструирования и схемотехники до калибровки и поверки в условиях ограниченного пространства.

Тенденции развития измерений в распределительной сети

В сетях 6–35 кВ необходимость радикально уменьшить габариты распределительных устройств возникла из практических задач: реконструкция и уплотнение существующих подстанций без расширения строительной части; размещение оборудования в стеснённой городской застройке или в мобильных модулях; снижение веса и упрощение транспортировки; экономия дорогой площади в промышленных узлах.

Традиционные воздушные промежутки на напряжение 6–35 кВ требовали соблюдения больших изоляционных расстояний, что принципиально ограничивало возможности уменьшения габаритов. Решением

стал переход к изоляционным средам с более высокой электрической прочностью, чем воздух, способные при том же классе напряжения сократить промежутки в несколько раз. Эта задача привела к появлению и массовому внедрению: элегазовых ячеек (КРУЭ) - газ под давлением обладает значительно лучшими изоляционными свойствами; твердой экранированной изоляции (SISS) - диэлектрический компаунд с заземлённым экраном позволяет покрывает токоведущие части сплошным слоем, исключив воздушные зазоры.

В итоге объем ячейки с твердой изоляцией в 3–5 раз меньше, чем у традиционной с воздушной изоляцией. Ширина ячейки снизилась с 1000 до 375 мм. Кроме уменьшения размеров, такая конструкция повышает безопасность, исключая прикосновение к высоковольтным элементам, и продлевает срок службы, снижая затраты на обслуживание, приближая его к концепции необслуживаемого устройства.

С появлением этих технологий изоляции ограничителем габаритов стали уже не изоляционные промежутки, а размеры измерительных трансформаторов. Традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, десятилетиями сохранявшие внушительные габариты, в такие ячейки физически не помещались. В стремлении к дальнейшему уменьшению габаритов ячеек, измерительные трансформаторы стали просто исключать из состава ячейки. Компактный шкаф оставался без части приборов учёта и защит. Этот разрыв между желаемым габаритом и необходимым функционалом стал стимулом для появления малогабаритных датчиков и трансформаторов.

Новые комбинированные измерительные трансформаторы с цифровым выходом, например ЕСІТ-1 (ФІФ №94207-24), не только экономят место в ячейке, но и предоставляют данные в цифровом формате по протоколу МЭК 61850-9-2 для целей защиты, автоматики и коммерческого учета.

Дальнейшая тенденция к уменьшению привела к тому, что такие трансформаторы стали размещать непосредственно на месте проходного изолятора — в перегородке между воздушным и элегазовым отсеками КРУЭ. Объединяя в себе функции трансформатора тока, трансформатора напряжения и встроенную микропроцессорную обработку, устройство способно обрабатывать первичные сигналы и вычислять все вторичные параметры. По сути, комбинированный измерительный трансформатор становится самостоятельным многофункциональным устройством, решающим задачи учёта, телемеханики и РЗА.

Применение комбинированных трансформаторов для измерений и учета

Измерительный канал в автоматизированная система управления (включая системы телемеханики, коммерческого учета, контроля качества электрической энергии) состоит из первичных измерительных преобразователей (измерительных трансформаторов), так и устройств автоматики (счетчики, интеллектуальные устройства). В зависимости от комбинации классов точности этих устройств, угла сдвига фаз между током и напряжением, загрузки присоединения отличается вклад в итоговую погрешность каждого из компонентов измерительной системы. Самый большой вклад [1] будет иметь погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика (обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН). Для существенного уменьшения погрешности измерительного необходимо снижать компонент относительной погрешности трансформаторной схемы подключения [2], обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов.

Один из способов снизить суммарную погрешность измерительного канала – использовать комбинированные измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Когда ТН и ТТ совмещены в одном устройстве, то есть возможность спроектировать компоненты так, чтобы угловые погрешности имели один знак и величину, снижая погрешность угла между током и напряжением. Нормирование в описании типа именно погрешности угла сдвига фаз даёт возможность непосредственно использовать её при расчёте полной погрешности измерительного канала мощности.

Другой способ снижения суммарной погрешности измерительного канала – реализация вычислительных функций, например расчёта энергии, непосредственно в самом комбинированном трансформаторе.

В любом случае, при исследованиях характеристик и испытании на утверждение типа потребуется одновременно подать ток и напряжение на комбинированный трансформатор. Поскольку конструкция данных трансформаторов не предусматривает возможности отдельного подключения первичных цепей тока и напряжения, и имеет общий токопровод (первичный высоковольтный ввод), к которому в условиях эксплуатации подключается высоковольтная линия.

В настоящий момент широко применяются генераторы тока, которые позволяют подать от 0 до 6000 А, и генераторы напряжения, которые позволяют подавать от 0 до 35000 В, с обеспечением необходимой точности. При этом типичная полная мощность таких генераторов не превышает 2 кВт. Однако, задача подать одновременно хотя бы 500 А и

2000 В не имеет простого решения, поскольку полная мощность такого генератора сигнала будет более 1 МВт.

Для решения данной измерительной задачи на этапе проектирования устройства необходимо предусмотреть соответствующую конструкцию испытуемого изделия для возможности подключения как совместное, так и отдельное подключение первичных цепей. Например, конструкцией комбинированного измерительного трансформатора ЕСИТ-1 предусмотрено сквозное отверстие в первичном токопроводе (рисунок 1б), через которое в процессе испытаний пропускают изолированный провод от генератора тока, подключают провод от генератора напряжения к первичному токопроводу, выполняют одновременную подачу сигналов тока и напряжения с независимых генераторов. Это позволяет проводить проверку характеристик одновременно по каналу тока и каналу напряжения, оценивать взаимное влияние токов и напряжений, вычислять погрешность фазового сдвига между током и напряжением, погрешность мощности и энергии вычисляемых комбинированным трансформатором. Предлагаемое техническое решение защищено патентом [3].

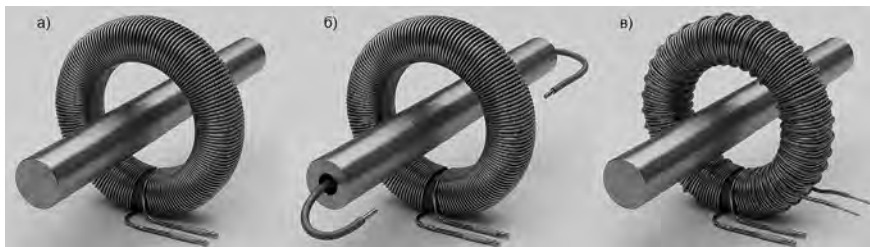


Рисунок 1 – Конструктивная схема трансформатора тока: а) первичный токопровод и вторичная обмотки трансформатора; б) с отверстием в первичном токопроводе; в) с испытательной дополнительной первичной обмоткой

Данный способ позволяет подать комбинированный сигнал тока от двух генераторов силы тока. Для этого сигнал от первого генератора подают на изолированный провод пропущенный через отверстие в первичном токопроводе, а сигнал от второго генератора тока подают непосредственно на первичный токопровод комбинированного трансформатора. Что позволяет в частном случае имитировать сигнал силы тока в переходном процессе состоящий из периодического сигнала с первого генератора и аperiodического сигнала со второго генератора. В этом случае трансформатор тока будет воспринимать комбинацию поданных сигналов. Либо подать комбинацию двух сигналов тока с синхронизированных генераторов: основной частоты с одного генератора и произвольную гар-

монику со второго генератора. Это позволяет исследовать частотные характеристики устройств контроля качества электрической энергии.

Применение комбинированных трансформаторов для РЗА

Наличие электронного блока у трансформаторов с цифровым выходом способствует миграции функций измерительных преобразователей и устройств РЗА в первичный измерительный преобразователь. Комбинированные измерительные трансформаторы с цифровым выходом могут включать в себя функции терминала релейной защиты. Например в комбинированной трансформаторе ЕСИТ-1 реализованы такие алгоритмы как МТЗ, ТО, ТЗНП, ЗОП, ЗДЗ, БНТ, ЗМН, ЗПН, ЛЗШ, УРОВ, КНГ, КОН, КНН, ОМП.

Однако столь глубокая интеграция функций в комбинации с компактностью современных ячеек порождает и новую нетривиальную проблему. Как и любые устройства релейной защиты, такие комбинированные трансформаторы требуют периодической проверки - подтверждения (метрологических) характеристик и корректности работы защитных алгоритмов. Но если в традиционных схемах к трансформаторам и терминалам всегда можно было физически подключиться, то здесь доступ к ним в эксплуатации практически невозможен. В КРУЭ они располагаются внутри герметичного элегазового объема, в реклоузерах - на опоре, в моноблоке, где даже при полном обесточивании высоковольтный ввод остается неразъемным и недоступным для подачи сигналов от испытательного оборудования. Первичные цепи, куда раньше подавали ток и напряжение при тестировании, теперь физически закрыты. Возникает парадокс: устройство аккумулировало максимум функций, но проверить его стандартными методами, не нарушая конструкцию, уже невозможно.

Выходом является закладывание соответствующих решений на этапе проектирования самого устройства. В конструкции комбинированного измерительного трансформатора ЕСИТ-1 для этой цели предусмотрена дополнительная испытательная первичная обмотка (рис. 1в), выполненная внутри корпуса и гальванически изолированная от основного токопровода. Её выводы выведены на легкодоступные низковольтные клеммы, не требующие нарушения герметизации отсека или разборки высоковольтных соединений. При испытаниях на эту обмотку от портативного источника подаётся ток, величина которого, как правило, не превышает нескольких ампер. Принципиально важным является то, что число витков испытательной обмотки w_{test} выбрано достаточно большим. Таким образом, даже умеренный ток I_{test} , поданный в низковольтную мно-

говитковую обмотку, воспринимается чувствительным элементом трансформатора как первичный ток I_{test} , соизмеримый по величине с токами короткого замыкания. Ток в испытательной обмотке, эквивалентный по воздействию основному токопроводу, вычисляется по формуле:

$$I_{test} = \frac{w_1}{w_t} I_1$$

Это выражение справедливо как для электромагнитного трансформатора, так и для катушки Роговского. Тем самым появляется возможность не только проверить амплитудные и фазовые погрешности цифрового измерительного канала, но и всесторонне протестировать корректность срабатывания всех реализованных в устройстве алгоритмов релейной защиты в условиях, максимально приближённых к реальным эксплуатационным. Предлагаемое техническое решение защищено заявкой на патент. [4]

Для проверки канала напряжения в конструкции ЕСИТ-1 также реализован дополнительный испытательный вход. На эти клеммы от портативного генератора подается испытательное напряжение, которое через согласующие цепи заводится непосредственно в электронный блок, минуя высоковольтную часть трансформатора. Такое решение, как и в случае с током, позволяет проводить полный цикл испытаний без подачи высокого напряжения на первичный ввод.

Более того, появляется возможность одновременной отдельной подачи тока (через испытательную обмотку) и напряжения (через испытательный вход), что позволяет имитировать любые углы сдвига фаз и тестировать корректность вычисления активной и реактивной мощности, направленных защит и алгоритмов, чувствительных к чередованию фаз, не приближаясь к частям установки, находящимся под высоким потенциалом.

Заключение

Эволюция распределительных сетей 6–35 кВ в сторону компактности и цифровизации привела к появлению комбинированных измерительных трансформаторов с цифровым выходом, которые не только экономят место, но и выполняют функции учёта, телемеханики и РЗА.

Предложенные в статье методы испытаний решают две ключевые проблемы таких устройств:

- использование сквозного отверстия в первичном токопроводе позволяет одновременно подавать ток и напряжение от независимых мало-

мощных генераторов, открывая возможность имитации сложных сигналов - например, переходных процессов с апериодической составляющей или комбинации гармоник - для исследования частотных характеристик и функций контроля качества электрической энергии;

- с помощью дополнительной испытательной обмотки и выделенного аналогового входа по напряжению обеспечивается полная тестируемость всех алгоритмов без доступа к высоковольтному вводу и без нарушения герметичности.

В совокупности эти решения превращают современный комбинированный трансформатор в функционально насыщенный, но при этом полностью проверяемый элемент, готовый к эксплуатации в составе цифровых подстанций.

Литература

1. Плакидин Р.С., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В. Как цифровые технологии меняют погрешности? // Мир измерений, 2024, № 2, с. 33–37.

2. Плакидин Р.С., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В. Особенности разработки комбинированных измерительных трансформаторов // Мир измерений, 2025, № 3, с. 62–64.

3. Способ проверки метрологических характеристик комбинированного измерительного трансформатора тока и напряжения : пат. 2837035; патентообладатель ООО «Инженерный центр «Энергосервис» (RU). - № 2024133486; заявл. 08.11.2024; опубл. 25.03.2025

4. Способ проверки метрологических характеристик комбинированного измерительного трансформатора тока и напряжения : патентообладатель ООО «Инженерный центр «Энергосервис» (RU).; заявл. 02.03.2026

Сведения об авторах

Плакидин Роман Сергеевич, ведущий инженер по метрологии

ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Тел.: +7(8182)657565*181

E-mail: rplakidin@ens.ru

Ульянов Дмитрий Николаевич, заместитель генерального директора

ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Мокеев Алексей Владимирович, заместитель генерального директора

ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Метод детектирования метрологических отказов измерительных каналов в автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого учета

В.Р. Пуздрин, А.С. Бакланова, В.С. Крылов

Интегральным критерием достоверности информации в АИИСКУЭ является энергетический баланс [6], который характеризует правильность измерений учетных показателей

$$\text{НБф} \leq \text{НБд} \quad (1)$$

где

НБф - значение фактического небаланса;

НБд - значение допустимого небаланса.

Значение фактического небаланса определяется соотношением:

$$\text{НБф} = W_{\Sigma} - \sum_{i=1}^n W_i$$

где

W_{Σ} - суммарная энергии отпущенная на систему шин за контролируемый период времени;

W_i - энергия зафиксированная i -м ИПУЭ на системе шин за контролируемый период;

n - количество ИПУЭ установленных на системе шин;

Значение фактического небаланса для фидера 0,4 кВ определяется соотношением:

$$\text{НБф} = W_{\Sigma} - \sum_{i=1}^n W_i - W_n$$

Величина потерь электроэнергии может быть определена путём измерения ИПУЭ максимальных потерь напряжения на фидере:

$$\Delta W_{n\%} = \Delta P_{\%} T = \Delta U_{\%} \frac{1 + \tan \varphi}{1 + \varepsilon \tan \varphi}$$

где

$\Delta W_{n\%}$ - относительная величина потерь электроэнергии;

$\Delta P_{\%}$ - относительная величина потерь мощности;

$\tan \varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

ε - приведенная величина сечения головного участка фидера.

$$\varepsilon = F/100$$

Значение допустимого небаланса определяется соотношением:

$$НБ_{д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 d_{ni} + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 d_{oi}^2}$$

где

$\delta_{ni(o)}$ - суммарная относительная погрешность i -го измерительного комплекса учета (ИПУЭ), учитывающего поступившую электроэнергию;

$\delta_{ni(o)}$ - доля электроэнергии поступившей через i -ой ИПУЭ;

$k(m)$ - число ИПУЭ, учитывающих отпущенную электроэнергию.

Величина допустимой относительной погрешности I -го ИПУЭ определяется соотношением:

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{\delta_i^2 + \delta_u^2 + \delta_{пу}^2 + \delta_{л}^2}$$

где

$\delta_{i,u}$ - допустимое значение относительной погрешности трансформаторов тока и напряжения - соответственно;

$\delta_{пу}$ - допустимое значение относительной погрешности ИПУЭ;

$\delta_{л}$ - допустимые потери напряжения в линии соединения трансформаторы напряжения и ИПУЭ (при наличии).

Выявление метрологических отказов ИПУЭ, результаты измерений которых входят в балансовое соотношение (1) основано на анализе небаланса, в котором используются профили мощностей, регистрируемые ИПУЭ для которых применимы методы вероятностного анализа

Величина коэффициента корреляции определяется соотношением:

$$r(НБф, W(i)) = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (НБф(i) - МНБф(i)) * (W_i - Мw(i))}{\sigma_{НБ} * \sigma_w(i)}$$

где

n - количество 30 - минутных отрезков времени за интервал корреляции равный, как правило, календарной неделе;

$M \{НБф(i), M_w(i)\}$ - математические ожидания фактического небаланса и i -го профиля мощности i -го ИПУЭ, соответственно;

$\sigma_{НБ}, \sigma_w(i)$ - среднеквадратические отклонения фактического небаланса и профиля мощности i -го ИПУЭ.

Максимальное значение коэффициента корреляции будет указывать на тот ИПУЭ, в котором произошел метрологический отказ.

Сведения об авторах

Пуздрин В.Р., ведущий специалист АО «РиМ»

Бакланова А.С., директор ООО «РиМ НСК-Сервис»

Крылов В.С., начальник отдела Западно-Сибирского филиала ФГУП
«ВНИИФТРИ»

Метрологические аспекты измерения тока в переходных режимах электромагнитными трансформаторами тока

И.А. Гиниятуллин, Н.В. Коровкин, А.А. Лисицын,
Л.И. Сахно, Д.Е. Парамонов, М.В. Ермолаев

Введение

Для обеспечения правильной работы устройств РЗА в переходных режимах короткого замыкания согласно [1-4] трансформаторы тока (ТТ) разделены на ТТ для защиты (классы точности Р, PR, PX, PRX) и ТТ для защиты в переходных режимах (классы точности TPX, TPY, TPZ). При выборе ТТ для устройств РЗА с учетом выбранного класса точности определяются его номинальные параметры: номинальные синусоидальные первичный и вторичный токи, номинальная вторичная нагрузка или номинальная мощность вторичной нагрузки. В стандартах [1-4], даны прямые и косвенные методы измерения погрешностей ТТ в номинальном синусоидальном режиме. Для этого режима введены понятия о токовой, угловой и полной погрешности ТТ.

К дополнительным параметрам ТТ для устройств РЗА, характеризующих их работу в переходных режимах, относятся:

- **пиковая (максимальная) погрешность переходного режима** - максимальное значение мгновенного тока погрешности (тока намагничивания) в нормированном цикле, выраженное в процентах от амплитудного значения периодической составляющей тока:

$$\varepsilon_{\max} = \frac{i_{\varepsilon \max}}{I'_{1\max}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $i_{\varepsilon \max}$ - максимальное значение мгновенного тока погрешности, $I'_{1\max}$ - амплитуда синусоидальной составляющей тока переходного процесса.

- коэффициент остаточной магнитной индукции (вводится только для трансформаторов TPX, TPY, TPZ) - отношение остаточного потока намагничивания к потоку насыщения, выраженное в процентах,

- коэффициент переходного режима:

$$k_{\text{ПП}}(t) = \frac{i_m(t)}{I_{m.\text{max}}} \quad (2)$$

где $i_m(t)$ - ток намагничивания в переходном режиме, $I_{m.\text{max}}$ - амплитуда тока намагничивания в установившемся синусоидальном режиме после окончания переходного процесса,

- **номинальный ток первичной обмотки предельной кратности** - наибольшее значение тока первичной обмотки, при котором номинально нагруженный ТТ соответствует требованиям полной погрешности,

- **коэффициент предельной кратности k** - отношение номинального тока первичной обмотки предельной кратности к номинальному первичному току,

- **время до насыщения ТТ** - минимально необходимое время достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройствах РЗА, в переходных процессах, сопровождающихся насыщением ТТ (без учета остаточной намагниченности):

$$t_{\text{нас}} = T \ln \frac{\omega T}{\omega T - A \cdot k + 1}, \quad (3)$$

где $A = I_{\text{НОМ}} / I_{\text{КЗ}}$, $I_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{КЗ}}$ - действующие значения номинального первичного тока и тока короткого замыкания, k - коэффициент предельной кратности, T - наименьшее из двух значений постоянных времени T_p и T_s , $T_p = L_p / R_p$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в первичной цепи ТТ, L_p и R_p - индуктивность и активное сопротивление электрической цепи, в которой измеряется ток,

$$T_s = \frac{L_m}{R_2 + R_H}, \quad (4)$$

где L_m - индуктивность вторичной обмотки в линейной части кривой намагничивания магнитопровода, R_2 - активное сопротивление вторичной обмотки, R_H - активное сопротивление нагрузки, $\omega = 2\pi f$, f - частота,

- **номинальная постоянная времени вторичного контура T_s** , определяемая (4).

Для измерения части перечисленных дополнительных параметров таких как коэффициент остаточной намагниченности, коэффициент предельной кратности и номинальная постоянная времени вторичного контура в стандартах даны косвенные методы измерения и соответствующие им схемы. Остальные дополнительные параметры определяются теоретически по методу расчета, основанному на известной схеме замещения ТТ и наиболее подробно описанному в [5]. Основное допущение этого ме-

тогда – линейная зависимость между индукцией и напряженностью магнитного поля в магнитопроводе. Поскольку эти параметры определяются только теоретически, возможно существенное отличие расчетных параметров от их реальных значений в переходных процессах.

Целью доклада является обоснование и демонстрация на простых примерах существенной погрешности определения дополнительных параметров ТТ – времени до насыщения и пиковой погрешности - по принятой в стандартах методике расчета, а также анализ причин появления этой погрешности.

Метод исследования основан на сравнении результатов расчета дополнительных параметров согласно методике из стандартов [1-4] и численного расчета на примере трансформатора ТШЛ-СВЭЛ-20.-2.1 УХЛ2. Номинальные данные трансформатора, его геометрические параметры и экспериментальные кривые намагничивания даны в [6]. Номинальные данные, необходимые для дальнейшего анализа: номинальный первичный ток 8 кА, номинальный вторичный ток 5 А, коэффициент предельной кратности 30, количество витков вторичной обмотки 1600.

Постановка задачи. При численном расчете и при расчете по методу, данному в действующих стандартах, первичный ток ТТ соответствует худшему случаю короткого замыкания в цепи, где он установлен:

$$i_1^t = \frac{\sqrt{2}I_1}{w_2} \left(\sin(\omega t - \pi / 2) + e^{-\frac{t}{T_p}} \right), \quad (5)$$

где I_1 - действующее значение первичного тока в установившемся режиме, w_2 - количество витков вторичной обмотки (количество витков первичной обмотки, как правило, $w_1=1$), T_p - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в первичной цепи ТТ.

В докладе рассматривается ТТ без остаточного намагничивания в магнитопроводе.

Численный расчет дополнительных параметров ТТ для переходных режимов основан на решении уравнений:

$$\begin{aligned} w_2 s \frac{dB}{dt} &= (R_2 + R_H) i_2 + (L_2 + L_H) \frac{di_2}{dt}, \\ H \cdot l &= w_1 i_1 - w_2 i_2, \\ H &= a \cdot sh(b \cdot B) + c \cdot B. \end{aligned} \quad (6)$$

где B - индукция в магнитопроводе, H - напряженность магнитного поля в магнитопроводе, i_1 - первичный ток, заданный (5), i_2 , w_1 , w_2 - количество витков первичной обмотки, R_2 , L_2 - активное сопротивление и индуктив-

ность рассеяния вторичной обмотки, $R_{\text{пр}}$, L_{H} - активное сопротивление и индуктивность нагрузки, l - средняя длина магнитопровода, s - сечение магнитопровода, a , b , c - коэффициенты в формуле аппроксимации кривой намагничивания магнитопровода.

Решение системы уравнений (6) реализовано в пакете MATLAB с использованием метода Рунге-Кутты 4,5 порядка. Результатами расчета являются следующие параметры ТТ: «время до насыщения», мгновенное значение тока намагничивания в переходном процессе, индукция в магнитопровode, напряжение намагничивания ТТ.

Расчет «времени до насыщения» по методике из действующих стандартов.

В формуле (3), определяющей «время до насыщения», обычно $T=T_{\text{р}}$, поэтому единственным параметром, который находится экспериментально и характеризует переходный процесс в ТТ, является коэффициент кратности k . Он определяется в синусоидальном режиме при первичном токе предельной кратности. Погрешность измерения тока предельной кратности не должна превышать 10%.

Прежде всего покажем, что эта погрешность не связана с погрешностью в переходном режиме. Отсутствие этой связи обусловлено разницей в процессах намагничивания в этих режимах. Для иллюстрации на рис.1 показаны зависимости от времени напряжения намагничивания и индукции в магнитопровode, рассчитанные численно по (6) для трансформатора ТШЛ-СВЭЛ-20.-2.1 УХЛ2 (магнитопровод выполнен с зазором при первичном токе 20 кА более, чем в 2 раза превышающем номинальный).

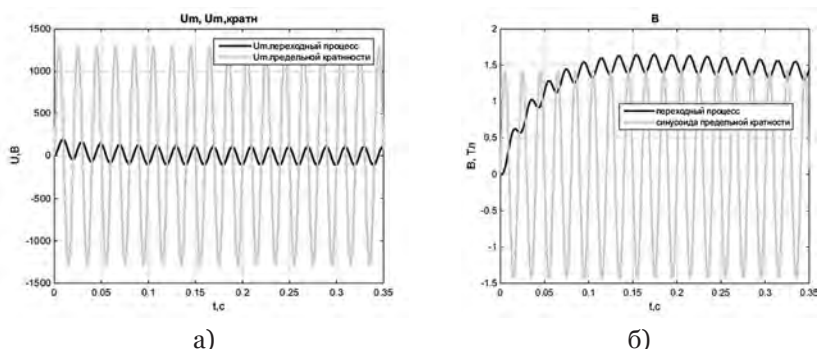


Рис.1. Зависимости от времени напряжения намагничивания (а) и индукции в магнитопровode (б) для первичного тока 20 кА.

Из рис.1а видно, что амплитудное значение напряжения намагничивания при синусоидальном токе предельной кратности почти в шесть раз больше, чем максимальное значение напряжения намагничивания в переходном режиме. Поэтому напряжение намагничивания не может рассматриваться в качестве критерия в процессе насыщения магнитопровода трансформатора в переходном режиме. Однако максимальное значение индукции в переходном режиме на рис.1б уже при $t=0,075$ с становится близким к максимальному значению индукции при токе предельной кратности. Резкое увеличение индукции на начальном этапе переходного процесса связано с наличием аperiodической составляющей первичного тока. Индукция в этих режимах может служить критерием сравнения процессов намагничивания ТТ.

Еще одна причина некорректности сравнения погрешностей в синусоидальном и переходном режимах заключается в том, что в переходном режиме определяется только мгновенное значение погрешности (1), а в синусоидальном - среднеквадратичное.

Для анализа погрешности расчета «времени до насыщения», определяемого (3), рассмотрим основные этапы получения этой важной формулы. **Первый этап** – это решение дифференциального уравнения, составленного относительно тока намагничивания i_m , при условии линейной зависимости магнитной индукции от напряженности магнитного поля в магнитопроводе и при протекании по первичной обмотке тока (5). Это решение можно записать в виде:

$$i_m(t) = I_{m.max} \cdot k_{ПП}(t) \quad (7)$$

где $I_{m.max}$ - амплитуда тока намагничивания в установившемся синусоидальном режиме после завершения переходного процесса, $k_{ПП}(t)$ - коэффициент переходного режима.

Амплитуда тока намагничивания в (7):

$$I_{m.max} = \frac{I'_{1,max}}{\omega T'_g},$$

где $I'_{1,max} = \frac{\sqrt{2}I_1}{w_2}$ - амплитуда синусоидальной составляющей тока в (5).

Коэффициент переходного режима, полученный из решения дифференциального уравнения для тока намагничивания:

$$k_{\text{пр}}(t) = \frac{\omega T_p T_s}{T_p - T_s} \left(e^{-\frac{t}{T_p}} - e^{-\frac{t}{T_s}} \right) + \frac{\omega T_s}{1 + (\omega T_s)^2} \left\{ e^{-\frac{t}{T_s}} - \sqrt{1 + (\omega T_s)^2} \sin \left(\omega t + \arctg \frac{1}{\omega T_s} \right) \right\} \quad (8)$$

Второй этап – формулировка условия, при котором определяется время до насыщения: ток намагничивания в переходном режиме, определяемый (7), должен быть меньше амплитуды тока намагничивания предельной кратности:

$$i_m(t) \leq I_{m, \text{max. КРАТН}} \quad (9)$$

$$I_{m, \text{max. КРАТН}} = \frac{I'_{1, \text{max. КРАТН}}}{\omega T_s} \quad (10)$$

Третий этап состоит в записи неравенства (9) в относительных единицах. Для этого обе части (9) делятся на амплитуду номинального тока намагничивания:

$$I_{m, \text{max. НОМ}} = \frac{I'_{1, \text{max. НОМ}}}{\omega T_s} \quad (11)$$

Поскольку ток намагничивания при условии линейной зависимости индукции от напряженности магнитного поля пропорционален приведенному первичному току, после простых преобразований в (11) получаем:

$$k_{\text{пр}}(t) \frac{I_1}{I_{\text{НОМ}}} \leq k \quad (12)$$

Обозначив $I_1 = I_{\text{КЗ}}$ и заменяя (12) равенством, получим нелинейное уравнение, из которого находится «время до насыщения»:

$$k_{\text{пр}}(t) - k \cdot A = 0, \quad (13)$$

где $A = I_{\text{НОМ}} / I_{\text{КЗ}}$.

Для получения аналитического решения уравнения (13) относительно времени t коэффициент переходного режима $k_{\text{пр}}(t)$ заменен огибающей этой кривой $k_{\text{пр.огиб}}(t)$. При этом условии выражение (3) представляет собой решение уравнения (13).

Из рассмотрения этапов получения выражения (3) следует, что пиковая (максимальная) мгновенная погрешность в диапазоне времени, не превышающим «время до насыщения», определяется выражением (11). Эта погрешность весьма мала и ее относительное значение совпадает с относительным значением погрешности при номинальном токе. Обычно эта погрешность не превышает 1%. На рис.3а, 4а показаны зависимости от времени тока намагничивания для первичных токов в (5) $I_1 = 20$ кА

и $I_1=25$ кА, рассчитанные по (7), (8), а на рис.3б,4б эти зависимости рассчитаны численным методом по (6).

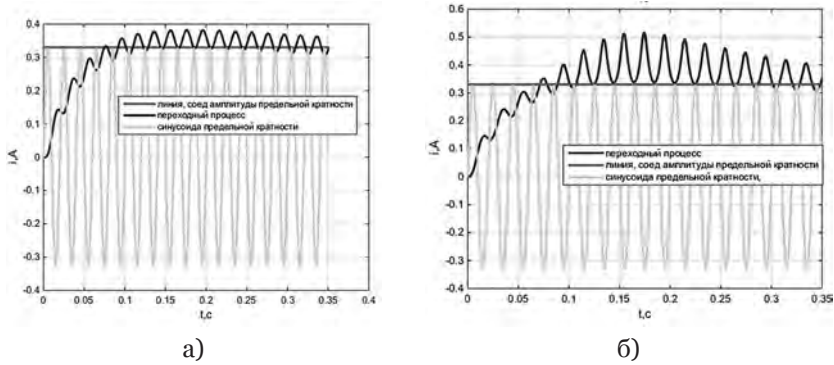


Рис.3. Ток намагничивания, рассчитанный по (7), (8) (а) и численно (б) для трансформатора ТШЛ СВЭЛ при $I_1=20$ кА.

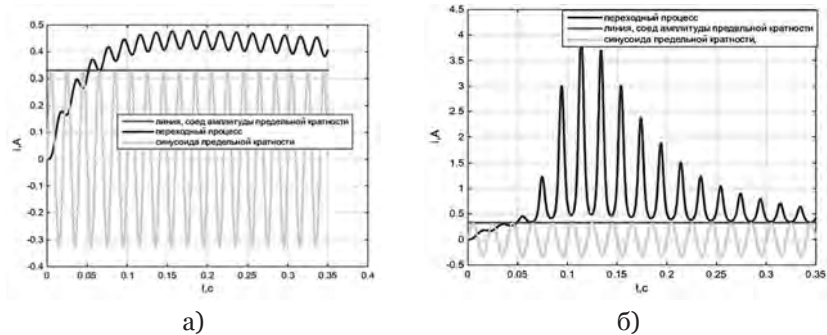


Рис.4. Ток намагничивания, рассчитанный по (7), (8) (а) и численно (б) для трансформатора ТШЛ СВЭЛ при $I_1=25$ кА.

Основное отличие токов намагничивания, рассчитанных по (7), (8) (методика из стандартов) от результатов численного расчета этих токов состоит в том, что при расчете по (7), (8) форма тока намагничивания не зависит от первичного тока, в то время как при численном расчете она существенно зависит от его величины, что объясняется учетом нелинейности $B(H)$ магнитопровода. Однако при любом первичном токе есть интервал времени, когда результаты расчетов обоими способами совпадают. Например, при первичном токе 20 кА этот диапазон составляет $t \leq 0,075$ с, а при токе 25 кА он уменьшается до $t \leq 0,05$ с. Это значит,

что в указанных временных интервалах нет влияния нелинейности кривой намагничивания магнитопровода. Численный расчет показал, что в указанных диапазонах максимальное значение индукции не превышает $1,4$ Тл, что соответствует границе линейного участка кривой намагничивания магнитопровода с зазором.

Кроме тока намагничивания на рис. 3, 4 показан синусоидальный ток предельной кратности и линия, соединяющая амплитуды этой синусоиды. По (10) $I_{m.\max.\text{КРАТН}} = 0,33$ А ($T_s = 2,05$ с для ТТ ТШЛ-СВЭЛ-20.-2.1 УХЛ2), относительная погрешность составляет $0,16\%$. Абсцисса точки пересечения кривой $i_m(t)$ и прямой $I_{m.\max.\text{КРАТН}} = 0,33$ А определяет согласно стандартам «время до насыщения трансформатора». Время до насыщения по (3) и из рис. 3, 4 при первичном токе 20 кА составляет $t_{\text{НАС}} = 0,075$ с, а для 25 кА $t_{\text{НАС}} = 0,05$ с.

Примеры на рис. 3, 4 показывают, что токи намагничивания, которые определяют мгновенную погрешность во временных областях, не выходящих за пределы «времени до насыщения» малы по сравнению с измеряемым током (приведенным к вторичной стороне). Например, при первичном токе 20 кА (приведенное действующее значение $12,5$ А) максимальное значение тока намагничивания не превышает $0,51$ А во всем временном диапазоне. Это значит, что максимальная мгновенная погрешность не превышает 4% во всем диапазоне изменения времени. Следовательно, во всем временном интервале, а не только в пределах, ограниченном «временем до насыщения», первичный ток будет измерен с приемлемой погрешностью. Из рис. 4б для первичного тока 25 кА (приведенное значение $15,6$ А) следует, что «время до насыщения» также может быть существенно увеличено. Если задаться пиковой погрешностью 10% , как рекомендуют действующие стандарты для устройств РЗА, то максимальная мгновенная погрешность измерения первичного тока составляет

$$\frac{15,6 \cdot 1,41}{100\%} \cdot 10\% = 2,2 \text{ А,}$$

а «время до насыщения» по рис. 4б возрастает до $0,09$ с. Таким образом, результаты расчета по методике из стандартов существенно расходятся с выполнением требования о 10% -ой погрешности измерения тока, которое сформулировано в разделе 5 ГОСТ Р 71403-2024. Для иллюстрации этого вывода на рис. 5 показаны токи намагничивания и приведенные первичные токи 20 кА и 25 кА. Сравнение этих токов показывает возможность существенного увеличения реального «времени до насыщения» для рассмотренного ТТ по сравнению с этим временем, определенным по действующим стандартам.

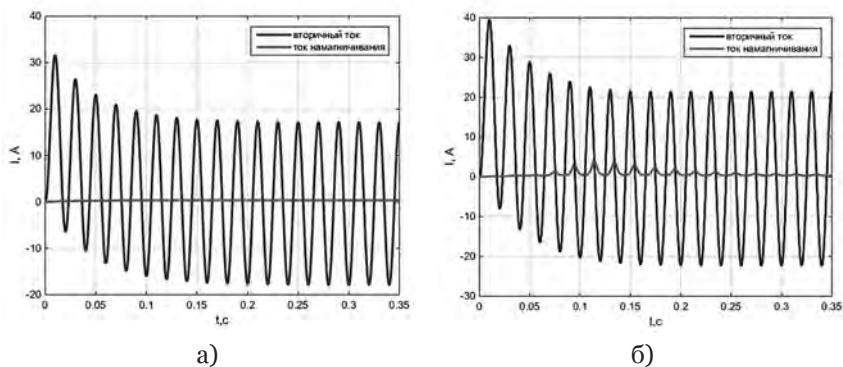


Рис.5. Вторичные токи и токи намагничивания для первичных токов 20 кА (а) и 25 кА (б).

Заключение

1. 10%-ая погрешность измерения тока предельной кратности не связана с погрешностью, заложенной в методику расчета «времени до насыщения», рекомендуемой действующими стандартами

2. В рекомендуемой стандартами методике критерием определения «времени до насыщения» является рассчитываемая аналитически амплитуда тока намагничивания при синусоидальном токе предельной кратности при условии линейной зависимости магнитной индукции и напряженности магнитопровода. Поэтому относительная мгновенная пиковая погрешность измерения во временном интервале, ограниченном «временем до насыщения», не превышает 1%.

3. В действующих стандартах отсутствуют методы и схемы измерения максимальных мгновенных погрешностей в переходном режиме, установленных стандартами. Разработка таких методов позволит более обоснованно, чем по рекомендованной в стандартах методике, определять «время до насыщения трансформатора».

4. Метод расчета «времени до насыщения» является приближенным, не дающим полную информацию об электромагнитных процессах в трансформаторе при переходных режимах, так как он справедлив только для идеализированного случая уединенной шины с измеряемым током, расположенным на оси тороидального трансформатора тока, имеющим нулевую индуктивность рассеяния. При неидеальных условиях погрешность измерения может быть существенно выше, однако

расчетные или экспериментальные методы учета этих факторов не разработаны.

5. Принимая во внимание сложность электромагнитных процессов в трансформаторе, представляется целесообразным дополнить имеющуюся в стандартах методику расчета «времени до насыщения» испытаниями трансформатора тока в реальных переходных режимах, для воспроизведения которых разработаны специальные стенды в ООО «НПП» Марс-Энерго».

Литература

1. ГОСТ МЭК 61869-2015 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока».

2. ГОСТ Р 70507.2 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».

3. ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

4. ГОСТ Р 71403-2024. «Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах».

5. В.В. Афанасьев, Н.М.Адоньев, В.М. Кибель, И.М.Сирота, Б.С. Стогний // Трансформаторы тока. -Л: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1989.-419с.

6. Гиниятуллин И.А. и др. Экспериментальное и расчетное определение характеристик намагничивания трансформаторов тока с использованием стенда ООО «НПП Марс-Энерго»// Энергетик -2025-№5, с.10-15.

Сведения об авторах

Гиниятуллин Ильдар Ахатович, директор

ООО «НПП Марс-Энерго»

Тел.: 89219622790

E-mail: ildar@mars-energo.ru

Коровкин Николай Владимирович, профессор

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Институт энергетики

Тел.: 89213034064

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Лисицын Андрей Андреевич, директор по противоаварийной автоматике, системам управления и релейной защите
АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»
Тел.: 89219033539
E-mail: lisitsyn-aa@ntcees.ru

Сахно Людмила Ивановна, профессор
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра
Великого, Институт энергетики
Тел.: 89111641659
E-mail: lsahno2010@yandex.ru

Парамонов Дмитрий Евгеньевич, инженер-конструктор
ООО «НПП Марс-Энерго»
Тел.: 89818569748
E-mail: paramon.j.e.k.@gmail.com

Ермолаев Максим Владимирович, аспирант
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра
Великого, Институт энергетики
Тел.: 89226589244
E-mail: ermolaev_mv01@mail.ru

Требования к системам зарядки электрических транспортных средств в Республике Беларусь

М.А. Ярмолович

Аннотация. В данной статье рассматриваются действующие требования к системам зарядки электрических транспортных средств (электромобилей) в Республики Беларусь, предлагаемые подходы к метрологическому обеспечению систем зарядки электромобилей и (или) средств измерений, входящих в их состав.

В последнее время наблюдается значительное развитие и распространение электромобилей, обусловленные экологичностью и экономичностью их использования. Соответственно, происходит активное развитие соответствующей инфраструктуры, в том числе систем зарядки электромобилей (далее - зарядные станции электромобилей, СЗЭС), которые играют ключевую роль в повседневной безопасной эксплуатации электромобилей.

Учитывая важность развития электромобилей в Республике Беларусь разработана и утверждена постановлением Совета министров Республики Беларусь 9 апреля 2021 г. № 213 Концепция развития электротранспорта в Республике Беларусь на 2021-2025 годы (далее – Концепция). В соответствии с Концепцией разработана Подпрограмма 2. «Разработка технических и нормативных правовых актов в области создания, испытаний и эксплуатации электротранспорта и зарядной инфраструктуры (ТНПА электротранспорта)».

Кроме того, в рамках подпрограммы 1 «Производственно-технологическая база электротранспорта» и подпрограммы 3 «Создание производства легковых электромобилей» предусмотрены мероприятия: пункт 17 «Разработка нормативного правового акта по периодическому техническому освидетельствованию станций зарядных для электротранспорта» и пункт 18 «Создание и оснащение передвижных лабораторий для периодического технического освидетельствования зарядных станций для электротранспорта в целях обеспечения электробезопасности, правильности учета электроэнергии и совместимости» со сроками выполнения 2025 год.

По данным из открытых источников на конец 2026 года в Республике Беларусь зарегистрировано более 55 тыс. электромобилей и около 2400 зарядных станций.

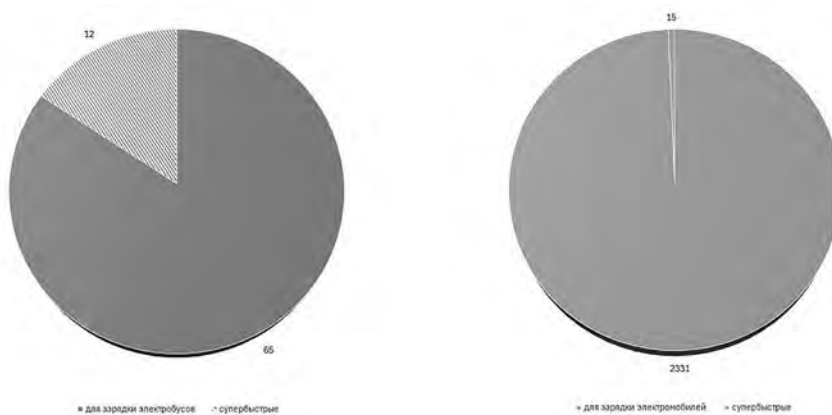


Рис. 1. Количество зарядных станций в Республике Беларусь

В целях установления требований к СЗЭТС в Республике Беларусь рассмотрены следующие аспекты.

I. Анализ технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации

Проведен анализ технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации (далее - ТНПА), действующих на территории Республики Беларусь:

ГОСТ ИЕС 61851-1-2017 «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 1. Общие требования»;

ГОСТ ИЕС 61851-21-2016 «Проводная система зарядки электрических транспортных средств. Часть 21. Требования к электрическим транспортным средствам в части подключения к источнику питания переменного или постоянного тока»;

ГОСТ ИЕС 61851-22-2017 «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 22. Станция зарядки переменным током для электрических транспортных средств»;

ГОСТ ИЕС 61851-23-2017 «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 23. Станция зарядки постоянным током для электрических транспортных средств»;

ГОСТ ИЕС 61851-24-2017 «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 24. Цифровой обмен данными о кон-

троле зарядки постоянным током между станцией зарядки и электрическим транспортным средством»;

ГОСТ 34695.21-1-2020 (IEC 61851-21-1:2017) «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 21-1. Требования электромагнитной совместимости для проводного подключения бортового зарядного устройства к источнику переменного/постоянного тока»;

ГОСТ 34695.21-2-2020 (IEC 61851-21-2:2018) «Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 21-2. Требования для проводного соединения с источником питания переменного или постоянного тока. Требования электромагнитной совместимости для внешних зарядных систем»;

СТБ CLC/TS 50457-1 «Зарядка электрических транспортных средств проводная. Часть 1. Зарядная станция постоянного тока»;

СТБ CLC/TS 0457-2 «Зарядка электрических транспортных средств проводная. Часть 2. Протокол связи между внешним зарядным устройством и электрическим транспортным средством».

На данный момент актуальным является разработка стандарта, устанавливающего порядок проведения проверки метрологических характеристик СЗЭТС (методику поверки).

II. Анализ технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации других стран

Проведен анализ законодательства в отношении СЗЭТС следующих стран:

1. КНР

СЗЭТС постоянного и переменного тока входят в перечень средств измерений, попадающих в сферу законодательной метрологии или сферу государственного регулирования.

В настоящее время в КНР действуют следующие стандарты устанавливающие требования как к СЗЭТС, так и средствам измерений для их метрологической оценки:

- JJG 1148-2022 «Станция зарядки переменным током для электрических транспортных средств. Регламент проверки станции зарядки переменным током для электрических транспортных средств»;

- JJG 1149-2022 «Внешняя станция зарядки для электрических транспортных средств. Регламент проверки станции зарядки постоянным током для электрических транспортных средств»

- JJG 1192-2023 «Поверка калибратора внешних зарядных станций для электрических транспортных средств» (прим.: распространяется на калибраторы для зарядных станций постоянного тока);

- JJG 1193-2023 «Поверка калибратора зарядных станций переменного тока для электрических транспортных средств».

2. США

В США нет единого федерального закона о СЗЭТС — метрологическое обеспечение коммерческой продажи электроэнергии (включая электроэнергию как топливо) опирается на документы NIST (особенно Office of Weights and Measures и проекты/руководства по EVSE).

NIST публикует Handbook 44 (Спецификации, допуски и другие технические требования для измерительных приборов). Это главный документ, который определяет метрологические требования ко всем коммерческим измерительным приборам, включая СЗЭТС.

Основное регулирование в этой области осуществляется на уровне штатов, с учетом документов NIST.

3. Европейский Союз

В Европейском союзе действуют:

1) Директива MID – Measuring Instruments Directive 2014/32/EU, которая регулирует доступ на рынок и оценку соответствия измерительных приборов, включая СЗЭТС.

2) Рекомендация OIML G 22 «Оборудование для электрических транспортных средств. Метрологические и технические требования. Метрологический контроль и эксплуатационные испытания».

3) Стандарты серии IEC 61851 «Система зарядки электрических транспортных средств проводная», часть 22 «Станция зарядки переменным током для электрических транспортных средств» которого отменена без замены, а часть 23 «Оборудование для питания электрических транспортных средств постоянным током» и часть 24 «Цифровой обмен данными о контроле зарядки постоянным током между станцией зарядки и электрическим транспортным средством» пересмотрены в 2023 году.

4. Узбекистан

В связи с ростом количества электромобилей, а также развитием инфраструктуры для их зарядки, Узбекистан начал проводить активную работу в части метрологического обеспечения зарядных станций.

Был переведен и принят в качестве национального стандарта OIML G 22 «Оборудование для электрических транспортных средств. Метрологические и технические требования. Метрологический контроль и эксплуатационные испытания». Также ведутся работы по разработке дополнительных национальных стандартов.

Перечень групп средств измерений, подлежащих поверке, и межповерочный интервал установлены Приказом Директора Агентства по тех-

ническому регулированию при Кабинете Министров Республики Узбекистан от 07.01.2025 г. № 78

«Об утверждении перечня семейств средств измерений, подлежащих поверке» (зарегистрирован Министерством юстиции Республики Узбекистан 10.02.2025 г. под № 3606). Перечень включает системы коммерческого учета электроэнергии, к которым относят и зарядные станции для электрических транспортных средств.

5. Российская Федерация

В Российской Федерации государственное регулирование в области зарядных станций для электрических транспортных средств осуществляется Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 29.04.2022 № 1776 «Об утверждении технических характеристик оборудования стационарной автомобильной зарядной станции публичного доступа, обеспечивающей возможность быстрой зарядки электрического автомобильного транспорта» и Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации Приказ от 5 апреля 2024 года № 1478 «О внесении изменений в технические характеристики оборудования стационарной автомобильной зарядной станции публичного доступа, обеспечивающей возможность быстрой зарядки электрического автомобильного транспорта», утвержденные приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 29 апреля 2022 г. №1776.

III. Отнесение СЗЭТС к электрооборудованию

В Республике Беларусь СЗЭТС отнесена к электрооборудованию (электроустановка).

Примечание

термин 3.9 ГОСТ IEC 61851-1-2017

СЗЭТС: Проводная система, включающая фазовые и нейтральные провода и защитное заземление, соединительные разъемы ЭТС, силовые разъемы, арматуру и другие устройства, предназначенные для передачи электроэнергии от источника питания к ЭТС, а если требуется, то и обеспечения связи (передачи информации) между этими объектами.

СЗЭТС является оборудованием, на которое распространяется действие технического регламента ТР ТС 004 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 20 «Электромагнитная совместимость технических средств».

СЗЭТС должны подвергаться периодической проверке по ТКП 181-2023 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» 1 раз в год.

Справочно

В Республике Беларусь есть аккредитованные испытательные лаборатории (объект испытаний - системы зарядки электрических транспортных средств проводных), выполняющие испытания по ГОСТ IEC 61851-21-2016 раздел 9; СТБ IEC 61851-21-2007; ГОСТ IEC 61851-22-2017 п. 11.3; ГОСТ 34695.2112020; ГОСТ 34695.21-2-2020, ГОСТ IEC 61851 1-2017 р. 9; ГОСТ Р МЭК 61851-1-2013 п. 11.12; EN IEC 61851-1:2019; IEC 61851-1:2017.

IV. Отнесение СЗЭТС к средствам измерений и установление их метрологических характеристик

В Республике Беларусь СЗЭТС может быть отнесена к средствам измерений как информационно-измерительная система. Однако, на данный момент СЗЭТС не входит в систему передачи электрической энергии и, соответственно, в отношении них отсутствует государственное регулирование, которое позволило бы отнести их эксплуатацию к сфере законодательной метрологии.

Примечание

п. 2.1 Статья 5 Главы 2

осуществлении торговли и расчетов между покупателем (потребителем) и продавцом (поставщиком, изготовителем, исполнителем) при поставке и (или) потреблении материальных ресурсов (электрической и тепловой энергии, газа, воды, нефти и нефтепродуктов, иных ресурсов), а также при оказании транспортных, бытовых, коммунальных услуг, услуг почтовой связи и электросвязи, иных услуг, в отношении которых осуществляется государственное регулирование.

В соответствии с публичной офертой (публичным договором) по оказанию физическим лицам услуг по зарядке электромобиля, объем оказанной услуги (по зарядке аккумуляторных батарей электромобиля) при тарификации по кВт·ч определяется прибором учета (счетчик электрической энергии постоянного и (или) переменного тока), установленным в СЗЭТС. Таким образом, показания прибора учета используются для расчетов с потребителем услуги, при этом потребитель услуги получает сведения о результате измерения прибора учета не непосредственно с него, а с использованием приложения, сайта владельца зарядной сети и т.п. На данный момент дополнительно, кроме оказанной услуги, потребитель оплачивает время подключения электромобиля, прошедшее после зарядки электромобиля до его отключения от СЗЭТС. Однако, отсутствует ин-

формация, на результате измерения какого средства измерения основываются эти расчеты, есть ли синхронизация с сигналами точного времени и т.п.

К проблемным вопросам относится отсутствие информации о составе СЗЭТС, так как, например, СЗЭТС постоянного тока кроме счетчика электрической энергии постоянного тока содержит шунт (преобразователь), информация о метрологических характеристиках которого, как правило, отсутствует, которые при этом влияют на конечный результат измерения счетчика электрической энергии постоянного тока (прибора учета).

Следует отметить, что счетчик электрической энергии, устанавливаемый на входе СЗЭТС, относится к сфере законодательной метрологии, так как по его показаниям осуществляется расчет за потребленную при оказании услуг электрическую энергию между владельцем СЗЭТС и поставщиком электрической энергии (энергосбытовой организацией).

Предлагаемая структура СЗЭТС, как метрологического объекта, представляет собой информационно-измерительную систему - комплекс вычислительной техники, вспомогательных устройств, специализированного программного обеспечения (далее – ПО) и средств измерений, обеспечивающих измерение переданной во время зарядки электроомобиля электрической энергии: счетчика электрической энергии переменного тока и (или) трансформатора тока (масштабного преобразователя), счетчика электрической энергии постоянного тока и шунта (преобразователя) постоянного тока. ПО СЗЭТС предназначено для автоматического получения, обработки, хранения, отображения измерительной информации, ведение единого системного времени с возможностью его корректировки, передачи полученных данных на другие информационные уровни, используя при этом различные каналы и среды для передачи данных, анализа и управления другими техническими средствами, при выходе учитываемых параметров за установленные пределы.

В Республике Беларусь осуществляется метрологическая оценка средств измерений (СИ), входящих в состав СЗЭТС. К СИ, входящим в состав СЗЭТС относятся счетчики электрической энергии постоянного и (или) переменного тока, трансформаторы тока, внесенные в Государственный реестр СИ РБ и метрологически обеспеченные на территории Республики Беларусь.

При этом необходимо отметить, что в Российской Федерации утвержден тип (рег. № 91565-24) станции зарядной для электрических транспортных средств «E-PROM», ООО «ЭНЕРГОИННОВАЦИИ».

V. Организация метрологического обеспечения СЗЭТС

В Республике Беларусь на данный момент отсутствует эталонная база для проведения испытаний (сертификации) СЗЭТС на соответствие требованиям действующих ТНПА и их метрологической оценки (поверки или калибровки). Кроме того, для обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений требуется модернизация Национального эталона единицы электрической мощности №НЭ РБ 14-04.

При организации метрологического обеспечения СЗЭТС в Республике Беларусь предлагается использовать уже известные технические решения, реализуемые в большинстве стран: Российской Федерации, Китае и других странах:

- использование переносных тестеров для проверки зарядных станций;

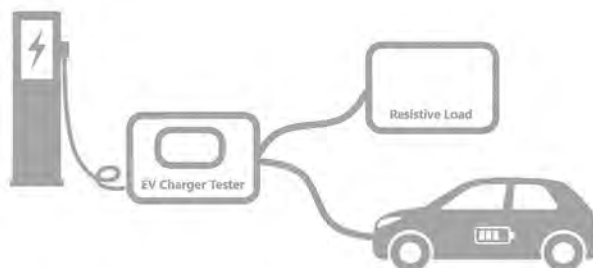


Рис. 2. Техническое решение с использованием тестера для проверки зарядных станций.

- использование передвижной лаборатории на базе электромобиля.

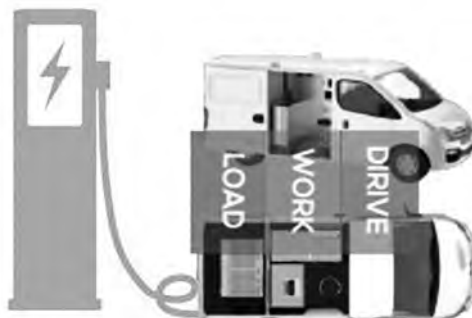


Рис. 3. Техническое решение с использованием передвижной лаборатории на базе электромобиля.

Выводы

Предлагаемый план действий, устанавливающих требования к СЗЭТС в Республике Беларусь, включает:

- разработку и внедрение национального стандарта на основе международных рекомендаций OIML G 22 «Системы зарядки электрических транспортных средств. Метрологические и технические требования», JJG 1148-2022 «Станция зарядки переменным током для электрических транспортных средств. Регламент проверки станции зарядки переменным током для электрических транспортных средств», JJG 1149-2022 «Внешняя станция зарядки для электрических транспортных средств. Регламент проверки станции зарядки постоянным током для электрических транспортных средств»;

- принятие единого решения с министерствами, являющимися исполнителями программ Концепции, и другими заинтересованными о необходимости отнесения СЗЭТС к средствам измерений;

- создание и оснащение лаборатории для осуществления метрологической оценки СЗЭТС;

- модернизацию Национального эталона единицы электрической мощности №НЭ РБ 14-04.

Литература

1. TUNKIA EV Charger Testing Solution [Электронный ресурс] - <https://www.tunkia.cn/240713135551.html>.

2. Метрологическое обеспечение зарядных станций для электромобилей [Электронный ресурс] - <https://www.mars-energo.ru/home/metrologicheskoe-obespechenie-zaryadnyix-stancij-dlya-elektromobilej.html>.

Сведения об авторе

Марина Анатольевна Ярмолович

Республиканское унитарное предприятие «Белорусский государственный институт метрологии» (БелГИМ), Минск, Республика Беларусь

E-mail: yarmolovich@belgim.by

<https://orcid.org/0000-0001-7656-1195>

Метрологическое обеспечение зарядных станций электромобилей

И.А. Гиниятуллин

Введение

Развитие электротранспорта потребовало развёртывания сети зарядных станций (ЭЗС) для обеспечения передачи и учёта электроэнергии от промышленной сети до конечного потребителя – владельца электромобиля.

Для обеспечения взаиморасчётов за поставленную в процессе зарядной сессии электроэнергию в электромобиль необходимо учитывать показания прибора учёта в составе зарядной станции публичного доступа.

Большинство ЭЗС публичного доступа – это, как правило, «быстрые» зарядные станции постоянного тока мощностью от 100 до 250 кВт, а также «медленные» ЭЗС переменного тока мощностью от 22 до 60 кВт.

Задачи метрологического обеспечения в РФ затрагивают вопросы создания нормативной базы и обновления приборного парка.

1. Структура метрологического обеспечения ЭЗС

1.1. Объекты поверки

Объектом поверки может быть как ЭЗС целиком, так и прибор учёта, который находится в её составе (рис. 1).



Счётчик электроэнергии с измерительным преобразователем тока (шунтом)



Зарядная станция со встроенным измерительным модулем или счётчиком электроэнергии

Рис. 1. Объекты поверки

1.2. Метрологическое обеспечение ЭЭС переменного и постоянного тока

Метрологическое обеспечение (МО) ЭЭС переменного и постоянного тока включает систему передачи единицы измерения приборам учёта от первичных эталонов электрической мощности переменного и постоянного тока и рабочих эталонов 1 и 2 разряда (рис. 2).



Рис. 2. Структура передачи единицы измерения

МО мощности переменного тока достаточно развито в РФ. Количество внесённых в Госреестр СИ и находящихся в эксплуатации в РФ рабочих эталонов 1 и 2 разряда составляет тысячи единиц, а количество счётчиков электроэнергии – миллионы единиц (рис. 3).

Счётчики переменного тока в настоящее время применяются в бытовом секторе и промышленности. В составе ЭЭС – мелкосерийное применение для технологических целей.



Рис. 3. Состав и количество СИ для МО ЭЭС переменного тока

Структура эталонной базы мощности постоянного тока находится в стадии развития (рис. 4). Счётчики постоянного тока в настоящее время в основном применяются на подвижном электротранспорте и в составе тяговых подстанций. В составе ЭЭС – мелкосерийное применение для технологических целей.

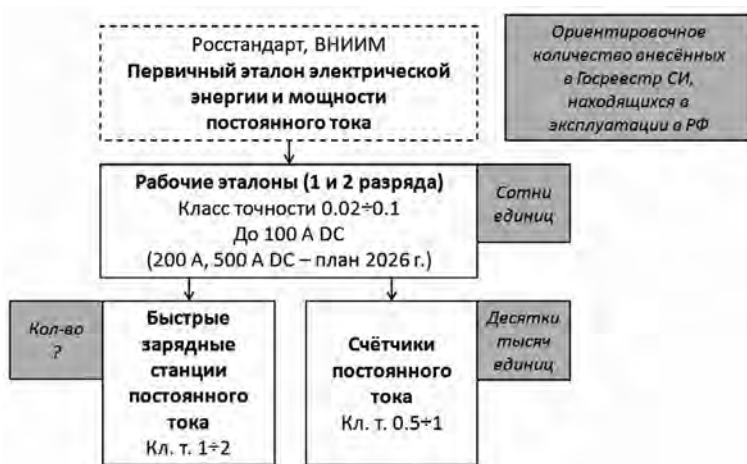


Рис. 4. Состав и количество СИ для МО ЭЭС постоянного тока

1.3. Нормативные документы по МО ЭЭС публичного доступа

В соответствии с приказом Минпромторга от 29 апреля 2022 года N 1776 и изменениями от 5 апреля 2024 года определены требования к погрешности измерения ЭЭС. Зарядная станция должна быть оснащена оборудованием, обеспечивающим возможность измерения количества электрической энергии, поставляемой зарядной станцией:

а) с базовой погрешностью измерений, не превышающей 2%, с 15 мая 2024 г.;

б) с базовой погрешностью измерений, не превышающей 1%, с 1 января 2025 г.

1.4. Метрологические требования к счётчикам электроэнергии

Таблица 1. Допустимые пределы погрешности счётчика в % из МЭК 62052-11:2020 п. 7.1 / МЭК 62053-41 п. 7.9

| Ток | Допустимые пределы погрешности счётчика в % для кл. точности | |
|---------------------------------------|--|------|
| | 0,5 | 1 |
| $I_{\min} \leq I < 0,1I_{\text{ном}}$ | ±1,0 | ±1,5 |
| $0,1I_{\text{ном}} \leq I < I_{\max}$ | ±0,5 | ±1,0 |

- **МЭК 62053-41.** Аппаратура для измерения электрической энергии. Частные требования. Часть 41. Статические счётчики для измерения электроэнергии постоянного тока (классов точности 0,5 и 1)

- **МЭК 62052-11.** Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счётчики электрической энергии

1.5. Обзор зарубежных стандартов. Метрологические требования к ЭЗС

Таблица 2. Пример классификации кл. точности ЭЗС по OIML (МОЗМ)

| Значение | | Допустимая погрешность (max) в зависимости от класса точности ЭЗС | | |
|--------------------------------------|----------------------|---|---------|-----------|
| Ток | Коэффициент мощности | A (2 %) | B (1 %) | C (0,5 %) |
| $I_{\text{St}} \leq I < I_{\max}$ | >0,9 | ±2,5 % | ±1,5 % | ±1,0 % |
| $I_{\min} \leq I \leq I_{\text{TR}}$ | >0,9 | ±2,5 % | ±1,5 % | ±1,0 % |
| $I_{\text{TR}} \leq I \leq I_{\max}$ | >0,9 | ±2,0 % | ±1,0 % | ±0,5 % |

где

I_{St} - стартовый ток (начало регистрации энергии ЭЗС)

I_{\min} - минимальное значение тока, измеряемое с допустимой погрешностью

I_{\max} - максимальное значение тока, измеряемое с допустимой погрешностью

I_{TR} - переходный ток (величина тока находится в диапазоне минимального значения максимально допустимой погрешности измерений)

**Таблица 3. Основные метрологические параметры ЭЗС
в соответствии с JJG 1148-2018 (Китай)
Погрешность измерения энергии/мощности**

| Ток нагрузки | Коэффициент мощности | Класс точности ЭЗС | |
|---------------------------------|----------------------|------------------------------|---------------|
| | | 1 | 2 |
| | | Относительная погрешность, % | |
| $I_{\min} \leq I \leq I_{\max}$ | 1 | $\pm 1,0 + e$ | $\pm 2,0 + e$ |

где

e - дополнительная температурная погрешность

$e = C \times |\Delta T|$

2. Методы поверки ЭЗС

2.1. Метод поверки ЭЗС путём подсчёта количества импульсов

Вычисление прибором ЭМ-3.1КМ-А погрешности ЭЗС δ_w , основанное на подсчёте количества импульсов, пропорциональных измеренной энергии от ЭЗС (рис. 5):

$$\delta_w = \left(\frac{N \cdot C_0}{N_0 \cdot C_L} - 1 \right) \cdot 100 (\%)$$

где

N - количество импульсов, поступивших от измерительного модуля ЭЗС

N_0 - количество импульсов, поступивших от эталонного счётчика «Энергомонитор»

C_0 - постоянная эталонного счётчика, имп./кВт·ч

C_L - постоянная измерительного модуля ЭЗС, имп./кВт·ч

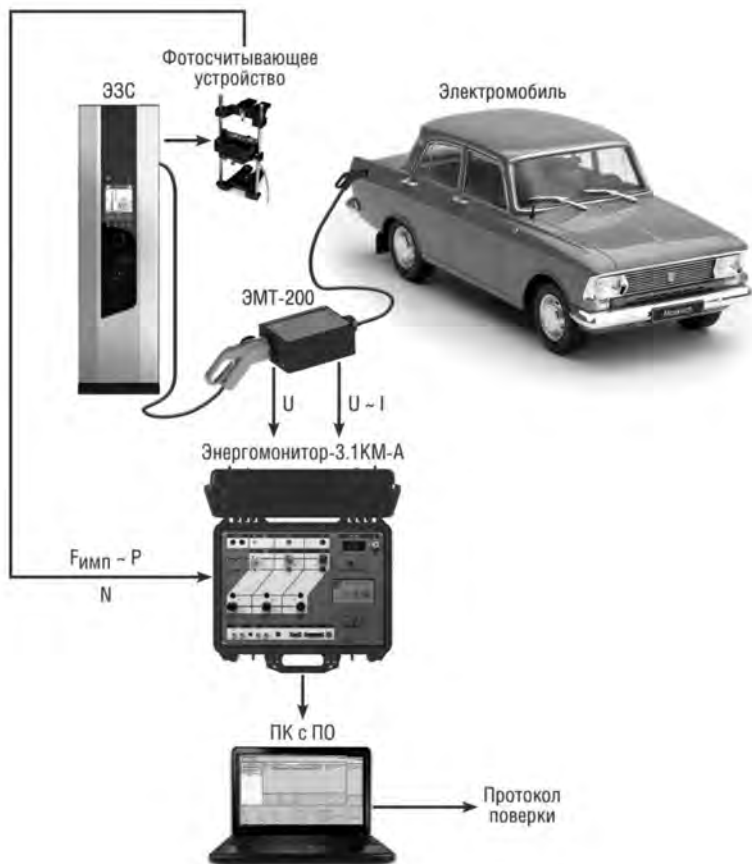


Рис. 5. Схема поверки ЭЭС путём подсчёта количества импульсов

2.1.1. Преимущества и особенности применения метода подсчёта импульсов

Этот классический метод, применяемый при проверке счётчиков электроэнергии, обладает таким преимуществом как универсальность - совместим с любыми типами счётчиков, поскольку импульсный выход имеется в каждом выпускаемом счётчике. Также любой эталонный прибор для проверки счётчика имеет импульсный вход для приёма импульсов, пропорциональных измеряемой энергии/мощности от счётчика.

Единственное условие для применения данного метода – конструкция ЭЭС должна предусматривать подключение фотосчитывающего устройства.

2.2. Метод поверки ЭЗС путём измерения количества энергии

Вычисление прибором ЭМ-3.1КМ-А погрешности ЭЗС δ_w , основанное на измерении количества электроэнергии, поступившей на нагрузку в процессе зарядной сессии, измеренной измерительным модулем ЭЗС и эталонным счётчиком (рис. 6):

$$\delta_w = \frac{W_{\text{ЗС}} - W_{\text{Э}}}{W_{\text{Э}}} \cdot 100 (\%)$$

где

$W_{\text{ЗС}}$ - количество электроэнергии, измеренное встроенным счётчиком электроэнергии или измерительным модулем ЭЗС

$W_{\text{Э}}$ - количество электроэнергии, измеренное эталонным счётчиком «Энергомонитор»

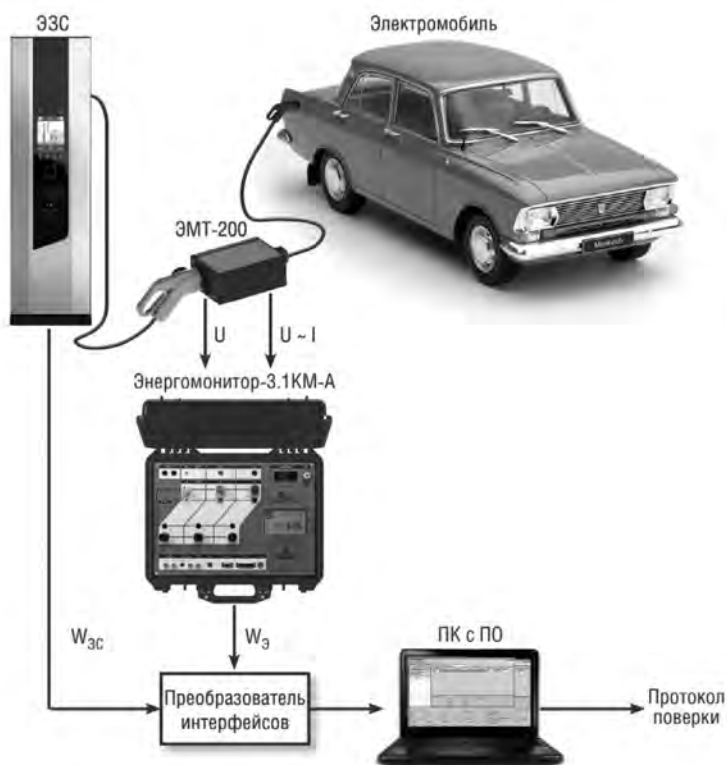


Рис. 6. Схема поверки ЭЗС путём измерения количества энергии

2.2.1. Преимущества и особенности применения метода измерения энергии

Если ЭЗС не имеет импульсного выхода для подключения фотосчитывающего устройства, в качестве альтернативы можно применить данный метод поверки. При этом информацию по измеряемым электроэнергетическим величинам от встроенного в ЭЗС прибора учёта можно получить по цифровому интерфейсу.

В качестве плюса этого метода можно отметить расширение списка измеряемых и передаваемых параметров, включая энергию/мощность, профили тока, напряжения, гармоник.

Для реализации данного метода в виде программного обеспечения необходима информация по протоколу обмена или формату данных, передаваемых от прибора учёта в составе ЭЗС, если он не является стандартизированным.

3. Решения «НПП Марс-Энерго» для МО ЭЗС

3.1. Особенности исполнения эталонных измерительных приборов и поверочных установок для МО ЭЗС

Для поверки зарядных станций постоянного тока с номинальными токами 200/500 А потребовалось расширение диапазона измерения тока серийно выпускаемого эталонного счётчика с применением внешнего трансформатора тока типа ЭМТ-200/ЭМТ-500. По сути это классический электронный ТТ с выходным сигналом в виде низкого напряжения, который подключается вместо токовых «клещей» в стандартный серийный прибор – эталонный счётчик электроэнергии кл. т. 0,1 или 0,05.

Для обеспечения соединения эталонного счётчика и внешнего ТТ с коннекторами ЭЗС различных типов их приходится комплектовать устройствами подключения под каждый стандарт (рис. 7).



Соединительное устройство
по ГОСТ МЭК 62196-2-2018



Соединительное устройство
по ГОСТ МЭК 62196-3-2018

Рис. 7. Поддерживаемые стандарты подключения

В состав комплекта оборудования для МО ЭЭС может входить «интеллектуальное» нагрузочное устройство, имитирующее электромобиль. Нагрузочное устройство поддерживает различные протоколы обмена для обеспечения зарядной сессии. Наиболее распространённые резистивные нагрузки должны обеспечивать рассеивание реальной электрической мощности от поверяемой ЭЭС в соответствии с её техническими условиями, вплоть до десятков и сотен кВт.

3.2. Комплект оборудования для поверки ЭЭС постоянно-го и переменного тока

Эталонный счётчик электроэнергии «Энергомонитор-3.1КМ-А» в комплекте с электронным трансформатором тока ЭМТ-200/ЭМТ-500 обеспечивает поверку зарядных станций постоянного и переменного тока на местах эксплуатации как единого устройства ❶ или приборов учёта из состава зарядной станции отдельно ❷ (рис. 8).

В данном исполнении Энергомонитора с помощью внешнего электронного трансформатора тока диапазон измерения тока расширен до 200/500 А.

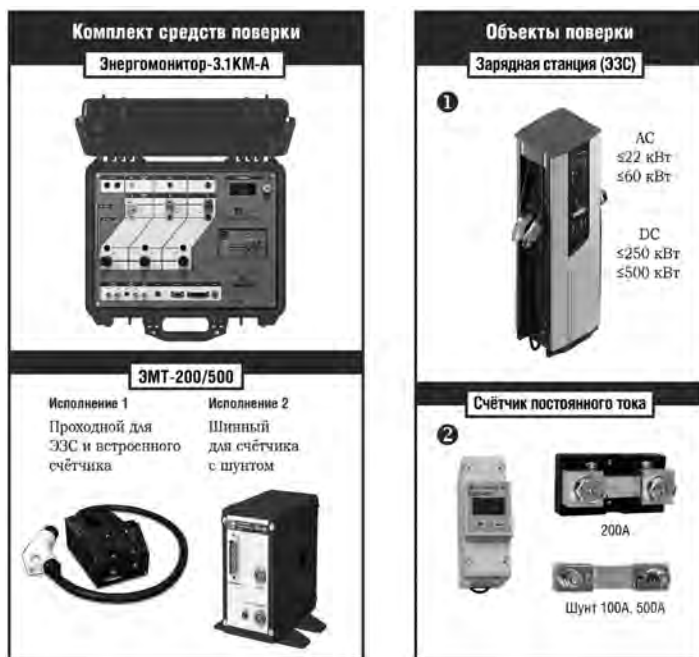


Рис. 8. Комплект оборудования для поверки ЭЭС постоянного и переменного тока

**Таблица 4. Метрологические характеристики
ЭМ-3.1КМ-А + ЭМТ-200/500**

| № | Параметр | Диапазон | Погрешность* | Модификация |
|---|--|----------------|--------------|-------------|
| 1 | Напряжение Номиналы напряжения: 10, 30, 60, 120, 240, 480, 800 В | 10 ... 1000 В | ±0,02 % | -02 |
| | | | ±0,05 % | -05 |
| 2 | Номинальный ток, А: 1, 2, 10, 20, 100, 200 А | 0,1 ... 250 А | ±0,02 % | -02 |
| | | | ±0,05 % | -05 |
| | Номинальный ток, А: 2,5; 5; 25; 50; 250; 500 А | 0,25 ... 500 А | ±0,02 % | -02 |
| | | | ±0,05 % | -05 |
| 3 | Мощность/Энергия | 1...250 кВт | ±0,05 % | -02 |
| | | 2,5...500 кВт | ±0,1 % | -05 |

* Базовая погрешность

На рисунках 9 и 10 показано, как трансформатор тока ЭМТ-200/500 подключается к прибору «Энергомонитор 3.1КМ-А» в разных исполнениях в зависимости от класса точности эталонного счетчика.



Рис. 9. Подключение ЭМТ-200/500 к Энергомонитору 3.1КМ-А (кл. т. 0,05)

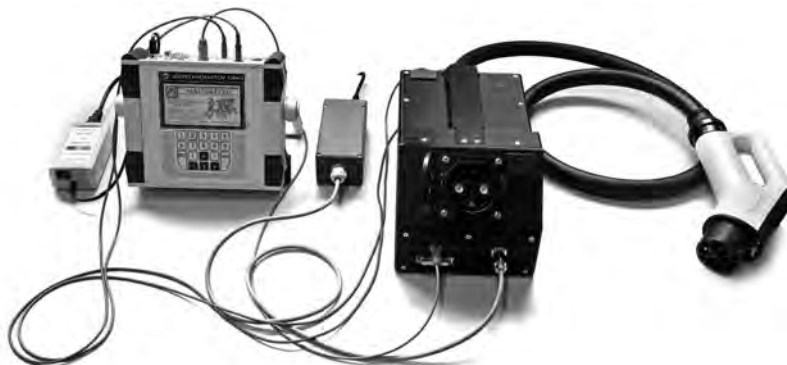


Рис. 10. Подключение ЭМТ-200/500 к Энергомонитору 3.1KM-A (кл. т. 0,1)

3.3. Поверка счётчика DC совместно с шунтом на установке УППУ-МЭ-DC

На поверочной установке УППУ-МЭ-DC счётчик постоянного тока поверяется совместно с токовым шунтом в соответствии с требованиями на поверку счётчиков электроэнергии прямого включения (по МЭК 62053-41) (рис. 11).



Рис. 11. Подключение счётчика DC с шунтом к установке УППУ-МЭ-DC

Если необходимо поверить счётчик совместно с шунтом, нужно обеспечить выдачу и измерение постоянного тока до $200/500$ А в зависимости от номинального тока применяемого токового шунта. Поэтому в составе установки имеется источник тока и эталонный счётчик с внешним трансформатором тока (рис. 12).

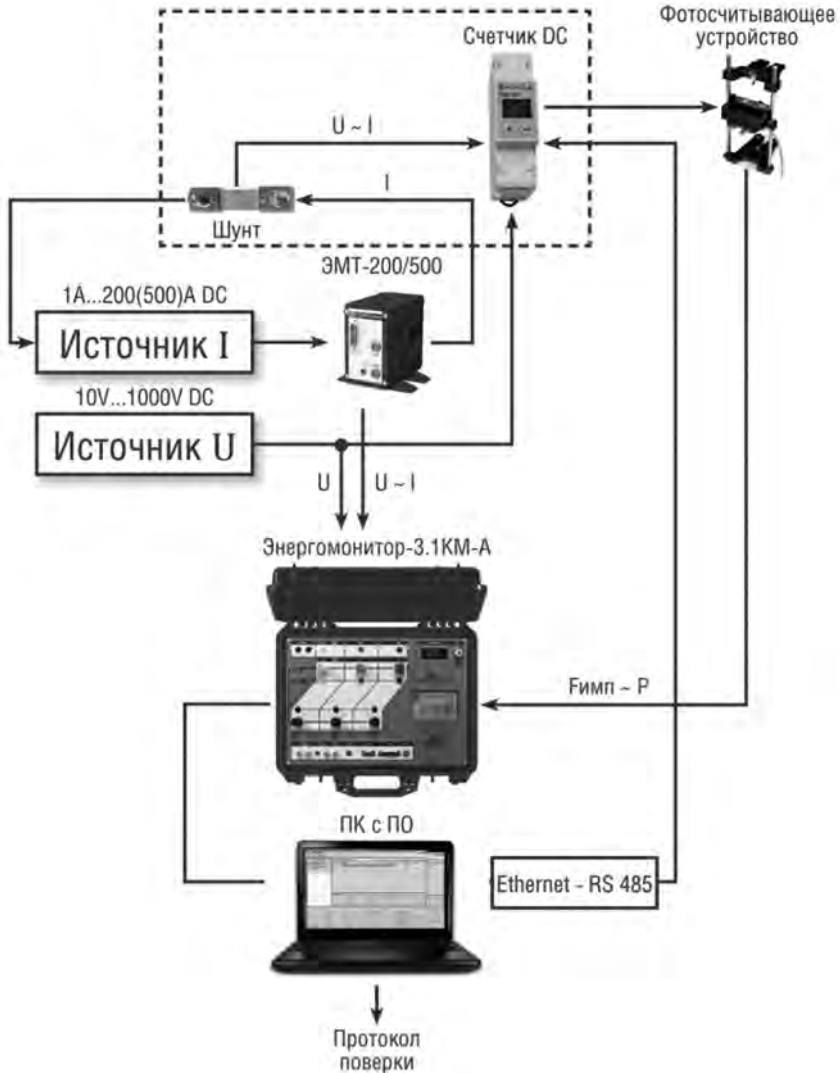


Рис. 12. Схема поверки счётчика DC с шунтом на установке УППУ-МЭ-DC

3.4. УППУ-МОНО-DC – переносная поверочная установка для поверки счётчиков постоянного тока (кл. т. 0,1) с имитацией сигнала от шунта

Наиболее простой и доступный способ поверки счётчика постоянного тока – имитация сигнала от шунта с помощью калибратора низковольтных сигналов с $U_{\text{вых.ном}}$ 75 или 150 мВ как показано на рис. 13.



Рис. 13. Схема поверки счётчиков постоянного тока на установке УППУ-МОНО-DC с имитацией сигнала от шунта

Установка «УППУ-МОНО-DC» предназначена для поверки:

- счётчиков постоянного тока,
- вольтметров постоянного тока.

Таблица 5. Характеристики установки «УППУ-МОНО-DC»

| Параметр | Диапазон | Погрешность | Ток нагрузки |
|-------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------|
| Напряжение DC (высокое) | 1...15 В 50...1200 В | $\pm 0,05\% + \Delta$ | до 2 мА |
| Напряжение DC (низкое) | 0.2 ... 220 мВ | $\pm 0,05\% + \Delta$ | до 50 мА |
| Мощность DC | | $\pm 0,1\% + \Delta$ | |

Литература

1. ГОСТ IEC 62752-2021. Кабельный блок управления и защиты для зарядки электромобилей в режиме 2 (IC-CPD).

2. ГОСТ Р МЭК 62196-2-2013. Вилки, штепсельные розетки, соединители и вводы для транспортных средств. Кондуктивная зарядка для электромобилей. Часть 2. Требования размерной совместимости и взаимозаменяемости для штыревых разъемов и арматуры сети переменного тока.

3. ГОСТ IEC 62196-3-2018. Вилки, штепсельные розетки, переносные розетки и вводы транспортных средств. Проводная зарядка электрических транспортных средств. Часть 3. Требования к совместимости и взаимозаменяемости размеров соединительных устройств постоянного тока и переменного/постоянного тока со штырями и контактными гнездами для транспортных средств.

4. National Metrology Verification Regulations of the People's Republic of China. JJG 1149-2022. Off-board Chargers for Electric Vehicles (for Trial Implementation). Release 2022-06-28.

5. National Metrology Verification Regulations of the People's Republic of China. JJG 1148-2018. AC Charging Spot for Electric Vehicles. Release 2018-02-27.

6. Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML). Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE): - Metrological and technical requirements; - Metrological controls and performance tests. Edition 2022.

7. МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРИКАЗ от 5 апреля 2024 года № 1478 О внесении изменений в технические характеристики оборудования стационарной автомобильной зарядной станции публичного доступа, обеспечивающей возможность быстрой зарядки электрического автомобильного транспорта, утвержденные приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 29 апреля 2022 г. № 1776

8. Гублер Г.Б. К вопросу о метрологическом обеспечении зарядных станций для электротранспорта // Главный метролог №2/137/2024.

Сведения об авторе

Гиниятуллин Ильдар Ахатович, директор

ООО «НПП Марс-Энерго»

Адрес: 199034, Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6–8, лит. А

Тел.: (812) 327-21-11

E-mail: mail@mars-energo.ru

www.mars-energo.ru

Особенности поверки трансформаторов с нестандартными коэффициентами масштабного преобразования

С.Р. Сергеев, Н.С. Аказин, О.А. Микус

В статье рассматриваются возможности и перспективы применения оборудования для поверки средств электроэнергетических измерений. Информация представляет интерес для метрологических служб организаций электроэнергетики, предприятий отрасли и изготовителей средств электрических измерений.

Развитие технологий в электроэнергетике идет быстрыми темпами. В отрасли внедряются новые передовые методы анализа состояния электрохозяйства, управления и повышения безопасности. Для получения достоверной и полной информации требуются всё более быстрые и точные средства измерений (СИ) электроэнергетических величин (ЭЭВ). Номенклатура ЭЭВ непрерывно дополняется, что приводит к необходимости развития метрологического обеспечения, в том числе обновления нормативов и эталонных приборов.

К приборам учета (ПУ) условно можно отнести счетчики электроэнергии и трансформаторы, которые являются самыми массовыми СИ ЭЭВ, обеспечивающими взаиморасчеты на рынке электроэнергии, безопасное и качественное электроснабжение. В этой области имеется несколько основных видов трансформаторов:

- традиционные трансформаторы (ТТ, ТН);
- маломощные пассивные ТН и ТТ стандартов ГОСТ Р 59409-2021 (МЭК 61869-11:2017) [1], ГОСТ Р 59408-2021 (МЭК 61869-10:2017) [2];
- маломощные электронные (цифровые) ТН и ТТ стандарта ГОСТ Р МЭК 61869-6-2021 [3].

1. Термины и определения

В связи с утверждением Государственных поверочных схем (ГПС) в 2023 г. в нормативных документах возникли существенные разночтения в терминологии.

Для всех трансформаторов в базовом межгосударственном стандарте ГОСТ IEC 61869-1-2015 [4] установлено:

«3.4.2 номинальный коэффициент трансформации k_r (rated transformation ratio k_r): Отношение номинального первичного напряжения или тока к номинальному вторичному напряжению или току.

3.4.3 погрешность коэффициента трансформации ε (ratio error ε): Ошибка, которую измерительный трансформатор вносит в измерение и которая возникает вследствие того, что действительный коэффициент трансформации не равен номинальному коэффициенту трансформации.

3.4.4 угловая погрешность $\Delta\varphi$ (phase displacement $\Delta\varphi$): Разность фаз между векторами первичного и вторичного тока или напряжения при таком выборе направления векторов, чтобы для идеального трансформатора этот угол равнялся нулю».

Из определения 3.4.3 следует, что речь идет об ошибках в измерении первичных величин (тока и напряжения).

Известно, что Относительная погрешность измерения величины, δX , вычисляется по формуле:

$$\delta X = \frac{X - X_0}{X_0} \cdot 100 \% \quad (1)$$

где

- X – показание прибора (измеренное средством измерения значение величины);

- X_0 – показание эталона (истинное значение величины).

Попробуем разобраться на примере величины тока.

Исходя из (1) следует выражение (формула) погрешности, приведенная в ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 [5] (перевод на русский язык МЭК в ГОСТ):

«Погрешность коэффициента масштабного преобразования тока трансформатора тока (токовая погрешность) ε , %, [ratio error (current error)] вычисляются по формуле:

$$\varepsilon = \frac{k_r I_S - I_P}{I_P} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где k_r - номинальный коэффициент масштабного преобразования трансформатора тока;

I_P - среднеквадратическое значение первичного тока;

I_S - среднеквадратическое значение вторичного тока в момент прохождение тока при других соответствующих условиях измерения.»

По формуле (2) сравниваются результаты измерений первичного тока, выполненных: во-первых, поверяемым ТТ (k_r) и некоторым эталонным «амперметром» (I_S), во-вторых, эталонными средствами измерений (I_P).

При переводе МЭК 61869-2 и МЭК 61869-3 допущена следующая неточность.

Согласно определению ГПС 1491 от 21-07-2023 [6]:

| | |
|---|---|
| Коэффициент масштабного преобразования синусоидального тока (МПСТ) | – векторная величина, модуль которой – безразмерная величина, выражаемая указанием номинальных значений силы первичного и вторичного токов (собственно «коэффициент», в А/А), а номинальный угол фазового сдвига тока равен нулю; |
| Токовая погрешность измерительного трансформатора тока (Δ_{of}) | – относительная разность между коэффициентом МПСТ и номинальным значением этого коэффициента (за опорное значение принимают коэффициент МПСТ эталонного трансформатора); |
| Угловая погрешность измерительного преобразователя тока (Δ_δ) | – фазовый сдвиг вторичного тока (напряжения) относительно первичного тока (за опорное значение принимают фазу вторичного тока (напряжения) эталонного преобразователя); |

Из этого определения следует, что Токовая погрешность по ГПС вычисляется по формуле:

$$\Delta_{of} = (k - k_{tr}) / k_{tr} \quad (3)$$

где

k_{tr} - номинальный коэффициент масштабного преобразования эталонного трансформатора;

k - коэффициент масштабного преобразования трансформатора (действительный).

Это не совпадает с ф. (2), указанной в ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 для определения термина «Токовая погрешность ϵ ». Проще говоря, по ГПС определяется погрешность коэффициента, а по ГОСТ Р МЭК 61869 - погрешность передачи (преобразования) величины (ϵ). Под одним термином применены разные понятия.

Российский стандарт ГОСТ Р 70507.2-2024 [7] никак не определяет «токовую погрешность», а символом « ϵ » обозначает «полную погрешность».

Таким образом, погрешность «ratio error ϵ » не эквивалентна погрешностям, установленным в ГПС (Δ_{of} , Δ_{0Ku}). Угловая погрешность по определению ГПС совпадает с определением МЭК.

Т.к. поверка выполняется с целью передачи величины коэффициента по ГПС, то следует применять ф. (3) как для токовой погрешности Δ_{of} ,

так и для погрешности коэффициента масштабного преобразования напряжения $\Delta_{\text{оки}}$ по ГПС 1554 от 07-08-2023 [9].

Ранее традиционно при проверке определялись «ratio error ε » (формула (2)) и сравнивались с допускаемой погрешностью по классу точности для получения вывода о пригодности трансформатора. Погрешность ε имеет более практическое применение, т.к. входит в общую (комплексную) погрешность измерительного комплекса такого, как, например, АИИС КУЭ.

В связи с утверждением в 2023 году ГПС для обеспечения прослеживаемости к государственному эталону возникает необходимость измерения обеих погрешностей при испытаниях ТТ и ТН. Возможно, что теперь в метрологических характеристиках трансформаторов придётся устанавливать (указывать) обе погрешности (вероятно, с одинаковым допуском для классов точности 0,5; 0,2...).

Кроме того, желательно привести в ранее принятых ГОСТ 8.216 [9] и 8.217 [10] термины в соответствие с ГПС, в том числе и правильность термина «масштабное преобразование» с учетом «примечания 2» ГПС 1491 («масштабное преобразование дает на выходе измерительного преобразователя величину того же рода, что и на его входе»).

2. Формулы для прибора сравнения

Прибор сравнения должен измерять синхронно вторичные токи (напряжения) поверяемого и эталонного трансформатора, а затем вычислять погрешности.

2.1 Относительная погрешность коэффициента масштабного преобразования напряжения по формуле ГПС (3):

$$\Delta_{\text{оки}} = \frac{K_{U(\text{ТН})} - K_{U(\text{Э})}}{K_{U(\text{Э})}} \cdot 100\% \quad (4)$$

где

- $K_{U(\text{ТН})}$ - коэффициент масштабного преобразования поверяемого ТН (действительный измеренный);

- $K_{U(\text{Э})}$ - коэффициент масштабного преобразования эталонного ТН номинальный.

В МП для ТН, выпускаемых по ГОСТ 1983 [11] со стандартными коэффициентами (ГОСТ 8.216 Установка 2), требуется соблюдение условий:

- $K_{U(\text{Э})}$ должен быть равен номинальному коэффициенту «масштабного преобразования» поверяемого ТН ($K_{U_{\text{ном}}(\text{ТН})}$);

- на оба ТН подается одно и тоже первичное напряжение $U_{\text{ГТ}} = U_{\text{ГЭ}}$.

Приведем ф. (4) к вторичным напряжениям, измеряемым прибором сравнения.

$$\Delta_{0Ku} = \frac{\frac{U_{1T} - U_{1Э}}{U_{2T} - U_{2Э}}}{\frac{U_{1Э}}{U_{2Э}}} = \frac{U_{1Э} \cdot \left(\frac{1}{U_{2T}} - \frac{1}{U_{2Э}} \right)}{\frac{U_{1Э}}{U_{2Э}}} = U_{2Э} \cdot \left(\frac{1}{U_{2T}} - \frac{1}{U_{2Э}} \right) = \frac{U_{2Э} - U_{2T}}{U_{2T}}$$

где

U_{1T} – первичное напряжение, подаваемое на поверяемый ТН;

$U_{1Э}$ – первичное напряжение, подаваемое на эталонный ТН;

U_{2T} – вторичное напряжение на поверяемом ТН;

$U_{2Э}$ – вторичное напряжение на эталонном ТН.

В результате Относительная погрешность коэффициента масштабного преобразования напряжения (по определению ГПС), %:

$$\Delta_{0Ku} = \frac{U_{2Э} - U_{2T}}{U_{2T}} \cdot 100 \quad (5)$$

Для традиционных ТТ формула относительной погрешности коэффициента масштабного преобразования аналогична ф. (5).

На сколько же практически отличаются результаты измерений ε от результатов $\Delta_{0ф}$, Δ_{0Ku} ?

Примеры.

а) Результат измерений: $U_{2T} = 90$ В; $U_{2Э} = 95$ В. Следовательно, $K_{U(ТН)} > K_{U(Э)}$.

По формуле (5) $\Delta_{0Ku} = \frac{U_{2Э} - U_{2T}}{U_{2T}} \cdot 100$ получаем +5,55%.

По формуле (2) $\varepsilon = \frac{U_{2T} - U_{2Э}}{U_{2Э}} \cdot 100$, получаем -5,26%

б) Результат измерений: $U_{2T} = 60$ В; $U_{2Э} = 59,93$ В.

По ф. (5) получаем $\Delta_{0Ku} = -0,1166\%$.

Считая по формуле (2), получаем $\varepsilon = +0,1168\%$

ВЫВОД.

Для трансформаторов класса точности 0,2 и 0,5 модуль погрешностей по ГОСТ и ГПС практически одинаков, но знак меняется на противоположный. Это приводит к тому, что зависимости погрешностей от мощности нагрузки $\varepsilon(S)$ и $\Delta_{0Ku}(S)$ получаются разнонаправленные.

2.2 Для традиционных ТН с нестандартными коэффициентами по методике поверки ГОСТ 8.216 применяется Установка 3.

Формула погрешности $\delta_{K_{\text{и}}}$ (эквивалентна ratio error ε) по ГОСТ 8.216:

$$\delta_{K_{\text{и}}(\text{ТН})} = \left(\frac{K_{\text{Уном}}(\text{Тр}) \cdot U_{22} - K_{\text{Уном}}(\text{ЭТ}) \cdot U_{12}}{K_{\text{Уном}}(\text{ЭТ}) \cdot U_{12}} \right) \times 100 \quad (6)$$

где

U_{12} - значение вторичного напряжения, измеренное каналом 1 ВФ, в вольтах;

U_{22} - значение вторичного напряжения, измеренное каналом 2 ВФ, в вольтах;

$K_{\text{Уном}}(\text{Тр})^*$ - номинальный коэффициент трансформации поверяемого ТН;

$K_{\text{Уном}}(\text{ЭТ})^*$ - номинальный коэффициент преобразования эталонного трансформатора (или делителя) напряжения.».

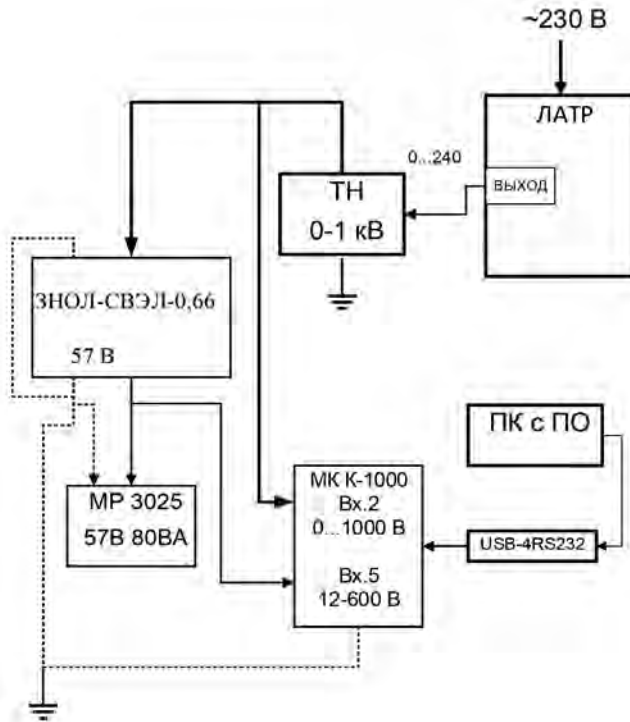
В ГОСТ 8.216 указано, что «номинальное значение коэффициента масштабного преобразования высоковольтной меры может не соответствовать номинальному значению коэффициента масштабного преобразования поверяемого трансформатора».

В качестве вольтфазометра (ВФ) в Установке 3 может использоваться компаратор «**Марскомп К-1000**». Он позволяет по формуле (6) вычислять погрешности ТН с нестандартными коэффициентами, которые требуются в промышленности. Например, ТН 35000/120. В компьютерном ПО индицируются оба вида погрешностей ratio error ε и $\Delta_{0K_{\text{и}}}$. В протоколе (в таблицах) будет сохраняться та погрешность, которую выберет пользователь ПО.

Если первичное напряжение менее 1000 В (например, ТН 660/57 или 690/400) то в компараторе «Марскомп К-1000» первичное напряжение может подаваться на вход до 1000 В без применения эталонного ТН, и тогда задается $K_{\text{Уном}}(\text{ЭТ})=1$. Пример поверочной схемы представлен на рисунке 1.

Однако такой метод не предусмотрен в ГОСТ 8.216. Поэтому при испытаниях типа ТН необходимо утвердить МП, где не будет эталонного трансформатора (его функцию выполняют входные встроенные масштабные преобразователи прибора сравнения).

Результаты опробования двух МП (по схеме рисунок 1 и по ГОСТ 8.216 Установка 3) представлены на рисунке 2. В испытаниях по ГОСТ применялся эталонный ТН класса точности 0,01 NVRD-40 вне допустимого диапазона напряжения (менее 40 % от 3 кВ), что, вероятно, привело к смещению результата на 0,03 %.



ТН - повышающий нагрузочный трансформатор;
 ЗНОЛ - поверяемый трансформатор 660/57 В; МК К-1000 - компаратор.

Рисунок 1 - Схема проверки

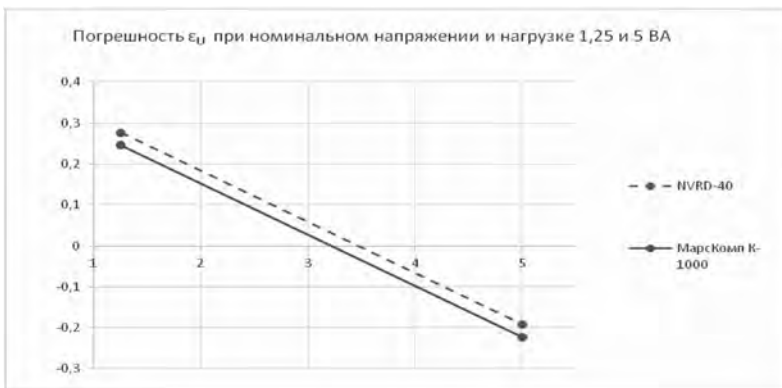


Рисунок 2 - Калибровка ЗНОЛ.07-1 ($K_{U(TN)} = 835/100$)

3. Поверка нетрадиционных преобразователей силы тока.

3.1 Согласно ГОСТ Р 59408-2021 (МЭК 61869-10:2017) для маломощных пассивных трансформаторов (преобразователей) тока (ММТТ) ф. (2) имеет вид:

$$\ll \varepsilon = \frac{K_r \cdot U_s - I_p}{I_p} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где

- K_r - номинальный коэффициент масштабного преобразования (трансформации);

- I_p - среднеквадратическое значение первичного тока при $x_{\text{pres}}(t) = 0$;

- U_s - среднеквадратическое значение выходного сигнала напряжения».

В компараторе «Марскомп К-1000» первичный истинный ток определяется по формуле

$$I_p = k_{ri} \cdot I_{sr} \quad (8)$$

где

I_{sr} - среднеквадратическое значение *основной* гармоники вторичного тока эталонного преобразователя (до 12 А), А;

k_{ri} - номинальный коэффициент преобразования эталонного преобразователя (традиционного ТТ), А/А.

В ГОСТ 8.217-2024 не предусмотрено применение вольтфазометра. Однако, ГПС 1491 от 21-07-2023 распространяется в т.ч. и на «Преобразователь тока измерительный – измерительное устройство для преобразования электрического тока в сигнал переменного или постоянного тока или напряжения, либо в цифровой сигнал». В ГПС предусмотрено, что «Коэффициент преобразования – отношение величины, характеризующей выходной сигнал измерительного преобразователя, к величине на его входе⁴», и «⁴ допускается использовать обратное отношение». Это позволяет выполнять «передачу единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока и угла фазового сдвига тока» с помощью эталонного преобразователя и компаратора, например, «**Марскомп К-1000**». Компаратор вычисляет токовую и угловую погрешности по измеренным вторичным токам и напряжениям в различных комбинациях по формуле аналогичной ф. (6).

В случае прямого включения (рисунок 2) в компараторе «Марскомп К-1000» первичный ток подается непосредственно на токовый вход (до 12 А) без применения эталонного ТТ (аналогично ГОСТ 8.217-2024 Рисунок В.1). В компараторе задается $k_{ri}=1$.

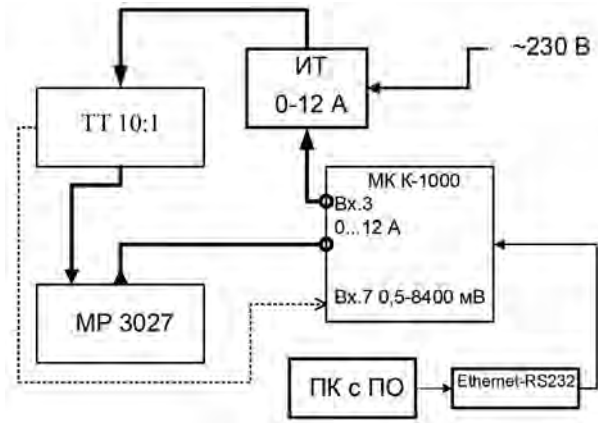


Рисунок 2

В случае применения эталонного ММТТ (например, ТТИП-Э-5000 - рисунок 3) первичный истинный ток определяется по формуле

$$I_p = k_{ru} * U_{sr} \quad (9)$$

U_{sr} - среднеквадратическое значение основной гармоники вторичного напряжения эталонного ММТТ (до 10 В), В;

k_{ru} - номинальный коэффициент преобразования эталонного ММТТ, А/В.



Рисунок 3 - эталонный ТТИП-Э-5000

4. Поверка нетрадиционных преобразователей напряжения.

Маломощные пассивные трансформаторы (преобразователи) напряжения (ММТН) выпускаются по ГОСТ Р 59409-2021 (МЭК 61869-11:2017). Методы поверки соответствуют ГОСТ 8.216 для Установки 3. Номинальный коэффициент трансформации поверяемого ММТН может быть, например, 35000 В/3,25 В, а эталонного традиционного 35000/100. Компаратор «Марскомп К-1000» вычисляет погрешность ratio error ε по формуле (6), и ПО в ПО индицируются оба вида погрешностей ratio error ε и Δ_{0Ku} . В протоколе (в таблицах) будет та погрешность, которую выберет пользователь ПО.

Примечания.

1. Следует уточнить, что согласно ГОСТ Р 59408-2021 (МЭК 61869-10:2017) и ГОСТ Р 59409-2021 (МЭК 61869-11:2017) вместо номинального K_T для ММТТ и ММТН изготовителем может применяться «скорректированный коэффициент масштабного преобразования K_{cor} (corrected transformation ratio K_{cor}): Коэффициент масштабного преобразования для каждого отдельно взятого пассивного ММТТ».

2. В ГОСТ Р 59409-2021 (МЭК 61869-11:2017) указано, что «Это определение относится только к составляющей номинальной частоты как входного, так и выходного сигнала». Компаратор «Марскомп К-1000» измеряет погрешности трансформаторов по среднеквадратическим значениям основной гармоники напряжения (тока) 50, 60 и 400 Гц, что позволяет исключить влияние кондуктивных помех и высших гармоник на результаты измерений.

3. С компаратором «Марскомп К-1000» может применяться ПО «E-TransformerTest», где можно получить оба вида погрешностей: ε и Δ_{of} (Δ_{0Ku}).

5 Поверка цифровых ТН и ТТ

В определении ε для ЦТН есть только одно отличие – добавлено слово «цифрового» (в ИЕС – «the r.m.s. value of the digital output»).

У цифровых ТН (ТТ) выходной измерительный сигнал представлен в виде цифрового потока дискретизированных значений по ГОСТ Р МЭК 61869-9-2025 [12]. Как правило, на выходе выдаются числовые значения первичного напряжения (или тока). Т.е. прибор сравнения (как и

шина процесса) получает от ЦТН цифровое значение первичного напряжения U_{IT} . Тогда ф. (6) примет вид:

$$\delta_{KI} = \frac{U_{IT} - K_{U(Э)} \cdot U_{2Э}}{K_{U(Э)} \cdot U_{2Э}} \cdot 100 \quad (10)$$

где

$K_{U(Э)}$ – номинальный коэффициент масштабного преобразования эталонного ТН;

$U_{2Э}$ – вторичное напряжение на эталонном ТН измеренное прибором сравнения, например, типа «Энергомонитор-61850».

Цифровые ТН (ТТ) не могут работать без внешней синхронизации. Предпочтительный метод синхронизации – протокол Precision Time Protocol, нормированный в МЭК 61588, ред.2.0: (РТР также известен, как 1588) с набором профилей, нормированным в IEC/IEEE 61850-9-3. Вместо РТР (или, как дополнительная альтернатива) также может быть использован вход синхронизации 1PPS (один импульс в секунду). Прибор сравнения типа «Энергомонитор-61850» (его собственный генератор) обеспечивает синхронизацию цифровых ТН (ТТ).

5 Поверочные установки

По ГОСТ 8.216-2011 Технические требования к поверочным установкам следующие. «Пределы допускаемых основных погрешностей установки 1 должны удовлетворять требованиям, приведенным в таблицах А.1 и А.2... Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения установки поверочной в случае ее поэлементной поверки вычисляются путем построения *композиции* пределов погрешностей средств измерений, входящих в ее состав».

Аналогично по ГОСТ 8.217-2024: «Соотношение *суммы* предела допускаемой погрешности рабочего эталона и предела допускаемой погрешности прибора сравнения для каждого значения тока, при котором проводят поверку, и предела допускаемой погрешности поверяемых трансформаторов должно быть не более 1/3».

Если первичный ток (или напряжение) подается на компаратор непосредственно, эталонный трансформатор не применяется, поэтому погрешности установки равны погрешностям прибора сравнения (компаратора).

Литература

1. ГОСТ Р 59409-2021 (МЭК 61869-11:2017)
2. ГОСТ Р 59408-2021 (МЭК 61869-10:2017)

3. ГОСТ Р МЭК 61869-6-2021

4. ГОСТ ИЕС 61869-1-2015

5. ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015

6. Приказ Росстандарта от 21-07-2023 № 1491 «Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

7. ГОСТ Р 70507.2-2024 ТРАНСФОРМАТОРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
Часть 2 Технические условия на трансформаторы тока

8. Приказ Росстандарта от 07-08-2023 № 1554

9. ГОСТ 8.216-2011

10. ГОСТ 8.217-2024

11. ГОСТ 1983-2015

12. ГОСТ Р МЭК 61869-9-2025

Сведения об авторах

Сергеев Сергей Ростиславович, зам. директора по техническим вопросам

ООО «НПП Марс-Энерго»

Аказин Никита Сергеевич, руководитель группы разработки ПО

ООО «Марс-Энерго СК»

Микус Олег Александрович, инженер по метрологии

ООО «Марс-Энерго СК»

Вопросы метрологического обеспечения ВАПС

А.С. Шеметов

1. Цели электросетевого комплекса

- 1) Снижение затрат
- 2) Повышение надёжности

1. ПС с применением электромагнитных ТТ и ТН

Структура ПС



Сравнение ПС с использованием электромагнитных и цифровых ТТ и ТН

| | ТТ | ТН | МИП | РЗА |
|--------------------------|---|---|--|--|
| Электромагнитные ТТ и ТН | Погрешность требует метрологического обеспечения | Погрешность требует метрологического обеспечения | Погрешность требует метрологического обеспечения | Погрешность требует метрологического обеспечения |
| Цифровые ТТ и ТН | Погрешность требует метрологического обеспечения | Погрешность требует метрологического обеспечения | Вычислитель , требует проверки программного обеспечения | Вычислитель , требует проверки программного обеспечения |

Для вычислителей которые используют SV потоки нужна аттестация ПО обеспечивающего преобразование мгновенных значений в действующие значения тока, напряжения и мощности и которое может использоваться на всех устройствах производителя.

3. Предложения

Изменения:

1. Ввести определение «Вычислитель» в регламенты по метрологическому обеспечению
2. Разработать правила применения сертифицированного программного обеспечения на различных устройствах данного производителя
3. Регламентировать отсутствие необходимости периодического метрологического контроля (поверка, калибровка) вычислителей при наличии аттестации программного обеспечения

Сведения об авторе

Шеметов А.С., начальник управления развития РЗА и метрологии
Департамент РЗ метрологии АСУ ТП
«Россети» / «Россети ФСК ЕЭС»

Трансформаторы тока измерительные многодиапазонные маломощные ТТИП-Э-5000

М.И. Султанов

Аннотация. Описывается принцип работы и область применения трансформатора тока измерительного многодиапазонного маломощного ТТИП-Э-5000, выпускаемый научно-производственным предприятием «Марс-Энерго».

Ключевые слова: трансформатор тока, поверка.

Трансформаторы тока измерительные многодиапазонные маломощные ТТИП-Э-5000 (в дальнейшем - трансформатор), предназначены для использования в цепях переменного тока с номинальными напряжениями до 0,66 кВ включительно, частотой 50, 60 и 400 Гц при электрических измерениях и поверке измерительных, в т.ч. эталонных, трансформаторов тока (ИТТ) классов точности 0,01 и менее точных.

Конструктивно трансформатор представляет собой комплект из двух блоков:

- первичный трансформатор тока ПТ1;
- первичный пассивный конвертер ПК2.

Принцип действия трансформатора основан на преобразовании первичного электрического тока в напряжение с установленным с помощью коммутатора коэффициентом преобразования K_t .

ПТ1 представляет собой тороидальный магнитопровод с расположенными на нем первичными и вторичными обмотками. Вторичные обмотки подключаются к ПК2.

ПК2 состоит из индуктивного ТТ, который представляет собой тороидальный магнитопровод с расположенными на нем первичными и вторичными обмотками, которые подключаются к шунтам (сопротивлениям). Вторичный ток ТТ вызывает на шунтирующем сопротивлении падение напряжения, которое пропорционально первичному току по амплитуде и фазе.

Для выбора диапазона измерений (номинального значения первичного тока I_n) на ПК2 имеются кнопки встроенного управляемого коммутатора. Выбор I_n может производиться дистанционно с помощью прикладной программы (ПО) по стандартному интерфейсу.

Электропитание коммутатора ПК2 выполняется от внешнего адаптера питания 230VAC-12VDC.

Программное обеспечение трансформатора состоит из встроенного программного обеспечения (ВПО) и прикладных программ для ПК (ПО).

Связь с ПК осуществляется по интерфейсам. ВПО выполняет функции выбора диапазона измерений (номинального значения первичного тока I_n) для чего на ПК² имеются кнопки встроенного управляемого коммутатора. Выбор I_n может производиться дистанционно с помощью прикладной программы (ПО) по стандартному интерфейсу.

Трансформаторы выпускаются в модификациях, отличающихся метрологическими характеристиками и условиями применения.

Условное обозначение трансформаторов при их заказе и в документации другой продукции, в которой они могут быть применены, должно состоять из обозначения типа (ТТИП-Э-5000) и условного обозначения модификации:

ТТИП-Э-5000 X/Y

где:

X – обозначение модификации по классу точности:

- «01» - класс 0,01;
- «02» - класс 0,02;
- «04» - класс 0,04;
- «05» - класс 0,05.

Y – обозначение модификации по номинальной частоте измеряемого тока:

- «60» - 60 Гц;
- «400» - 400 Гц.

Область применения ТТИП-Э-5000:

Метрологические лаборатории и службы заводов-изготовителей, органов Росстандарта, предприятий электроэнергетики и промышленности.

ТТИП-Э-5000 может применяться как в лабораторных условиях, так и на местах установки ИТТ.

Преимущества и особенности ТТИП-Э-5000:

- возможность применения как в автоматизированном режиме под управлением ПК с ПО, так и в ручном режиме работы;
- альтернативный вариант импортозамещения эталонного ТТ (EPRO NCD-5000 кл. т. 0,01/0,005) для поверки/калибровки традиционных эталонных ИТТ кл. т. 0,05;
- расширяет область применения компаратора «Марскомп-К-1000» для поверки/калибровки традиционных, так и маломощных ИТТ ИТТ кл. т. 0,2S/0,5S на частотах 50 и 400 Гц.

Литература

1. ООО «НПП Марс-Энерго», ТТИП-Э-5000. [СПб], 2026. URL: <https://www.mars-energo.ru/home/poverochnnye-ustanovki-i-etalony-dlya-izmeritelnykh-transformatorov/poverka-transformatorov-toka/ttip-e-5000.html> (дата обращения: 10.03.2026).
2. ООО «НПП Марс-Энерго», Руководство по эксплуатации ТТИП-Э-5000. Санкт-Петербург, 2026. – 18 с.
3. ООО «НПП Марс-Энерго», Технические условия ТТИП-Э-5000. Санкт-Петербург, 2026. – 28 с.
4. И.А. Гиниятуллин, Тенденции развития эталонной базы электроэнергетики. Санкт-Петербург, 2022 – 15 с.
5. ГОСТ Р МЭК 61869-6-2021, Трансформаторы измерительные. Часть 6. Дополнительные общие требования к маломощным измерительным трансформаторам (преобразователям). Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2021 – 76 с.
6. ГОСТ Р 59408-2021 (МЭК 61869-10:2017). Трансформаторы измерительные. Часть 10. Дополнительные требования к маломощным пассивным трансформаторам (преобразователям) тока. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2021 – 40 с.
7. ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», Г.Б. Гублер, Е.З. Шапиро, Н.С. Алексеева, «Разработка и исследование эталонного электронного измерительного трансформатора тока с границами допускаемых погрешностей 0,001 % и 0,1 мин.», Санкт-Петербург, 2016 – 9 с.
8. Б.В. Захаров, А.Н. Шаталов, «Погрешности двухступенчатого трансформатора тока», Измерительная техника, 1980, № 4. Москва – 2 с. (с. 41-42).

Сведения об авторе

Султанов Марк Илдарович, инженер по метрологии
ООО «НПП Марс-Энерго»

Материалы конференции

25–29 мая 2026

Санкт-Петербург