

7-я НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

- **МЕТРОЛОГИЯ • ИЗМЕРЕНИЯ •**
УЧЕТ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ •
-

Материалы конференции
«Энергия Бельх ногей 2014»

Санкт-Петербург
2014 г.

Ответственные за подготовку трудов
конференции к изданию:

Менеджер оргкомитета:

Корнеева Наталья Борисовна

Тел./факс: (812) 327-21-11

Зам. председателя оргкомитета:

Шапиро Ефим Зиновьевич, д. т. н.

Тел.: 323-96-79

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

Чернецов В. Ф.

**О некоторых вопросах метрологического обеспечения
производственных процессов в ОАО «ФСК ЕЭС» электроэнергетике 5**

Большаков О. В.

**Внедрение системы контроля качества
электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»..... 13**

Дидик Ю. И., Ахмеев А. А.

**Оценка погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ
по метрологическим характеристикам компонентов 18**

Никифоров В. В.

**Основные положения проекта нового межгосударственного
стандарта по контролю и анализу качества электрической энергии..... 22**

Данилов А. А.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ: не пора ли менять подходы?... 33

Данилов А. А., Кучеренко Ю. В., Бержинская М. В., Ординарцева Н. П.

**Способ калибровки средств измерений
в рабочих условиях эксплуатации 39**

Иванов В. Д.

**Правовые аспекты применения методик измерений
при выполнении измерений с использованием АИИС КУЭ 45**

Гублер Г. Б., Шапиро Е. З.

**Проблемы метрологического обеспечения многофункциональных СИ
электроэнергетических величин в диапазонах до 1000 В и до 100 А..... 48**

Бекбулатов Р. Р.

**Влияние на производственный процесс контроля качества
электрической энергии изменений нормативной базы РФ 57**

Краснова А. Н.

**Методологические недоработки принятых стандартов
по качеству электрической энергии 60**

Сергеев С. Р.

Новые эталоны и поверочные установки для электроэнергетики 68

Гиниятуллин И. А.

**Эталонные средства измерения для метрологического обеспечения
измерительных каналов цифровой подстанции 80**

В. Б. Архангельский, И. А. Гиниятуллин

**Магнитооптический измерительный преобразователь тока
и электрооптический измерительный преобразователь напряжения..... 91**

А. В. Мокеев

Интеллектуальные электронные устройства для цифровой подстанции 99

Е. А. Щигирев, Е. В. Ильяшенко, В. В. Киселев

**Анализ состояния и тенденции развития контроля
качества электрической энергии109**

Г. И. Волович, А. Г. Волович

Цифровой измерительный трансформатор тока127

В. В. Мандрусов

**Современное оборудование для метрологического
обеспечения учета и качества электроэнергии.....138**

С. Н. Рыкованов, В. И. Ухов, А. В. Мандрик, С. Р. Слабоспицкий, И. О. Ковцова

**Цифровой информационно-измерительный комплекс
на базе высоковольтного оптического измерительного
преобразователя NXVCT152**

Б. С. Зайцев

**Цифровые подстанции. Наладка, тестирование
и поверка оборудования166**

Р. Ф. Раскулов

О межповерочном интервале измерительных трансформаторов..... 176

В. В. Молчанов, В. И. Ухов, В. В. Маценко

**Средства и методы анализа потока мгновенных значений
на соответствие стандарту IEC 61850-9.2LE.....187**

И. В. Матюхов

**Измерительные трансформаторы: нормативно-техническая
документация средства измерения для их эксплуатации197**

О некоторых вопросах метрологического обеспечения производственных процессов в ОАО «ФСК ЕЭС» электроэнергетике

*В. Ф. Чернецов,
ОАО «ФСК ЕЭС»*

Метрологическое обеспечение производства в электросетевом комплексе призвано обеспечить единство и требуемую точность измерений во всех производственных процессах по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации (контроль режимов и параметров сети, качества электрической энергии, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и др.). Метрологическое обеспечение производства должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого комплекса (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация, утилизация).

В существующих реалиях, оказалось, очень сложно поддерживать требуемый уровень обеспечения единства измерений производственных процессов. Отсутствие конкретных Государственных норм и требований по организации метрологического обеспечения измеряемых параметров в производственных процессах не подпадающих под Государственное регулирование, накладывает свой отпечаток, иногда прямое непонимание целесообразности тех или иных метрологических работ, а следовательно и финансовых затрат.

В ОАО «Российские сети» принята единая Техническая Политика для электросетевого комплекса (далее ТП), которая ставит новые задачи по принятию решений способствующих оптимизации, совершенствованию методологии и проведению единой технической политики по соблюдению метрологических норм и требований обеспечения единства измерений, поддержания необходимого уровня метрологического контроля и надзора в электросетевом комплексе.

Законодательные требования обеспечения единства измерений основывается на Конституции Российской Федерации и включает в себя Федеральный закон от 26.08.2008года N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», другие федеральные законы, регулирующие отношения в области обеспечения единства измерений, а также принимаемые в соответствии с ними иные нормативные правовые акты Российской Федерации. Положения федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, внутренние нормативно-технические документы юридического лица, касающиеся предмета регулирования ФЗ «Об обеспечении единства измерений», применяются в части, не противоречащей настоящему Федеральному закону.

Метрологическое обеспечение основных производственных процессов электросетевого комплекса приведено на рис. 1.

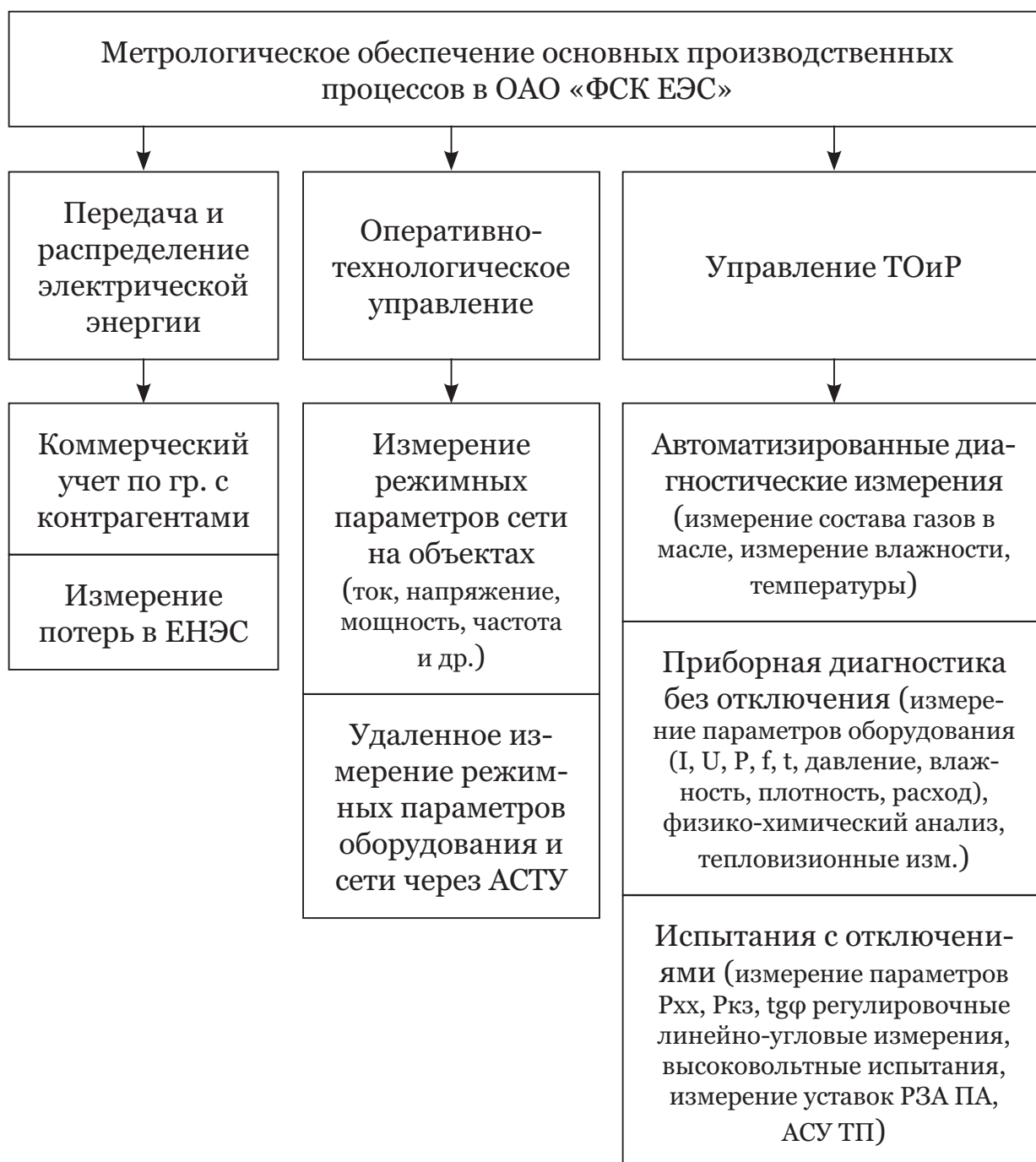


Рис. 1

Средства измерений, применяемые в электросетевом комплексе, подлежат в установленном порядке поверке или калибровке. Все средства измерений, независимо от сферы распространения государственного регулирования, должны: иметь сертификаты об утверждении типа, быть зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений РФ и

рекомендованы установленным в электросетевом комплексе порядком к применению на энергообъектах, в соответствии с требованиями ТП. Производственные помещения и рабочие места для поверки, калибровки и ремонта средств измерений в метрологических подразделениях должны соответствовать требованиям нормативных документов по проведению поверки, калибровки и ремонта средств измерений, а также требованиям руководящих документов по безопасности труда и охране окружающей среды. Измерения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» проводятся в соответствии с аттестованными (стандартизованными) методиками измерений. К поверке и калибровке средств измерений допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей или калибровщиков средств измерений в порядке, установленном ФЗ «Об обеспечении единства измерений», а также Постановлением Госстандарта России от 08 февраля 1994 г. № 8 «Порядок аттестации поверителей средств измерений», методическими указаниями «Порядок аттестации персонала метрологических служб (калибровочных лабораторий) предприятий электроэнергетики на право выполнения калибровочных работ» (РД 34.11.112-96). Специалисты метрологических служб в ОАО «ФСК ЕЭС» проходят обязательное повышение квалификации на курсах не реже одного раза в 5 лет. Разработка отраслевых инструкций норм и правил по метрологии, а также признания компетенций метрологических служб и лабораторий на право проведения калибровочных работ средств измерений осуществляется в основной массе базовыми метрологическими службами.

В Законодательной метрологии продекларированной ФЗ от 26.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» отсутствуют какие либо нормы и требования по организации метрологического обеспечения измеряемых параметров не подпадающих под Государственное регулирование. Юридическими лицами в добровольном порядке может быть принято решение по выполнению полного комплекса работ по метрологическому обеспечению для измерений, не подпадающих под Государственное регулирование. Так же может быть принято решение и по отказу от проведения даже минимального объема метрологических работ, если они не влияют на качество реализации отдельных производственно-технологических процессов. Для примера, устройства РЗА и ПА неразрывно связаны с измерительными функциями. Реализация процессов избирательности и селективности устройств РЗА и ПА в принципе невозможны без выполнения измерительных функций, реагирующими и пороговыми органами. В связи с этим совсем не праздный вопрос о разумной достаточности норм метрологического освидетельствования технических средств выполняющих измерительные функции, не только в РЗА и ПА и в других технологических процессах.

В настоящее время повсеместно реализуется принцип «то что не запрещено Законом, то можно» в таком трактовании Юридическое лицо вправе принять самостоятельное решение о целесообразности проведения тех или иных видов метрологических работ, исходя из сложности и ответственности того или иного технологического процесса и возможности их совмещения с другими видами работ. При всей сложности вывода высоковольтного оборудования из работы в электросетевом комплексе имеются случаи выполнения работ по несколько раз в году или в межремонтном интервале на одном и том же техническом средстве (ТТ, ТН, выключатели со встроенными ТТ, и др.) Поэтому принятие проработанных взвешенных организационных решений позволит оптимизировать затраты на выполнение метрологических работ. Это в конечном итоге позволит снизить суммарные производственные затраты на единицу оборудования.

На данное время тема о высоковольтных измерительных трансформаторах напряжения и тока по прежнему весьма актуальна. Особенно велика их роль в реализации функций РЗА и ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ТМ и др. Совершенствуется технологии изготовления трансформаторов напряжения и тока повышается их качество и надёжность работы.

На смену маслонаполненным и элегазовым сейчас уже внедряются оптические измерительные трансформаторы разработок компаний: «ABB» (Швеция, Швейцария), «NXT-PHASE» - Пролайн (Канада, Россия), Профотек (Россия) и других как зарубежных, так и отечественных производителей. При этом остаётся нерешённым вопрос увеличения межповерочных интервалов измерительных высоковольтных трансформаторов напряжения и тока. При проведении профилактических работ по РЗА и ПА в перечень обязательных работ входит оценка метрологических характеристик ТТ и ТН не менее одного раза в 8 лет (снятие вольт-амперных характеристик и др. процедуры по оценке метрологических характеристик, выполняются с помощью обычных СИ рабочих стендов). При этом с одной стороны не используется дорогостоящее эталонное оборудование, с другой достаточно ли такой методологии и можно ли полностью отказаться от поверки или калибровки ТТ и ТН, предусмотренной соответствующими ГОСТ и заводской документацией. За истекший год проводилась активная работа по увеличению межповерочного интервала. Однако она так и не завершилась положительным результатом.

Ведущие зарубежные производители давно выступают против проведения поверки измерительных трансформаторов в условиях эксплуатации, поскольку гарантируют надёжную работу и стабильность метрологических характеристик в течение всего срока их эксплуатации. Производители известные как в странах Европы, так и на миро-

вом рынке (Siemens AG) и Запорожского завода высоковольтной аппаратуры считают:

Siemens AG – перед выпуском с производства все высоковольтные трансформаторы тока и напряжения фирмы Trench (Siemens AG) проходят первичную поверку. Срок действия заключения о пригодности измерительного трансформатора для эксплуатации на основании результатов первичной поверки не ограниченный, т.е. производитель гарантирует сохранение нормированных метрологических характеристик в соответствии к установленному классу точности на протяжении всего срока службы. Эта гарантия базируется на временной неизменности конструктивных параметров индуктивных трансформаторов тока и напряжения и трансформаторов напряжения с ёмкостным делителем, которыми определяются их метрологические характеристики, и подтверждается многолетним опытом контрольных поверок во время эксплуатации, которые проводились производителем и заказчиком в разных странах. **Однако справедливости ради надо отметить, что ни один производитель не подтвердил эти декларации документально или договорными обязательствами.**

Запорожский завод высоковольтной аппаратуры – многолетний опыт эксплуатации индуктивных ТН и ТТ, а также проверка в условиях завода метрологических характеристик ТН, ТТ которые проверялись после длительной эксплуатации подтверждают, что их метрологические характеристики остаются неизменными. Учитывая то, что метрологические характеристики зависят от:

- сечения магнитопровода;
- количества витков первичной и вторичной обмотки;
- нагрузки

которые на протяжении эксплуатации остаются неизменными, метрологические характеристики также будут неизменными.

Отсюда вытекает нецелесообразность проведения поверки в эксплуатации высоковольтных ТН, ТТ. Юридическое лицо вправе принять решение проводить вместо периодической поверки каждые четыре года, периодическую калибровку измерительных трансформаторов. Однако остается проблема с видами измерений подпадающих под Государственное регулирование. Из всего этого следует, что давно вопрос назрел и требует своего разрешения.

Актуальны на сегодняшний день и вопросы экономической целесообразности повышения требований к точности измерений в технологических процессах;

Технические требования на ОРЭМ к АИИС КУЭ и в сфере оперативно диспетчерского управления, регламентируют повышение точности измерения учета количества электрической энергии, также контроля режимов работы оборудования и сети в электросетевом комплексе.

Повышение требований к нормам точности измерений и метрологическому обеспечению производственных процессов приводит к удорожанию стоимости, как самих средств измерений, так и к удорожанию стоимости их технического обслуживания и сопровождения (поверки, калибровки и др.). Правительство РФ постоянно ставит задачу по минимизации операционных расходов, о стабилизации роста тарифов на электроэнергию.

На текущий год по решению Правительства РФ заморожен рост тарифов. Однако повышение точности рабочих средств измерений, влечет за собой необходимость совершенствования и обновления дорогостоящей эталонной базы, а это все новые и новые затраты. Для целей релейной защиты производители выпускают в соответствии с ГОСТ ТТ с вторичными обмотками кл.т 10Р; и 5Р; при этом эти ТТ в нормальном режиме сети должны соответствовать соответственно кл.т. 3; и 1. В настоящее время наибольшее распространение в РЗА и ПА нашли ТТ с вторичными обмотками кл.т 10Р. В тоже время для повышения избирательности и надежности работы устройств РЗА и ПА наверное целесообразнее применять ТТ с вторичными обмотками 5Р. Зарубежные энергетические компании уже давно перешагнули через этот этап и работают в соответствии с МЭК 44-6. В очередной раз мы стоим перед вопросом избирательность, надежность или экономичность.

Особое внимание заслуживают новые инновационные и цифровые измерительные технологии в производственных процессах электросетевого комплекса и их метрологическое обеспечение. С приходом новых технологий должна совершенствоваться и методологическая и нормативная база. С совершенствованием технологий должна повышаться достоверность передачи результатов измерений, совершенствоваться принципы и методы, исключая влияние на передаваемые результаты измерений. Состояние и пропускная способность каналов связи позволяют минимизировать, в отдельных случаях и отказаться от применения апертуры при передачи результатов измерений. Это позволит повысить качество и достоверность передачи измеряемых параметров оборудования и сети для поддержания заданных режимов.

В настоящее время все более актуальным в электросетевом комплексе становится применение в измерениях цифровых технологий. Цифровые измерительные комплексы на базе электронных трансформаторов тока и напряжения технологической шины IEC 61850-9-2 и интеллектуальных электронных устройств с поддержкой «цифрового» интерфейса, являются одним из самых приоритетных направлений развития электросетевого комплекса, и составляет значительную часть энергообъекта нового поколения – «цифровой подстанции». Использование указанных технологий обладает большим техническим и экономическим потенциалом.

Дальнейшее совершенствование систем измерений с обеспечением высокой точности измерений в измерительных компонентах и измерительных каналах в широком диапазоне измерения параметров возможно только на основе применения инновационных технологий и методов измерений. При этом должна обеспечиваться стабильность метрологических характеристик измерительных компонентов и измерительных каналов в течение всего срока службы или с межповерочными/межкалибровочными интервалами не менее 8-12 лет. При таком подходе все измерительные компоненты и измерительные каналы должны быть утвержденного типа, зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и допущены к применению в Российской Федерации. Возникает вопрос. Возможно, ли при переходе на новые цифровые технологии в РЗА и ПА проводить периодическое метрологическое освидетельствование технических средств выполняющих измерительные функции по упрощенной технологии, применяемой до настоящего времени?

Нельзя обойти и тему формирования и поддержания в актуальном состоянии рабочих эталонов, обеспечивающих метрологический контроль применяемых СИ в технологических процессах электросетевого комплекса. В целом ЕЭЭК (Единый электроэнергетический эталонный комплекс) России пока соответствует текущим потребностям электросетевого комплекса и обеспечивает поверку средств измерения коммерческого учета электроэнергии (ЭЭ) на оптовых и розничных рынках. Практически любое, отечественное или зарубежное СИ (включая эталонные), используемое при учете и контроле качества ЭЭ, может быть поверено с помощью средств ЕЭЭК, в том числе и на месте эксплуатации. В части метрологического обеспечения работ с использованием средств измерения неэлектрических величин рабочие эталоны поверяются в региональных центрах стандартизации и метрологии (ЦСМ). Требуют решения задачи МО внедряемых новых измерительных технологий. Необходимо проведение комплекса работ, обеспечивающего готовность к их решению на базе проведенных ранее исследований и разработок. Можно выделить два крупных взаимосвязанных направления теоретических и экспериментальных работ:

- разработка нормативной базы, методов и средств метрологического обеспечения измерений с использованием новых измерительных технологий, в том числе в интеллектуальных сетях (SMART GRID) и «цифровой подстанции»;
- создание и исследование нового блока эталонных СИ, адекватного новой структуре перспективного измерительного канала построенного на основе цифровых технологий.

Работы по развитию эталонов в этой области, ранее отодвинутые на второй план, сейчас выдвигаются во всем мире на первый план, в число

приоритетных на длительную перспективу. Процесс по созданию и развитию базы рабочих эталонов, используемых на энергообъектах, для поверки и калибровки цифровых средств измерения нового поколения и цифровых измерительных комплексов, невозможен без взаимодействия с ведущими институтами Росстандарта. Решение этих задач позволит повысить качество и достоверность передачи измеряемых параметров оборудования и сети в ОАО «ФСК ЕЭС».

Внедрение системы контроля качества электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»

*О. В. Большаков,
ОАО «ФСК ЕЭС»*

Механизмы исполнения технических регламентов в современной России значительно отличаются от таковых в прошлом СССР. В Советском союзе государство использовало административный ресурс для обязательного исполнения регламентов. Для этого существовали различные системы проверок, а о том, чтобы продолжать не выполнять предписания проверяющих не могло быть и речи. Руководство любого предприятия и отрасли могло расстаться с портфелями очень быстро применением административного ресурса государственной властью.

Сейчас все Государственные стандарты являются документами добровольного применения. Если руководителю предприятия докладывают об установленном факте несоответствия его продукции нормам, стандартам и т.д., то первая реакция – а мы должны соответствовать? Если это соответствие прописано в договоре на поставку, то надо проанализировать: может экономически выгоднее заплатить штраф за несоответствие (и только по решению суда), чем привести в соответствие продукцию? Кроме покупателя и продавца ни кому до этой ситуации нет дела. Государственные ведомства самоустранилось от контроля таких ситуаций, отдав их на откуп юристам, экономистам, экспертам и судам.

Из вышеизложенного следует, что если в СССР было достаточно разработать и утвердить государственный стандарт и он начинал работать благодаря административной поддержке, то для России нужна иерархия документов, подводящая «стороны» к экономической обусловленности выполнения стандарта. Поэтому для развития контроля и управления качеством электроэнергии был выбран механизм создания бизнес-процесса, соответствующий практике исполнения норм и регламентов в современной Российской Федерации.

Рассмотрим необходимые составляющие для реализации контроля и управления качеством электроэнергии. Прежде всего, нужно правильно измерить все необходимые параметры и величины, а если невозможно измерить правильно, нужно измерить с одинаковыми методическими допущениями, для обеспечения возможности сравнения измерений. Полученным результатам измерения нужно придать статус законности - измерение выполнять сертифицированными и поверенными средствами измерения. Затем обработать полученные измерения по утвержденному алгоритму и получить выводы, которые возможно выразить в виде штрафов и тарифов для предъявления контрагенту. Если все предыдущие действия выполнены по утвержденным правилам и в договоре между

контрагентами прописано обязательное руководство этими правилами, то оплата сможет происходить без решения суда или при очень малом проценте судебного рассмотрения по формальным признакам. Только в таком случае есть вероятность, что технический регламент будет активно исполняться.

Алгоритм формирования финансовых санкций за нарушение качества электроэнергии



Рис. 1. Предлагаемый упрощенный алгоритм введения расчетов за нарушения качества электроэнергии при генерации-транспорте-потреблении.

В соответствии с вышеизложенной концепцией был разработан план реализации мероприятий по созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии. Не реализованные позиции выделены цветом.

1. Включение титула «Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии» (СМиУКЭ) в Инвестиционную программу. в 2010г. Разработка Технического задания для СМиУКЭ, проведение конкурса и заключение договоров на выполнение работ (обследование, ПИР и разработка ПСД и РД) для всех МЭС.

2. Разработка и утверждение новой Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» с отдельным разделом по качеству электроэнергии. В послед-

ствии развитие Общей технической политики для ОАО «Россети» с учетом требований «ФСК ЕЭС» и МРСК.

3. Анализ результатов обследования по качеству электроэнергии и разработка Технических требований к СМиУКЭ. Перепланирование работ с учетом полученных результатов и готовности систем связи по рекомендациям Архитектурного комитета.

4. Проведение конкурса на НТД и разработка документа «Методика выполнения измерений для расширенного списка показателей качества электроэнергии в сравнении с ГОСТ 13109-97».

5. Уточнение требований к СИ ПКЭ и проведение аттестации СИ ПКЭ.

6. Проведение конкурса на разработку «Типовой методики по определению источника (направления на источник) искажений параметров качества электроэнергии (ПКЭ)».

7. Внесение обязательных работ по качеству электроэнергии в Типовое задание при новом строительстве и комплексной реконструкции подстанций.

8. Разработка стандарта по нормам на параметры качества электроэнергии в высоковольтной транспортной сети.

9. Запланировано проведение конкурса на создание СМиУКЭ в 2 ПМЭС Сибири и 2 ПМЭС Востока.

10. Запланировано широкомасштабное построение СМиУКЭ во всех МЭС на основе решений, апробированных на пилотных проектах.

Для узаконивания применения предлагаемого механизма в договорах необходимо, чтобы на законодательном уровне в ФЗ РФ были внесены изменения, позволяющие рассматривать всех участников процесса выработки-транспорта-потребления электроэнергии, в том числе потребителя, как возможный источник искажения качества электроэнергии (обсуждается в комитете по электроэнергетике ГД РФ).

Новое в «Методике выполнения измерений для расширенного списка показателей качества электроэнергии»

В методике определен наиболее полный список параметров, характеризующих качество электроэнергии, и подлежащих измерению для разных целей анализа работы сети.

Показатели качества электроэнергии 12 параметров

Параметры напряжения 8 параметров

Параметры тока 12 параметров

Параметры углов фазового сдвига 5 параметров углов для *последующих измерений*

Параметры мощности 16 параметров для *последующих измерений*

Параметры энергии, в том числе энергии искажений, 6 параметров для определения коммерческих санкций.

- W_a - активная энергия, кВт·час;
- W_p - реактивная энергия, кВар·час;
- $W_{a(1)}$ - активная энергия первой гармоники, кВт·час;
- $W_{p(1)}$ - реактивная энергия первой гармоники, кВар·час;
- $W_{a(1)1}$ - активная энергия прямой последовательности, кВт·час;
- $W_{p(1)1}$ - реактивная энергия прямой последовательности, кВар·час;

В реальных ситуациях не всегда требуется измерение полного перечня приведенных параметров. Например, для определения коммерческих санкций не требуется отдельное измерение каждой гармоники. Необходимо измерение энергии искажений с учетом знака, которая вызывает появление гармоник напряжения. В то же время при анализе работы сети и расчете режимов нужно принимать во внимание возможные резонансы, для чего нужны измерения по каждой гармонике отдельно, а энергия искажений за месяц информационной нагрузки почти не несет.

Поэтому для конкретного применения, оптимальным будет тот прибор, который производит все измерения параметров качества электроэнергии, необходимых для решения поставленной задачи. Можно ожидать, что для различных функциональных задач (расчет режима, коммерческая экономия, старение оборудования и т.д.) зависящих от качества электроэнергии оптимальными, с точки зрения цена/возможности, будут различные приборы, измеряющие разные подмножества перечисленных параметров.

Всеми (зарубежными и отечественными) стандартами предписывается измерение гармонических искажений, но не разъясняется как это делать в случае если погрешность ТТ и ТН не нормирована. Согласно Методике, в этом случае, можно измерять характеристики во вторичных цепях без пересчета в точку поставки (балансового разграничения), но при этом необходимо маркировать результат измерения. Маркированные таким образом измерения относятся не к электроэнергии в точке балансового распределения и не являются коммерческими. Результаты таких измерений характеризуют протекающую электроэнергию с учетом специфики построения данной электроустановки, в которую входят измерительные трансформаторы ТТ и ТН.

Такой подход является спорным с метрологической точки зрения, но если его не принять, то нужно оспаривать и современное построение коммерческого учета, где принято измерять полную энергию, включая все гармоники, а их погрешность измерения гармоник также не определена. Однако это не мешает во всем мире регулярно производить коммерческие расчеты за электроэнергию.

Сведения об авторе

Большаков О. В.,

ОАО «ФСК ЕЭС», главный эксперт

e-mail: bolshakov-ov@fsk-ees.ru

Тел.: (495) 710-92-72

Оценка погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ по метрологическим характеристикам компонентов

Ю. И. Дидик, А. А. Ахмеев,
Уральский научно-исследовательский
институт метрологии (ФГУП «УНИИМ»)

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчик электрической энергии (составляют так называемый измерительный комплекс), устройство сбора и хранения данных (УСПД), сервер, выполняющий функции управления и ведения базы данных, а также автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов. Кроме того, в составе АИИС КУЭ присутствует система обеспечения единого времени, осуществляющая синхронизацию часов счетчиков, УСПД и сервера со шкалой единого времени.

Можно утверждать, что результат измерения - измерительная информация – в окончательном виде (значения электрической энергии за установленные интервалы времени) формируется в базе данных.

Каждое преобразование сигнала в измерительной цепи ИК может сопровождаться погрешностью. Однако, доминирующий вклад в погрешность ИК вносят погрешности элементов измерительного комплекса, суммарное воздействие которых рассмотрено ниже (для активной мощности и энергии).

Граничные значения погрешности ИК могут быть рассчитаны по формуле [1]:

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{co}^2}, \quad (1)$$

где δ_{TT} – погрешность трансформатора тока [2]; δ_{TH} – погрешность трансформатора напряжения [3]; δ_{Θ} – погрешность трансформаторной схемы; δ_{co} – погрешность счетчика [4].

Погрешность трансформаторной схемы включения счетчика для активной мощности и энергии рассчитывают также по известной [1] формуле:

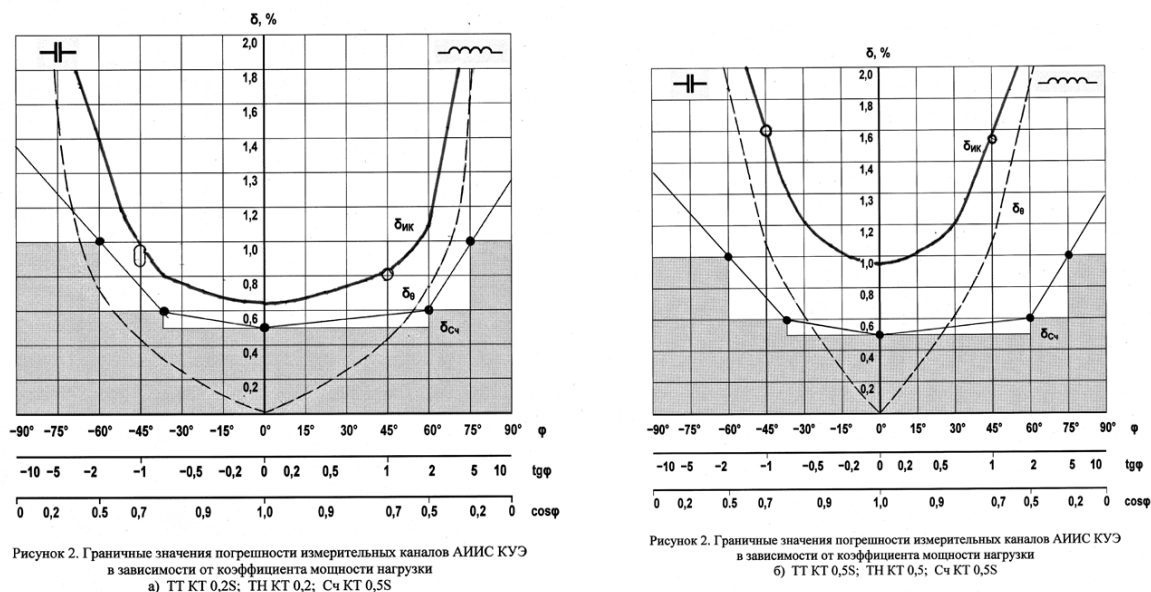
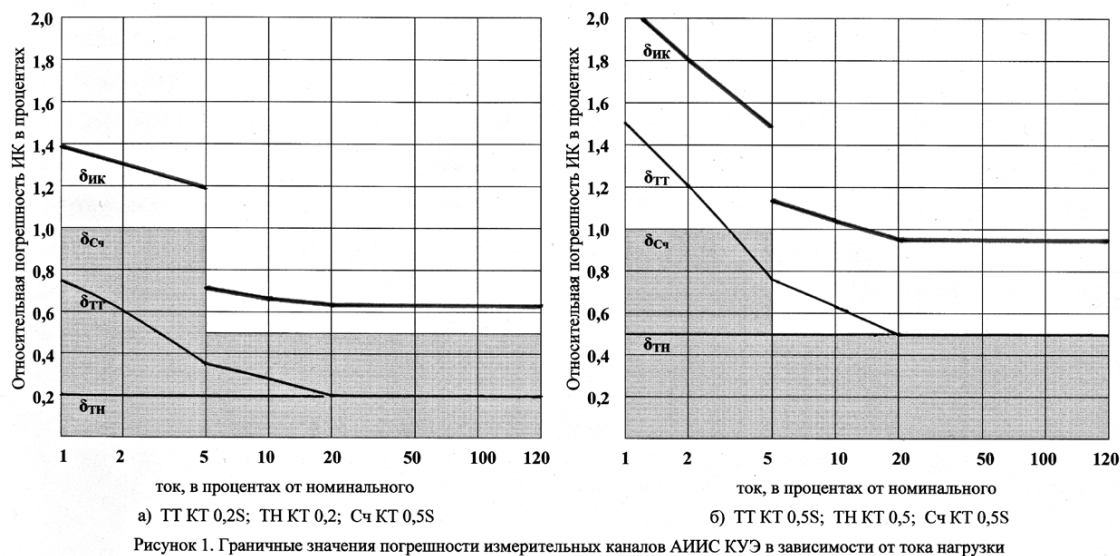
$$\delta_{\Theta} = \sqrt{\theta_{TT}^2 + \theta_{TH}^2} \times \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где θ_{TT} и θ_{TH} – угловые погрешности трансформаторов тока и напряжения соответственно; φ – угол сдвига фаз между током и напряжением в нагрузке.

В докладе рассматриваются только перечисленные выше аппаратурные составляющие погрешности ИК, определяющие минимально возможную погрешность измерений электрической энергии.

Полная погрешность измерений включает в себя также методические составляющие (главным образом от воздействия влияющих факторов), и в соответствии с принятой практикой оценивается в документе, регламентирующем методику измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ [5]. В частности, составляющая погрешности от потерь напряжения во вторичной цепи трансформатора напряжения в настоящем докладе отнесена к методическим.

Наглядное представление поведения погрешности ИК в зависимости от тока нагрузки показано на рисунке 1, в зависимости от коэффициента мощности нагрузки - на рисунке 2. Граничные значения погрешностей ИК рассчитаны применительно к счётчикам класса точности 0,5S, но для двух вариантов классов точности трансформатора тока – 0,2S и 0,5S, и соответственно трансформатора напряжения – 0,2 и 0,5.



Из представленной информации следуют два вывода:

1. О нормировании МХ ИК.

Имеет смысл выделить “типичные” и “нетипичные” ситуации измерений. В этом отношении работу в диапазоне от 10 % до 120 % номинального тока можно считать ситуацией типичной, которую можно характеризовать одним значением погрешности ИК, рассчитанной для номинального тока нагрузки. Эту характеристику можно принять в качестве нормативной. Если значительная доля измерений конкретным ИК относится к диапазону тока менее 10% номинального, есть смысл дополнительного нормирования характеристик данного ИК в АИИС КУЭ.

Для оценки влияния реактивного характера нагрузки на результат измерений активной мощности и энергии предлагается оценивать погрешности ИК при углах фазового сдвига $\varphi = +45^\circ$ и $\varphi = -45^\circ$. При этом $\operatorname{tg} \varphi = 1$, $\cos \varphi = 0,7$. Вычисления по формуле (2) упрощаются (представление угловой погрешности в сантирадианах не требует корректирующего множителя при комбинации с погрешностью масштабных коэффициентов, выраженной в процентах).

Считая ситуацию $|\varphi| \leq 45^\circ$ типичной, предлагается нормировать граничное значение погрешности ИК одним числом, вне зависимости от индуктивного или ёмкостного характера нагрузки.

Однако, если ИК работает при больших фазовых сдвигах (например, при измерении потерь в реакторе или конденсаторной батарее) - есть смысл в индивидуальном нормировании характеристик такого ИК.

2. О выборе компонентов измерительного комплекса

Из представленных данных видно, что при использовании измерительных трансформаторов и счётчика одного класса точности, погрешность ИК превышает погрешность счётчика почти в два раза (0,95 % для ИК со счётчиком класса точности 0,5S). Если использовать измерительные трансформаторы с лучшим на ступень классом точности, эта разница снижается до одной четверти (0,63 % для ИК с таким же счётчиком).

Представленные в докладе результаты могут быть полезны специалистам как при выборе компонентов ИК, так и при оценке МХ АИИС КУЭ.

Список литературы

1. РД 34.11.325-90. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении.
2. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
3. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
4. ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования.

Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

5. РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электро-энергии и мощности.

Сведения об авторах

Дидик Юрий Иванович,

ФГУП «УНИИМ», заведующий отделом

Тел.: (343) 350-23-13

lemma@uniim.ru;

Ахмеев Андрей Александрович,

ФГУП «УНИИМ», и. о. заведующего лабораторией

Тел. (343) 217-81-85

lab262@uniim.ru

Адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Основные положения проекта нового межгосударственного стандарта по контролю и анализу качества электрической энергии

*В. В. Никифоров,
ООО «ЛИНВИТ»*

Необходимость разработки нового межгосударственного стандарта «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. «Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» обусловлена, с одной стороны, введением в действие новых межгосударственных стандартов по нормам качества электрической энергии (КЭ) ГОСТ 32144-2013[1] и методам измерения показателей КЭ ГОСТ 30804.4.30-2013[2], ГОСТ 30804.4.7 -2013[3], с другой стороны, вступающим в противоречия с требованиями данных стандартов положений действующего стандарта по контролю КЭ ГОСТ 32145-2013[4], в основе которого лежат требования ГОСТ 13109-97 [5], прекращающего действие с 1.07.2014 г.

Как отмечалось в [6], изменения должны коснуться области применения стандарта, выбора пунктов контроля, требований к средствам измерений (СИ), характеристик процесса измерений (продолжительности измерений, статистической обработке результатов измерений с оценкой соответствия показателей КЭ (ПКЭ) установленным требованиям), оформления результатов измерений и др. По этим причинам в национальную программу стандартизации 2013-2014 г.г. была включена разработка указанного выше межгосударственного стандарта.

В настоящее время окончательная редакция проекта стандарта находится на согласовании странами СНГ.

Цель разработки: сохраняя определенную преемственность ГОСТ 32145-2013, учесть требования новых стандартов по нормированию и методам измерения показателей качества электрической энергии (ПКЭ) и тенденции развития подходов к контролю и мониторингу КЭ.

Стандарт содержит следующие разделы:

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
- 3 Термины и определения
- 4 Сокращения и обозначения
- 5 Контроль качества электрической энергии
- 6 Мониторинг качества электрической энергии
- 7 Система мониторинга качества электрической энергии,

а также рекомендуемые приложения по расчетам и измерениям и формам протоколов испытаний. Основное содержание изложено в разделах 1, 5-7.

Настоящий стандарт устанавливает основные положения по организации и проведению контроля качества электрической энергии в точках передачи/поставки электрической энергии пользователям электрических сетей систем электроснабжения общего назначения однофазного и трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с целью определения соответствия качества электрической энергии нормам, установленным в ГОСТ 32144-2013, условиям договоров на поставку электрической энергии и/или на оказание услуг по передаче электрической энергии.

Настоящий стандарт устанавливает также основные положения по организации и проведению мониторинга качества электрической энергии в электрических сетях сетевых организаций и потребителей электрической энергии (ЭЭ) в целях обследования (наблюдений) для оценки и управления качеством электрической энергии (КЭ).

Разделение контроля КЭ и мониторинга КЭ не случайно. Объективно существуют два различающихся процесса (ГОСТ 30804.4.30-21013): оценка соответствия КЭ установленным нормам и обследование, наблюдение за показателями КЭ, характеризующиеся существенно различающимися требованиями к точности проводимых измерений.

Положения настоящего стандарта, относящиеся к контролю качества электрической энергии применяют при проверке соответствия показателей качества (ПКЭ) стандартам, устанавливающих нормы КЭ (при осуществлении сертификационных и арбитражных испытаний электрической энергии (ЭЭ), инспекционном контроле за сертифицированной электрической энергией), при выполнении условий договоров в части обеспечения КЭ, а также при осуществлении государственного надзора.

Положения настоящего стандарта, относящиеся к мониторингу КЭ, применяют при проведении обследований и оценке КЭ, в том числе при периодических испытаниях ЭЭ по планам – графикам сетевых организаций и потребителей ЭЭ, при определении технических условий для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети, подготовке электрических сетей к сертификации ЭЭ, допуске к эксплуатации энергопринимающих устройств потребителей, ухудшающих КЭ, разработке мероприятий для поддержания необходимого уровня КЭ в точках передачи ЭЭ и др.

Контроль КЭ с проведением точных измерений проводится, следовательно, только тогда, когда возникает необходимость подтверждения соответствия качества передаваемой/потребляемой электрической энергии установленным требованиям. При этом процедуры контроля КЭ осуществляются независимыми аккредитованными организациями.

Область применения мониторинга КЭ, как видим, существенно шире, поскольку обследованиями КЭ необходимо заниматься не от случая к случаю, а непрерывно или регулярно, решая разные задачи (см. выше). При этом не столь важно получить точные значения ПКЭ, сколько оценить текущее состояние КЭ, необходимость тех или иных корректирующих мероприятий для его поддержания и/или улучшения.

Основные положения по организации и проведению контроля и мониторинга КЭ установлены в отношении следующих показателей качества электрической энергии.

- положительное и отрицательное отклонения напряжения;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- кратковременная и длительная дозы фликера.

Положения настоящего стандарта, применяют также при организации и проведении мониторинга интергармоник напряжения и случайных событий в электрических сетях (прерываний, провалов напряжения и перенапряжений).

Таким образом, область применения разрабатываемого стандарта существенно отличается от области применения ГОСТ 32145-2013.

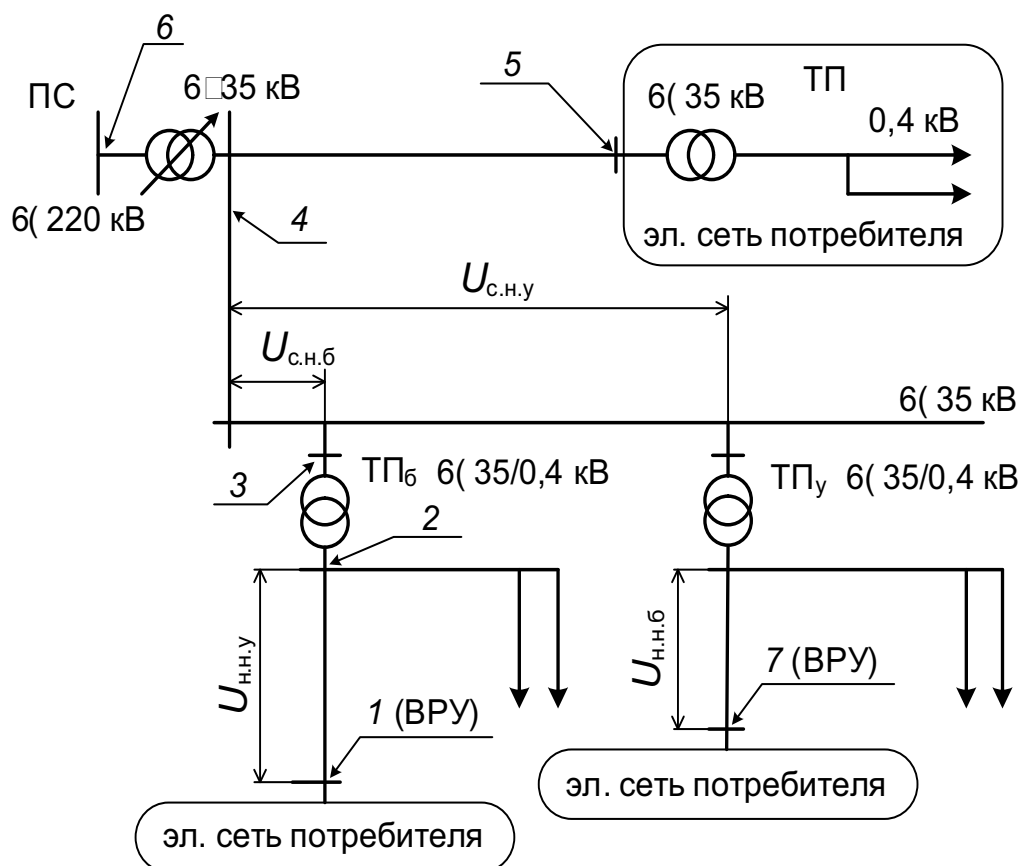
В настоящем стандарте установлен порядок выбора пунктов контроля и мониторинга КЭ, пересмотрены требования к применяемым средствам измерений и продолжительности и измерений при контроле и мониторинге КЭ, а также к порядку обработки и оформления результатов измерений.

Приведены рекомендации по проведению измерений ПКЭ в рабочих условиях, отличающихся от нормальных условий для применяемых СИ и учету влияния измерительных трансформаторов напряжения на неопределенность измерений.

В разделе «Контроль качества электрической энергии» при выборе пунктов контроля (ПК) обращается внимание на то, что поскольку ГОСТ 32144-2013 показатели и нормы КЭ установлены в точках передачи ЭЭ пользователям электрической сети, эти точки и выбирают в качестве ПК. Если измерения ПКЭ проводят в данных ПК, то никаких дополнительных расчетов по определению допустимых значений ПКЭ, естественно, не требуется.

При невозможности организации контроля КЭ в точке передачи ЭЭ данному пользователю электрической сети контроль КЭ проводят в бли-

жайшей к ней доступной точке электрической сети, в которой возможно подключение СИ. В этом случае при определении допустимых граничных значений положительного и отрицательного отклонений напряжения в данной точке учитывают потери напряжения на участке линии от ПК до точки передачи ЭЭ в режимах наименьших и наибольших нагрузок ЦП (см. рисунок 1). В электрической сети одного центра питания (ЦП) допускается проводить контроль



1, 7 – ВРУ; 2 – шины 0,4 кВ ТП; 3, 5 – шины 6–35 кВ ТП; 4 – шины 6–35 кВ ПС;
6 – шины 35–220 кВ ПС (ЦП)

Рисунок 1 – Схема распределительной электрической сети

ПКЭ по отклонениям напряжения в ПК, соответствующих ближайшей к ЦП и наиболее удаленной от ЦП точках передачи ЭЭ, определяемых на основе расчетов или измерений потерь напряжения в линиях от ЦП до каждой точки передачи ЭЭ по методике, аналогичной в ГОСТ 32145-2013, но отличающейся тем, что в данном случае не требуется учет потерь напряжения в сети потребителя, так как нормы ПКЭ установлены в точках передачи ЭЭ.

В подразделе «Требования к продолжительности измерений при проведении контроля КЭ» установлено, что во всех видах контроля при

проверке соответствия ЭЭ установленным требованиям (нормам ГОСТ 32144-2013 или условиям договоров купли/продажи ЭЭ) проводят непрерывные измерения значений ПКЭ по ГОСТ 30804.4.30 СИ, класс измерений А, в течение не менее одной недели (семи суток). Это положение соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 и рекомендациям ГОСТ 30804.4.30-2013.

При оценке соответствия ПКЭ установленным нормам число маркированных данных, не учитываемых при этом, не должно превышать 5 % общего числа усредненных на 10-ти минутных интервалах значений ПКЭ в каждые сутки из общего периода времени непрерывных измерений.

Данная норма существенно отличается от требования в ГОСТ 32145-2013, где ограничивалось общее время перерывов в измерениях ПКЭ в сутки, включая длительность провалов и перенапряжений, 5-ю минутами.

Согласно ГОСТ 32144-2013, оценка соответствия ПКЭ установленным нормам осуществляется по результатам измерений ПКЭ, усредненным на 10-и минутных интервалах времени, при этом маркированные данные не учитываются. По концепции маркирования ГОСТ 32144-2013 все усредненные (объединенные) значения, включающие в себя маркированные значения на основном интервале измерения (0,2с) также должны маркироваться и сохраняться. Таким образом, при воздействии каждого кратковременного события (провала, прерывания или перенапряжения) при измерении других ПКЭ из статистической обработки будут исключаться соответствующие усредненные на 10-и минутных интервалах значения ПКЭ. Учет при этом длительности провалов, прерываний или перенапряжений теряет смысл. Число маркированных данных в данном случае равно числу 10-и минутных интервалов, не участвующих в оценке соответствия ПКЭ нормам.

В подразделе «Требования к СИ при проведении контроля КЭ» установлено, что при выполнении измерений при контроле КЭ применяют СИ, соответствующие требованиям ГОСТ 30804.4.30, класс измерений А, и ГОСТ 30804.4.7[5], класс I, при интервалах усреднения результатов измерений, установленных в ГОСТ 32144. Измерения кратковременных и длительных доз фликера проводят с использованием фликерметра типа F1 [7]. Все используемые СИ должны иметь свидетельства об утверждении типов и свидетельства о поверке.

В разделе «Проведение испытаний» установлено, что условия испытаний ЭЭ в ПК контролируют в течение интервала времени измерений с помощью поверенных СИ с определением наибольших и наименьших значений контролируемых параметров внешней среды.

После окончания испытаний при просмотре архива (журнала событий) проверяют выполнение требования по числу маркированных данных и в случае невыполнения этого требования испытания повторяют.

В разделе «Обработка результатов испытаний» установлено, что для оценки соответствия ПКЭ установленным требованиям СИ должны обеспечивать усреднение (объединение по времени) результатов измерений ПКЭ с учетом требований ГОСТ 30804.4.30 (раздел 5) и производить статистическую обработку усредненных (объединенных) результатов измерений ПКЭ за каждую неделю проведения испытаний, необходимую для определения соответствия требованиям ГОСТ 32144.

При оценке неопределенностей измерений ПКЭ учитывают, что допускаемые значения неопределенности измерений ПКЭ установлены в ГОСТ 30804.4.30 применительно к нормальным условиям эксплуатации СИ, подключаемых непосредственно в точке измерения без масштабных преобразователей напряжения (трансформаторов, делителей).

При выполнении этих условий при измерениях ПКЭ в точках передачи ЭЭ в электрических сетях низкого напряжения за оценку неопределенности измерений в соответствии с ГОСТ Р 54500.3 принимают интервал, определяемый границами погрешности используемого СИ по соответствующему ПКЭ:

$$U_p = \Delta_{н.у},$$

где U_p – расширенная неопределенность измерения данного ПКЭ для уровня доверия $p=0,95$; $\pm\Delta_{н.у}$ – границы погрешности СИ в нормальных условиях эксплуатации (границы основной погрешности СИ) для уровня доверия $p=0,95$.

Результат измерения ПКЭ представляют в форме:

$$Y_{ПКЭ} = y_{ПКЭ} \pm U_p,$$

где $y_{ПКЭ}$ – измеренное значение ПКЭ.

При этом должно выполняться требование $U_p \leq U_{доп}$, где $U_{доп}$ – допускаемое значение неопределенности измерений ПКЭ, установленное в ГОСТ 30804.4.30, измерения класса А.

Если условия эксплуатации СИ отличаются от нормальных, выполняют расчет неопределенности измерений в рабочих условиях эксплуатации СИ с учетом влияния соответствующих факторов, например температуры окружающей среды:

$$U_p = \Delta_{н.у} + \Delta_{н.у} K_T \Delta T,$$

где K_T – температурный коэффициент СИ по данному ПКЭ, равный относительному изменению погрешности при изменении температуры окружающей среды на 1 К; ΔT – абсолютное значение разности

температур окружающей среды в рабочих и нормальных условиях эксплуатации СИ, К.

При этом неопределенность измерения класса А, установленную в ГОСТ 30804.4.30 допускается изменить в соответствии с документально установленной зависимостью от влияющих факторов:

$$U_{\text{доп.Т}} = U_{\text{доп}} (1 + K_T \Delta T)$$

П р и м е ч а н и е – Если в паспорте СИ указан не температурный коэффициент, а дополнительная погрешность $\Delta_{\text{доп}}(\Delta T)$, то $U_p = \Delta_{\text{н.у}} + \Delta_{\text{доп}}(\Delta T)$

При измерениях ПКЭ в точках передачи ЭЭ в сетях СН и ВН за оценку неопределенности измерений принимают интервал, определяемый границами погрешности измерительного канала, состоящего из СИ и ИТН, с учетом температурного коэффициента СИ и класса точности ИТН. Например, расширенная неопределенность измерения отклонений напряжения при равномерном распределении и уровне доверия 0,95:

$$U_{p(\delta U)} = \frac{k}{\sqrt{3}} \sqrt{(\Delta(\delta U)_{\text{СИ}})^2 + \left(\frac{\delta U_{\text{ИТН}} U_{\text{СИ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2},$$

где $\Delta(\delta U)_{\text{СИ}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ, %; $\delta U_{\text{ИТН}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности напряжения ИТН, %; U - напряжение на измерительных входах ИТН, В; $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение; В; k – коэффициент охвата, равный 1,65 при указанных условиях.

Оценки расширенной неопределенности измерений каждого ПКЭ приводят в соответствующих таблицах приложения 1 к протоколу испытаний.

При этом неопределенность измерения класса А, установленную в ГОСТ 30804.4.30, допускается увеличить с учетом влияния обоих факторов.

Измерения, выполненные СИ, класс измерений А, считают легитимными во всем интервале рабочих температур этого СИ и при использовании ИТН с учетом влияния указанных факторов.

В разделе «Оформление результатов испытаний» приводятся со ссылками на приложение Временные рекомендуемые формы протоколов при испытаниях ЭЭ в целях проверки соответствия ЭЭ нормам, установленным в ГОСТ 32144, проводимых как в точках передачи ЭЭ, так и в случае иногда измерения проводят в ПК, не совпадающим с точкой передачи ЭЭ.

В приложениях к протоколу приводят результаты измерений ПКЭ в ПК, мощности нагрузки ИТН (если он применялся), а также сведения о числе маркированных данных в каждые сутки в табличном виде.

Установлены виды представления результатов измерения по каждому ПКЭ.

В общих положениях раздела «Мониторинг качества электрической энергии» подчеркнуто, что продолжительность мониторинга, номенклатура измеряемых ПКЭ и других характеристик ЭЭ, требования к оценке результатов от его целей. В частности, оценка состояния КЭВ электрических распределительных сетях, получаемая при периодическом мониторинга КЭ, необходима для принятия решений и проведения корректирующих мероприятий. При этом проводят измерения ПКЭ в пунктах мониторинга (ПМ) в установленных интервалах времени мониторинга и сопоставлении результатов с нормами КЭ, в том числе при подготовке к обязательной сертификации ЭЭ и инспекционному контролю сертифицированной продукции.

Положительные результаты периодического мониторинга могут быть представлены сетевой организацией в орган по сертификации при подаче заявки на обязательную сертификацию ЭЭ в составе доказательств, что организация владеет управлением КЭ, обеспечивает достаточный уровень КЭ и готова к сертификации ЭЭ.

В подразделе «Выбор пунктов мониторинга» приведены рекомендации по выбору ПМ для всех ПКЭ. В частности, для мониторинга ЭЭ, передаваемой потребителям, в качестве ПМ отклонений напряжения в ЦП выбирают секцию (систему шин), с учетом характера изменения нагрузки которой осуществляют централизованное регулирование напряжения в объединенной сети. При этом предварительно определяют граничные значения допускаемых отклонений напряжения в данном ПМ по рекомендациям, приведенным в приложении А. Из общего числа точек передачи ЭЭ потребителям в электрической сети одного ЦП выбирают электрически ближайшую к ЦП и наиболее удаленную от ЦП точки передачи ЭЭ (см. рисунок 1).

При выборе ПМ суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения и коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности помимо точек передачи ЭЭ искажающим потребителям рекомендуется дополнительно рассмотреть целесообразность мониторинга КЭ в ближайших ТОП, к которым присоединены восприимчивые к помехам энергопринимающие устройства потребителей, а также в точках сети с установленными статическими компенсирующими устройствами.

В качестве ПМ для измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности выбирают точки передачи ЭЭ потребителям по четырехпроводным и пятипроводным трехфазным сетям, например шины трехфазного ВРУ здания или шины 0,4 кВ ТП 6–35/0,4 кВ.

Указано, что для статистических оценок случайных событий требуется длительный мониторинг до 1 года и более. Кратковременный периодический мониторинг для этой цели малоэффективен.

При рассмотрении претензий к КЭ ПМ выбирают в точке передачи ЭЭ потребителю, или ближайшей к ней. При рассмотрении коллективных претензий потребителей, снабжаемых от одной ЛЭП, ПМ выбирают в ТОП с соответствующим расчетом уставок напряжений или в двух точках – в начале и в конце участка обследуемой ЛЭП, при этом испытания проводят синхронно.

В подразделе «Требования к продолжительности и периодичности измерений при проведении мониторинга КЭ» установлены требования к продолжительности измерений при разных видах мониторинга:

- при периодическом мониторинге – не менее двух суток; при наличии в сети ЦП с автоматическим регулированием напряжения допускается сократить продолжительность измерений до одних суток;
- при рассмотрении претензий к КЭ, когда рассматривается влияние искажающего потребителя – не менее двух суток;
- при допуске в эксплуатацию энергопринимающих устройств искажающих потребителей - не менее двух суток.

В связи с тем, что в выпускаемых СИ КЭ не предусмотрена оценка соответствия для общего произвольного интервала непрерывных измерений (допускается суточный и/или недельный интервал) в примечаниях к данному пункту приведены условия для обеспечения получения необходимых результатов при измерениях: кратность общей продолжительности измерений интервалу времени равному 24 часам; при продолжительности измерений менее 7 суток соответствие нормативным значениям ПКЭ определяется для каждого интервала времени равных суткам (24 часам), при продолжительности измерений равной семи суткам соответствие нормативным значениям ПКЭ определяется для семи суток в целом; при продолжительности измерений более 7 суток общая продолжительность измерений должна быть кратна семи суткам, а соответствие нормативным значениям ПКЭ определяется для каждого семи суток

Кроме того, указано, что во всех случаях используются интервалы усреднения (объединения) результатов измерения, равные 10 мин, кроме длительной дозы фликера (2 часа) и отклонений частоты.

Число маркированных данных не должно превышать 5 % числа значений ПКЭ, усредненных на 10-ти минутных интервалах, в каждые сутки из общего периода времени непрерывных измерений, установленного для периодического мониторинга

В подразделе «Требования к СИ при проведении мониторинга КЭ» установлена допустимость применения СИ, ГОСТ 30804.4.30, класс измерений S (A) и ГОСТ 30804.4.7, класс II (I) в зависимости от целей и задач мониторинга. Измерения доз фликера проводят с использованием фликерметра соответственно типа F3 (F1).

В подразделе «Обработка результатов испытаний» производится статистическая обработка результатов измерений при периодическом мониторинге всех ПКЭ, измеряемых в установленном интервале времени мониторинга. Полученные значения ПКЭ сопоставляют с установленными нормами для оценки существующего уровня КЭ.

В подразделе «Оформление результатов испытаний» приведена ссылка на приложение В форма протокола испытаний ЭЭ при периодическом мониторинге.

В разделе Система мониторинга качества электрической энергии» (СМКЭ) изложены общие требования к СМКЭ, в том числе общие положения о назначении СМКЭ, пользователях, стандартах, требования которых необходимо учитывать при построении СМКЭ. Сформулированы требования к архитектуре СМКЭ, интеграция СМКЭ с другими технологическими системами, указаны ПКЭ и параметры, измеряемые в СМКЭ. Приведены рекомендации по выбору мест установки СИ в СМКЭ и требования к СИ, а также рекомендации по обработке данных КЭ в СМКЭ.

Список литературы:

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
2. ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии
3. ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств
4. ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
5. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
6. К вопросу об организации контроля КЭ. 6-я научно-техническая конференция «Энергия белых ночей». Сб. докладов 13-17 мая, 2013, Санкт-Петербург. С.116- 126
7. ГОСТ Р 51317.4.15 – 2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений и испытаний. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

Сведения об авторе

Никифоров Владимир Васильевич,

Научный руководитель ООО «ЛИНВИТ», заместитель генерального
директора

Адрес: 105120, г. Москва, Б. Полудяроулавский пер., д. 18, стр. 3, эт. 2

Тел./факс: (495) 730 53 56;

e-mail: linvit@linvit.ru

www.linvit.ru

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ: не пора ли менять подходы?

А. А. Данилов,
ФБУ «Пензенский ЦСМ»

При реализации метрологического обеспечения АИИС КУЭ возникает ряд вопросов, к сожалению, не имеющих пока однозначного решения. Именно эти частные вопросы побудили задуматься над решением более общего вопроса: правильным ли путем мы идем в течение многих лет?

Сначала перечислю частные вопросы. Безусловно, их гораздо больше, но и этого вполне достаточно, чтобы задуматься о правильности нынешних подходов к метрологическому обеспечению АИИС КУЭ.

1. Относятся ли **измерения** электрической энергии и мощности к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений?

Рассуждая формально, нет, поскольку в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) в разделе «Единый перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», отсутствуют измерения электрической энергии и мощности, следовательно, к ним не установлены обязательные требования, в том числе показатели точности.

Разумеется, требования к организации **учета** электрической энергии законодательно установлены, но именно учета, а не измерений.

Развивая эту мысль дальше, можно дойти до абсурда...

2. Являются ли комплексы сбора данных с АИИС КУЭ средствами измерений?

Комплексы, о которых идёт речь, представляют собой компьютер, с помощью которого осуществляются сбор и хранение информации, поступающей в виде автоматических отчетов в формате XML посредством электронной почты, а также передача этой информации в утвержденных форматах удаленным заинтересованным пользователям.

Какие **измерительные** задачи решают эти комплексы и их программное обеспечение? Никакие.

Какие предъявляются обязательные требования к таким комплексам, в том числе показатели точности? Какими метрологическими характеристиками (МХ) могут обладать такие комплексы? Таких МХ ещё не найдено.

Утверждают ли тип подобных комплексов? Да, некоторые из них зарегистрированы в реестре средств измерений (СИ) ФИФ ОЕИ по настоящему («давлению») и нижайшей просьбе уважаемых заказчиков. Правда, тип таких комплексов утверждают с надуманными МХ, соответствующими МХ тех АИИС КУЭ, от которых поступает информация в виде отчетов

тов в формате XML (см. например, № 45673-10, № 55829-13 в реестре СИ ФИФ ОЕИ и др.)

В некоторых случаях к такому комплексу подключают один-два счетчика электрической энергии (для организации технологического учета) с тем, чтобы придать комплексу видимые измерительные функции, которые специально вводят с той целью, чтобы утвердить тип надуманного СИ.

3. Часто ли испытатели имеют доступ к третьему уровню при испытаниях трехуровневых АИИС КУЭ? Часто ли поверители имеют доступ к третьему уровню при проведении поверки трехуровневых АИИС КУЭ?

Не часто, чтобы не сказать, практически никогда. Ибо на самой подстанции в трехуровневых АИИС КУЭ обычно все заканчивается вторым уровнем, а третий уровень остается вне их досягаемости...

4. Кто пользуется МХ измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, регламентированными в описаниях типа СИ?

Этот вопрос был задан участникам 8-й конференции «Метрологическое обеспечение измерительных систем», состоявшейся в октябре 2013 г. в г. Пензе. Ответ очевиден: МХ ИК АИИС КУЭ никому не нужны, достаточно знать лишь состав ИК АИИС КУЭ и МХ компонентов, образующих ИК АИИС КУЭ.

5. Допустимо ли указывать в описаниях типа счетчиков электрической энергии, что они соответствуют требованиям ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003), ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003), хотя показатели точности этих счетчиков, указанные в описаниях типа, не соответствуют требованиям указанных стандартов?

Не допустимо, но фактически встречается. Это относится ко многим счетчикам электрической энергии. В качестве примера в таблицах 1, 2 приведены результаты сопоставления показателей точности счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (№36697-12 в реестре СИ ФИФ ОЕИ) и ZMD (№30830-13 в реестре СИ ФИФ ОЕИ).

Таблица 1

Пределы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии класса точности 0,2S

Значение тока	Коэффициент мощности	ГОСТ Р 52323-2005	СЭТ-4ТМ.03М	ZMD
$0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	1,00	±0,4	±0,4	±0,28
$0,05I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$		±0,2	±0,2	±0,14
$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,10I_{\text{ном}}$	0,50 (при индуктивной нагрузке) 0,80 (при емкостной нагрузке)	±0,5	±0,5	±0,40
$0,10I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$		±0,3	±0,3	±0,24

Таблица 2

Пределы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии класса точности 0,5

Значение тока для счетчиков, включаемых через трансформатор	Коэффициент $\sin\phi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	ГОСТ Р 52425-2005	СЭТ-4ТМ.03М	ZMD
$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,00	Отсутствуют	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < I_{\text{МАКС}}$			$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10I_{\text{НОМ}}$	0,50		$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
$0,10I_{\text{НОМ}} \leq I < I_{\text{МАКС}}$	0,50		$\pm 0,6$	$\pm 0,5$
	0,25		$\pm 1,0$	$\pm 1,0$

6. Нужна ли аттестованная методика измерений электрической энергии с применением АИИС КУЭ?

В соответствии с частями 1 и 2 статьи 5 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ:

«1. Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку». Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации.

2. Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений. Сведения об аттестованных методиках (методах) измерений передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений проводящими аттестацию юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями».

В соответствии с процитированными частями 1 и 2 статьи 5 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008

г. № 102-ФЗ методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, с применением АИИС КУЭ утвержденного типа, прошедших поверку, должны быть внесены в эксплуатационную документацию и не подлежат аттестации.

Разумеется, сказанное относится к измерениям электрической энергии и мощности, которые осуществляются в точках измерений.

7. Есть ли отличие между методикой измерений и методикой учета электрической энергии?

Разумеется, есть. В соответствии с перечислением 11 статьи 2 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ:

«11) методика (метод) измерений – совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности».

Исходя из этого определения, замещающие и замыкающие методы получения информации о поставленной/потребленной электрической энергии не имеют никакого отношения к измерениям, равно как и учет потерь в элементах электрической сети от точек измерений до точек поставки. Все это, несомненно, важно, но имеет отношение не к измерениям, а к учету. Фактически те методики, которые сегодня признаются ОАО «АТС» методиками измерений, являются лишь в части измерений в точках измерений, а не в точках учета.

8. Реализует ли ПО АИИС КУЭ помимо методов измерений электрической энергии в точках измерений ещё и учет потерь в элементах электрической сети от точек измерений до точек поставки, а также замыкающие и замещающие методы учета электрической энергии?

Безусловно, реализует.

Перечисленные частные вопросы, а также многочисленные проблемы, связанные с перманентной модернизацией единичных экземпляров АИИС КУЭ заставили задуматься о правильности нынешних подходов к метрологическому обеспечению АИИС КУЭ и сформулировать некоторые предложения по изменению действующего подхода.

Предложения:

1. Обратиться в Министерство энергетики РФ с просьбой скорейшей реализации своих обязанностей, возложенных пунктом 5 статьи 5 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ, в части определения измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и установления к ним обязательных метрологических требований, в том числе показателей точности измерений.

2. Обратиться в НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» с предложениями изменить требования к средствам учета электрической энергии, применяемым на ОРЭ в части:

а) утверждения типа не единичных экземпляров АИИС КУЭ (ИС-2 в терминологии ГОСТ Р 8.596), а АИИС КУЭ серийного изготовления (ИС-1 в терминологии ГОСТ Р 8.596), что позволит ликвидировать проблемы как с испытаниями трехуровневых АИИС КУЭ, так и с модернизацией АИИС КУЭ;

б) изменения способов нормирования показателей точности ИК АИИС КУЭ путем присвоения измерительным каналам классов точности, например, в соответствии с возможными вариантами, приведёнными в таблице 3, или другими вариантами, сохранив подход к нормированию показателей точности, исходя из классов точности ТТ, ТН и счетчиков, образующих ИК.

Таблица 3

Состав и классы точности ИК АИИС КУЭ

Класс точности компонентов ИК			Класс точности ИК	
Счетчик	ТН	ТТ	Вариант 1	Вариант 2
0,1S/0,2	0,1	0,1	0,1S/0,2//0,1//0,1	A11
0,1S/0,2	0,1	0,1S	0,1S/0,2//0,1//0,1S	A11S
0,1S/0,2	0,2	0,1	0,1S/0,2//0,2//0,1	A21
0,1S/0,2	0,2	0,1S	0,1S/0,2//0,2//0,1S	B21S
0,2S/0,5	0,2	0,2	0,2S/0,5//0,2//0,2	B22
0,2S/0,5	0,2	0,2S	0,2S/0,5//0,2//0,2S	B22S
0,2S/0,5	0,5	0,2	0,2S/0,5//0,5//0,2	B52
0,2S/0,5	0,5	0,2S	0,2S/0,5//0,5//0,2S	B52S
0,5S/1,0	0,5	0,5	0,5S/1,0//0,5//0,5	C55
0,5S/1,0	0,5	0,5S	0,5S/1,0//0,5//0,5S	C55S
...

Примечания к варианту 2:

1. Буква выбирается исходя из класса точности счетчика, например, счетчику класса точности 0,1S/0,2 соответствует буква А, счетчику класса точности 0,2S/0,5 соответствует буква В, счетчику класса точности 0,5S/1,0 соответствует буква С и т.д.
2. Вторая и третья цифры соответствуют цифрам после запятой в обозначении классов точности ТН и ТТ соответственно.
3. Четвертый символ S добавляется в том случае, если этот символ присутствует в обозначении класса точности ТТ

в) признания комплексов сбора данных с АИИС КУЭ средствами учета, а не средствами измерений (возможно, после обращения в Росстандарт по вопросу их отнесения к СИ) и их применения на ОРЭ без утверждения типа СИ;

г) отмены требования наличия и применения аттестованной методики измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ, если она предназначена для выполнения прямых измерений и внесена в эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ;

д) установления новых требований к методикам учета электрической энергии, в которых должны быть регламентированы замещающие и замыкающие методы получения информации о поставленной/потребленной электрической энергии, а также способы учета потерь в элементах электрической сети от точек измерений до точек поставки.

3. Указать ГЦИ СИ и Испытателям, осуществляющим испытания СИ в целях утверждения типа, на недопустимость введения в заблуждение потребителей путем указания в описаниях типа СИ показателей точности будто бы соответствующих стандартам, хотя фактически им не соответствующих.

Сведения об авторе

Данилов Александр Александрович,

ФБУ «Пензенский ЦСМ», заместитель директора, д. т. н., проф.

440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, 20

Тел.: (8412) 49-51-90

E-mail: aa-dan@mail.ru

Способ калибровки средств измерений в рабочих условиях эксплуатации

*А. А. Данилов, Ю. В. Кучеренко,
ФБУ «Пензенский ЦСМ»
М. В. Бержинская, Н. П. Ординарцева,
ФГБОУ ВПО «Пензенский
государственный университет»*

Аргументы экономической целесообразности проведения калибровки СИ в рабочих условиях эксплуатации рассмотрены в работе [1]. К ним относятся: отсутствие затрат времени и средств на транспортировку СИ к месту калибровки и обратно, а также затрат, вызванных простоем СИ из-за ожидания очереди и собственно калибровки. При этом транспортировка СИ в калибровочную лабораторию обычно необходима не только для того, чтобы более эффективно использовать эталон, но и для того, чтобы обеспечить нормальные условия эксплуатации, необходимые для передачи размера единицы величины средствам измерений от эталона.

Вместе с тем, некоторые пользователи СИ настаивают на проведении калибровки СИ именно в рабочих условиях эксплуатации, объясняя это тем, что калибровочная характеристика СИ в нормальных условиях эксплуатации не представляет для них никакого интереса. Дело в том, что в силу особенностей применения конкретных экземпляров СИ рабочая область значений влияющих величин для них сравнительно невелика и может принимать область значений, расположенную вдали от нормальной области значений влияющих величин.

Разумеется, для проведения калибровки СИ в рабочих условиях эксплуатации необходимо учитывать следующие особенности [1]:

- эталон должен быть не только работоспособным, но и сохранять приемлемые характеристики точности в рабочих условиях эксплуатации СИ с тем, чтобы обеспечить передачу размера единицы величины в этих условиях;
- неопределённость измерений при калибровке СИ в рабочих условиях эксплуатации, несомненно, больше, чем при калибровке в нормальных условиях эксплуатации.

Для калибровки СИ в рабочих условиях эксплуатации, прежде всего многоканальных измерительных систем, обычно применяют многофункциональные переносные калибраторы электрических величин (электрического напряжения, силы электрического тока, электрического сопротивления и др.), такие, например, как Calog-PRO-R, Calys 100R, Fluke 724, Fluke 753, MC6-R, MFT 4000R и др. Перечисленные калибраторы хотя и способны функционировать в широком диапазоне температур окружающего воздуха (от 0 до 50 °С), но не способны в этих условиях сохранять

тот же размер единицы величины, что и в нормальных условиях (от 18 до 28 °С). А потому при калибровке СИ в рабочих условиях эксплуатации приходится принимать меры по обеспечению условий эксплуатации многофункциональных калибраторов, близких к нормальным условиям.

В ряде случаев, когда рабочие условия эксплуатации СИ существенно отличаются от нормальных условий, может быть использован предлагаемый способ калибровки СИ, состоящий из двух этапов, основанный на использовании двух эталонов (многофункционального переносного калибратора электрических величин и стационарного эталона – калибратора, установленного в калибровочной лаборатории), и заключающийся в следующем [2].

На первом этапе (рис. 1) предлагается выполнить калибровку СИ в рабочих условиях эксплуатации СИ с помощью многофункционального переносного калибратора электрических величин. На втором этапе многофункциональный переносной калибратор электрических величин сравнивают со стационарным эталоном (находящимся в нормальных условиях эксплуатации) в тех же точках диапазона измерений, в которых проводилась калибровка СИ (т.е. реализуют метод замещения). При этом на втором этапе с помощью специальных технических средств для многофункционального переносного калибратора электрических величин обеспечивают те же условия эксплуатации, в которых он использовался в течение первого этапа.

Разумеется, в калибровочной лаборатории искусственно воспроизвести (повторить с помощью технических средств) рабочие условия эксплуатации, уникально сложившиеся при калибровке СИ, скорее всего, не удастся. Это отличие может быть учтено при оценке неопределенности измерений при калибровке СИ.

Вместе с тем, целесообразно изменить последовательность проведения этапов калибровки СИ в рабочих условиях эксплуатации. Сначала выполняют второй этап, т.е. проводят эксперимент по определению калибровочных характеристик многофункционального переносного калибратора для некоторого множества сочетаний значений влияющих величин, характеризующих его рабочие условия эксплуатации. Затем определяют поправки к значениям величины, воспроизводимой с его помощью, в функции от совокупности значений влияющих величин. Это позволит с использованием полученных поправок к значениям величины, воспроизводимой с помощью многофункционального переносного калибратора, провести калибровку СИ в рабочих условиях эксплуатации.

Пример

Необходимо выполнить калибровку канала измерений силы электрического постоянного тока многоканальной измерительной системы (далее – амперметра) в диапазоне от 4 до 20 мА, который эксплуатируется в диапазоне температур окружающего воздуха от 15 до 40 °С.



Рис. 1. Процедура калибровки СИ в рабочих условиях эксплуатации

а) Калибровка при одном значении влияющей величины

Предположим, что в момент калибровки температура окружающего воздуха составляет 35 °С.

В качестве средства калибровки амперметра может быть использован один из переносных калибраторов, перечисленных выше.

Также предположим, что калибровочная характеристика переносного калибратора была предварительно определена в калибровочной лаборатории с помощью стационарно установленного калибратора более высокой точности. Калибровка переносного калибратора выполнена в следующих 6 точках его диапазона воспроизведения 0, 4, 8, 12, 16 и 20 мА при трёх значениях температуры окружающего воздуха, имитируемой с помощью климатической камеры: 0, 23 и 50 °С.

В итоге калибровочная характеристика переносного калибратора представлена в виде таблицы 1.

Таблица 1

Калибровочная характеристика переносного калибратора.

$\Theta, ^\circ\text{C}$	I, mA					
	0	4	8	12	16	20
$\Theta_1 = 0$	I_{11}	I_{12}	I_{13}	I_{14}	I_{15}	I_{16}
$\Theta_2 = 23$	I_{21}	I_{22}	I_{23}	I_{24}	I_{25}	I_{26}
$\Theta_3 = 50$	I_{31}	I_{32}	I_{33}	I_{34}	I_{35}	I_{36}
$\Theta_4 = 35$	I_{41}	I_{42}	I_{43}	I_{44}	I_{45}	I_{46}

В последней строке таблицы 1 приводятся результаты расчета значений силы электрического постоянного тока I_{0i} , воспроизводимого с помощью переносного калибратора при значении температуры Θ_4 окружающего воздуха 35°C (т.е. в условиях, соответствующих условиям калибровки амперметра). Указанные значения принадлежат уравнениям аппроксимации, которые могут быть получены методом наименьших квадратов с использованием либо всех 18 результатов эксперимента:

$$I_{4i} = f_i(I_{11}, I_{12}, I_{13}, \dots, I_{36}, \Theta_4),$$

либо более простыми и приемлемыми уравнениями аппроксимирующих прямых, полученных тем же методом наименьших квадратов с использованием всего 3 результатов эксперимента для каждого из воспроизводимых значений:

$$I_{4i} = \varphi_i(I_{1i}, I_{2i}, I_{3i}, \Theta_4).$$

После проведения калибровки амперметра с помощью переносного калибратора, предварительно откалиброванного при температуре окружающего воздуха 35°C , может быть получена калибровочная характеристика амперметра, приведенная в таблице 2.

Таблица 2

Калибровочная характеристика амперметра при одном значении температуры окружающего воздуха

$\Theta, ^\circ\text{C}$	I, mA				
	I_{42}	I_{43}	I_{44}	I_{45}	I_{46}
$\Theta_4 = 35$	i_{42}	i_{43}	i_{44}	i_{45}	i_{46}

Следует отметить, что полученная калибровочная характеристика может быть использована для повышения точности амперметра лишь при значении температуры окружающего воздуха, равном 35 °С. В том же случае, если температура окружающего воздуха амперметра изменится, придется указанную процедуру калибровки повторить при другом значении температуры.

б) Калибровка при произвольном значении влияющей величины

Примем, что калибровка амперметра выполняется при существенном изменении значений влияющей величины. В рассматриваемом примере такой величиной является температура окружающего воздуха.

Предположим, что калибровка амперметра была выполнена в моменты времени t_k при значениях температуры окружающего воздуха, соответствующих этим моментам и равных Θ_k . При этом калибровка амперметра была выполнена с помощью того же предварительно откалиброванного переносного калибратора.

В результате калибровки будет получена калибровочная характеристика амперметра, приведенная в таблице 3.

Таблица 3

Калибровочная характеристика амперметра

$\Theta, ^\circ\text{C}$	Номер точки				
	1	2	3	4	5
$\Theta_4 = 35$	I_{42}	I_{43}	I_{44}	I_{45}	I_{46}
	i_{42}	i_{43}	i_{44}	i_{45}	i_{46}
Θ_5	I_{52}	I_{53}	I_{54}	I_{55}	I_{56}
	i_{52}	i_{53}	i_{54}	i_{55}	i_{56}
Θ_6	I_{62}	I_{63}	I_{64}	I_{65}	I_{66}
	i_{62}	i_{63}	i_{64}	i_{65}	i_{66}
И т. д.					

Полученная матрица значений может быть использована для построения уравнения, аппроксимирующего калибровочную характеристику амперметра при произвольных значениях измеряемой силы электрического постоянного тока i и температуры окружающего воздуха Θ :

$$I(i, \Theta) = \psi(i_{42}, i_{43}, i_{44}, \dots, i_{66}, \Theta_4, \Theta_5, \Theta_6, i, \Theta).$$

Параметры этого уравнения также могут быть найдены методом наименьших квадратов.

Оценка неопределенности измерений при калибровке амперметра может быть выполнена в соответствии с Руководством [3] и должна учитывать следующие источники:

- случайные погрешности стационарного эталона, переносного калибратора и калибруемого амперметра;
- случайные погрешности измерений влияющих величин;
- неопределённость действительных значений стационарного и переносного эталонов;
- нестабильность стационарного и переносного эталонов;
- нестабильность калибруемого амперметра;
- нелинейность калибровочных характеристик стационарного и переносного эталонов;
- дополнительные погрешности измерений, обусловленные отклонением условий измерений;
- округление результатов измерений и др.

Таким образом, предложенный способ позволяет проводить калибровку СИ в рабочих условиях эксплуатации.

С увеличением количества СИ, калибровка которых проводится с применением предложенного способа в аналогичных условиях эксплуатации, расходы на предварительную калибровку переносного калибратора в пересчете на стоимость калибровки одного СИ будут уменьшаться. Следовательно, наибольшую экономическую эффективность способ имеет при калибровке измерительных каналов многоканальных измерительных систем.

Список литературы

1. Данилов, А. А. Метрологическое обеспечение измерительных систем. – Санкт-Петербург: Политехника-Сервис, 2014. – 190 с.
2. Бержинская, М. В., Данилов, А. А., Кучеренко, Ю. В., Ординарцева, Н. П. Калибровка средств измерений в рабочих условиях – Метрология, 2014, №1. – С. 19-22.
3. ГОСТ Р 54500.1-2011 (Руководство ИСО/МЭК 98-1:2009) Неопределенность измерения. Часть 1. Введение в руководства по неопределенности измерения

Сведения об авторе

Данилов Александр Александрович,
ФБУ «Пензенский ЦСМ», заместитель директора, д. т. н., проф.
440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, 20
Тел.: (8412) 49-51-90
E-mail: aa-dan@mail.ru

Правовые аспекты применения методик измерений при выполнении измерений с использованием АИИС КУЭ

*В. Д. Иванов,
ЦМТУ Росстандарта,
территориальный отдел (инспекция)
по Костромской области*

В настоящее время получила распространение практика разработки и аттестации методик (методов) выполнения измерений количества электрической энергии и мощности с применением автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Поиск по соответствующему запросу в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений выдает сообщение о наличии более 4000 таких методик.

Однако, анализ положений Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (далее – Закон) вызывает определенные сомнения в правомерности разработки и аттестации методик выполнения измерений, применяемых при выполнении измерений АИИС КУЭ.

В соответствии с определением пункта 21 статьи 2 Закона, АИИС КУЭ в настоящее время признаются средствами измерений, проходят процедуру утверждения типа, сведения об утвержденных типах АИИС КУЭ передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства.

Метод измерения количества электрической энергии и мощности, реализуемый в АИИС КУЭ, основан на масштабном преобразовании тока и напряжения с последующим измерением количества электрической энергии (мощности) в каждой точке присоединения, сбором, накоплением, обработкой, хранением и отображением результатов измерений.

Метод измерений, в соответствии с которым АИИС КУЭ выполняет измерение количества электрической энергии (мощности), реализуется непосредственно данным средством измерений, в том числе его программным обеспечением. Количественные значения основных измеряемых величин (количества электрической энергии и мощности) получают непосредственно от АИИС КУЭ.

Результаты выполненных АИИС КУЭ измерений используются при осуществлении торговли электрической энергии, и в соответствии с пунктом 7 части 3 статьи 1 закона № 102-ФЗ относятся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

В соответствии с частью 1 статьи 5 Закона, измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) изме-

рений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений.

В соответствии с частью 2 статьи 5 Закона методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений.

В соответствии с пунктом 19 статьи 2 Закона прямым измерением является измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

Поскольку в АИИС КУЭ искомые величины – количество электрической энергии и мощность – получают непосредственно от средства измерений, применяемая для этого методика (метод) измерений не подлежит аттестации, а должна входить в эксплуатационную документацию средства измерений и подтверждаться при утверждении типа.

Все вышесказанное представляется достаточно очевидным, когда измерения количества электрической энергии и мощности выполняются в точках поставок, то есть в тех случаях, когда трансформаторы тока и счетчики электрической энергии, входящие в состав АИИС КУЭ, установлены в точках поставки. Однако, достаточно часто, по различным причинам, измерения выполняются в точках (точках измерений) удаленных от точек поставки. В этих случаях возникает необходимость учета потерь в линиях электропередачи от точки поставки до точки измерений (потерь в элементах сетей) для последующей корректировки расчетов за проданную (приобретенную) электрическую энергию. Необходимость проведения дополнительной обработки полученных от АИИС КУЭ результатов измерений, рассматривается как выполнение косвенных измерений. Данное обстоятельство служит мотивацией для разработки методики (метода) измерений, в которую включается раздел связанный с расчетом этих потерь.

Законом не определено понятие косвенного измерения непосредственно. Однако из совокупного анализа пункта 19 статьи 2, частей 1 и 2 статьи 5 Закона понятно, что Закон разделяет все измерения на прямые измерения и измерения не являющиеся прямыми. В соответствии с пунктом 5.10 РМГ 29-99 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения», под прямым измерением, также как и в Законе, понимается измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно (от средства измерений – прим. автора). В примечании к пункту 5.10 указывается, что термин «прямое измерение» возник как противоположный термину «косвенное измерение». Таким образом, понятие измерения, не являющегося прямым в соответствии с Законом, совпадает с термином «косвенное измерение» приведенным в РМГ 29-99.

В РМГ 29-99 косвенным измерением называется определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной. Из данного определения следует, что, для того, чтобы отнести измерение к непрямым измерениям, со всеми вытекающими из этого последствиями, включая разработку и аттестацию методик выполнения измерений, необходимо, во-первых, чтобы выполнялись прямые измерения других по отношению искомой величине величин, во-вторых, чтобы функциональная связь искомой величины осуществлялась более чем с одной отличной от искомой величины величиной, значения которых определяются методом прямых измерений.

Рассматриваемая задача, связанная с расчетом потерь между точками поставки и измерений (потерь в элементах сетей) не отвечает ни одному из вышеперечисленных критериев. При дополнительной обработке результатов измерений получается значение той же самой величины (количества электрической энергии или мощности). Поэтому, методика расчета количества электрической энергии и мощности с учетом потерь в элементах сетей, применяемая после выполнения измерений АИИС КУЭ, по своей сути не является методикой измерений, не предусматривает выполнение каких-либо иных измерений, кроме уже выполненных АИИС КУЭ прямых измерений, и не содержит описания операций, влияющих на показатели точности. Кроме того, можно отметить, что для учета потерь в элементах сети используются расчетные коэффициенты, вычисленные с использованием номинальных конструктивных параметров элементов сети, которые чаще всего в настоящее время определяются без выполнения измерений и не учитывают возможные отклонения фактических значений этих параметров от их номинальных значений. Реализация подобной методики дополнительной обработки результатов измерений может быть произведена в рамках иного (отличного от методики выполнения измерений) документа, устанавливающего по соглашению сторон порядок выполнения вычислений с целью учета потерь в элементах сетей.

Сведения об авторе

Иванов Владимир Дмитриевич,

Центральное межрегиональное территориальное управление Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (ЦМТУ Росстандарта), начальник территориального отдела (инспекции) по Костромской области

156005, г. Кострома, ул. Советская, д. 118А

Тел.: (4942) 49-60-58

kostroma@cmtu.ru

Проблемы метрологического обеспечения многофункциональных СИ электроэнергетических величин в диапазонах до 1000 В и до 100 А

*Г. Б. Гублер, Е. З. Шапиро,
ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»*

Введение

Эталонные многофункциональные СИ ЭЭВ – счетчики электрической энергии, СИ показателей качества электроэнергии (ПКЭ), измерители параметров фазов и другие СИ наряду с мощностью и энергией измеряют такие ключевые величины, как напряжение и сила переменного тока.

В этой статье мы обратимся к проблемам эталонной базы и нормативного обеспечения измерений указанных величин в достаточно узком диапазоне частот, 40 ... 70 Гц, при уровнях сигналов 60 ... 240 В для напряжения и 1 ... 5 А для силы тока. Измерения в этих диапазонах должны быть метрологически обеспечены наилучшим образом, хотя в целом, интересующие нас диапазоны несколько шире: 16 ... 2500 Гц, 0,1 ... 1000 В и 0,01 ... 100 А. Также в область нашего внимания попадут только СИ обеспечивающие эталонный уровень, для которых особенно важна непосредственная прослеживаемость к национальной эталонной базе.

Актуальность настоящего анализа вызвана тем, что эталонная база в области измерений напряжения и силы тока рассчитана на решение широкого круга общетехнических задач и охватывает измерения в больших диапазонах частот и уровней сигналов, при этом задачи, специфичные для электроэнергетики, не всегда обеспечены наилучшими техническими решениями и методиками измерений.

Ситуация с качеством метрологического обеспечения постепенно изменилась в последнее десятилетие. Развитие элементной базы, схемотехнических решений и технологии измерений приблизило показатели точности лучших промышленно выпускаемых многофункциональных СИ к характеристикам, заявленным для первичных эталонов напряжения и силы переменного тока.

Также стал формироваться ряд ранее отсутствующих особенностей при измерении тока и напряжения и требующих обновления, как самой эталонной базы, так и концепции метрологического обеспечения. К таким особенностям относятся:

- измерение параметров основных гармоник тока и напряжения в сигналах сложной формы;
- измерение параметров синхрофазоров, включая действующее значение основной гармоники, угол сдвига фазы относительно меток шкалы времени, частота и скорость изменения частоты;
- измерение мощности и энергии на основе синхронизированных по времени выборок сигналов тока и напряжения.

Два последних вида измерений особенно важны для комплексных объектов электроэнергетики, адаптированных к интеллектуальным сетям, таких как цифровые подстанции.

Измерение действующих значений тока и напряжения, мощности и энергии на основе синхронизированных по времени выборок сигналов тока и напряжения получило развитие не только в промышленности, но и на эталонном уровне [1], [2], [5].

Все эти причины подтолкнули к проведению настоящего анализа, который мы начнем с рассмотрения текущей ситуации и продолжим возможными техническими решениями и нормативным обеспечением.

Характеристики электроэнергетических СИ в части измерения напряжения и силы переменного тока и вопросы обеспечения прослеживаемости

Ниже приведена таблица с характеристиками наиболее точных многофункциональных СИ электроэнергетических величин, в том числе эксплуатируемых в РФ. Совокупное количество таких СИ превышает 500 шт. Данные по показателям точности приведены преимущественно по описаниям типа СИ, за исключением FLUKE 6105A, MTE K2006, Zera COM 3003 и Rotek 8100, для которых, были взяты данные изготовителей. В качестве диапазонов указаны те границы, при которых сохраняются приведенные показатели точности. Настоящая таблица имеет справочный характер, необходима только для общего анализа ситуации и не должна использоваться в иных целях.

Фирма – производитель, модель	Напряжение		Ток		Мощность
	диапазон, В	показатели точности, %	диапазон, А	показатели точности, %	показатели точности, %
НПП Марс-Энерго, Энергомонитор 3.1KM	2-480	0.01	0.05-100	0.01	0.012

Фирма – производитель, модель	Напряжение		Ток		Мощность
	диапазон, В	показатели точности, %	диапазон, А	показатели точности, %	показатели точности, %
ОАО Энергомера, СЕ 603М	30-300	0.015	0.5-120	0.015	0.015
НПП Энерготехника, Ресурс-К2М, калибратор	0.3-7.5	0.03	0.3-7.5	0.03	0.05
Fluke, 6100B/6105 А, калибратор	1-450	0.011/ 0.0042	0,25-70	0.013/ 0.005	0,024/ 0.007
Zera, COM 3003	30-500	0,0045	0,05-160	0,0075	0,01
MTE, K2006	30-500	0.008	0.05-160	0.008	0,01
Arbiter, Power Sentinel™ 1133A	7.5-660	0.02	0.25-22	0.03	0.025
Rotek, 8100, калибратор	20-700	0.013	0.15-5 5-50	0.014 0.03	0.01 0.03
Radian Research Inc., RADIAN RD-33	30-600	0.01	0.02-120	0.01	0.01
Fluke, 8505A	2-1000	0.01	2-20	0.007- 0.009	-

Как видно из приведенных данных, для эталонных СИ при измерении напряжения и силы тока в энергетическом диапазоне частот типичными показателями точности являются 0,01 %.

Данные таблицы интересно сопоставить с существующими и перспективными эталонами в области измерения напряжения и силы переменного тока и их метрологическими характеристиками, с результатами международных сличений, а также с данными, приведенными в нормативных документах, действующих в этой области.

Базовыми стандартами, описывающими соответствующие эталоны и напрямую задающие поверочные схемы и охватывающие энергетический диапазон частот являются:

- ГОСТ Р 8.648-2008 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-2}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц;

- МИ 1940-88 ГСИ Государственная поверочная схема для средств измерений силы переменного электрического тока от 10^{-8} до 25 А в диапазоне частот от 20 до $1.7 \cdot 10^8$ Гц;

и перспективный

• ГОСТ Р 8.767-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от 20 до $1 \cdot 10^6$ Гц

Рассмотрим подробнее метрологические характеристики ГПСЭ единицы электрического напряжения (вольта). Зависимость неисключенной систематической погрешности (НСП) от уровня напряжения и частоты показан на рисунке 1. Схема калибровки вольтметра с помощью аппаратуры эталона приведена на рисунке 2.

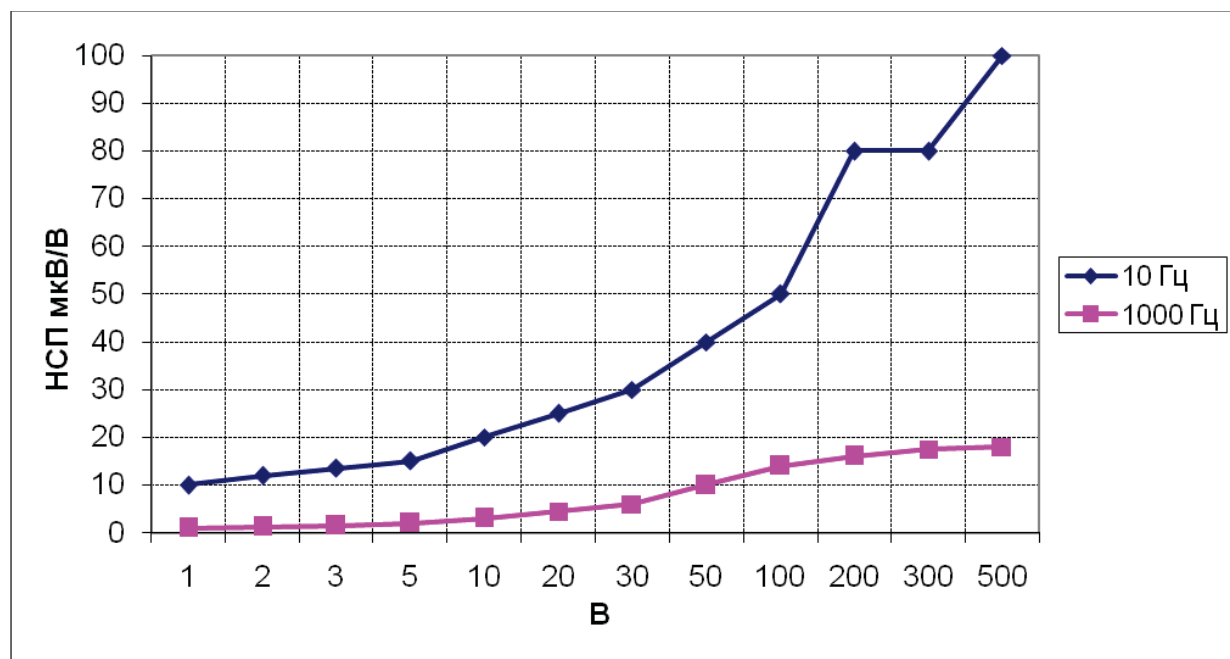


Рисунок 1. Зависимость НСП от уровня напряжения и частоты (для ГПЭ единицы электрического напряжения)

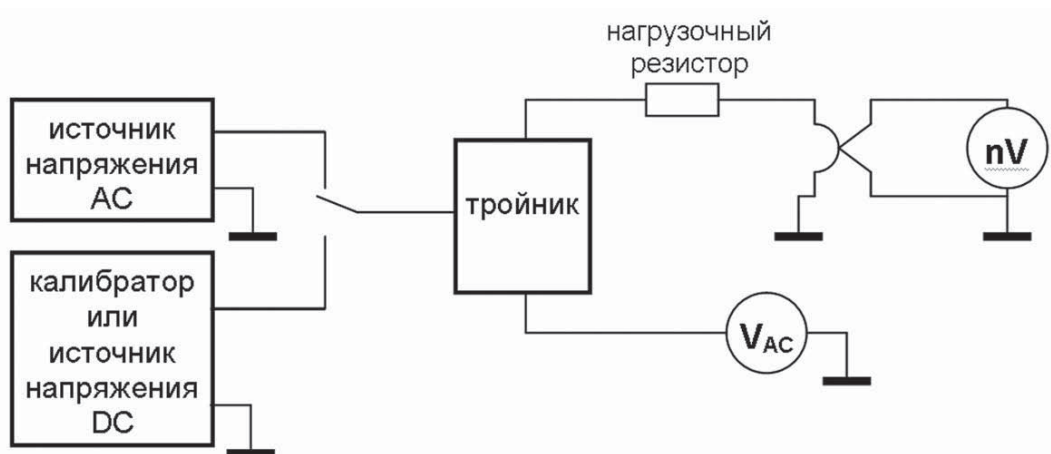


Рисунок 2. Схема калибровки вольтметра с помощью аппаратуры эталона единицы электрического напряжения

Такая схема наиболее удобна при исследовании АС-DC разности измерительных преобразователей напряжения, что традиционно и выполняется на ГЭТ 89-2008. Схема также годится и для поверки вольтметров, в случае если вместо источника постоянного напряжения используется калибратор.

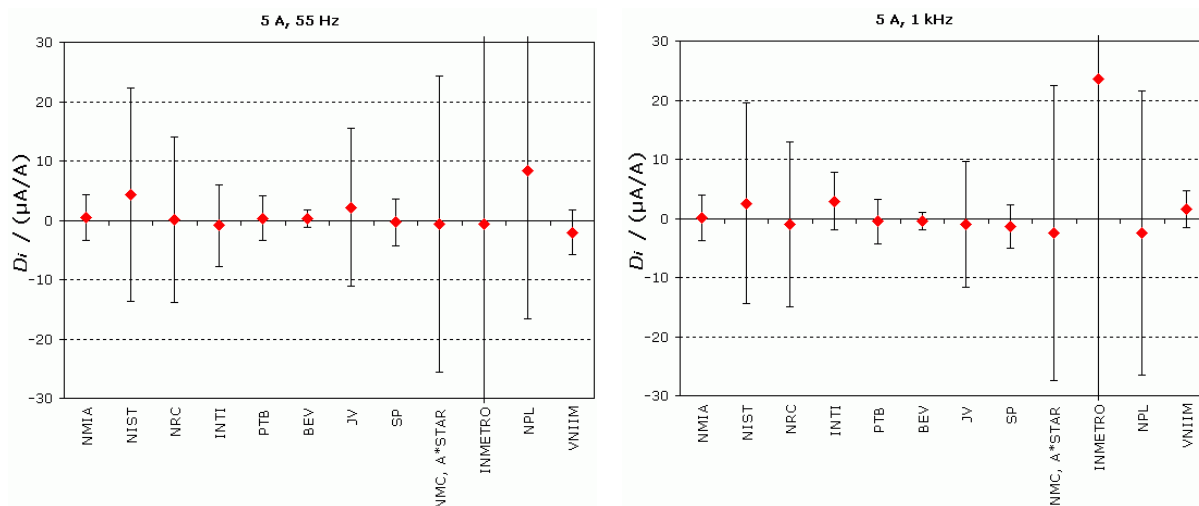
По графику НСП можно увидеть, что наибольшая точность достигается при работе с уровнями напряжения около 1 В. Это связано с тем, что напряжение 1 В может непосредственно подаваться на термоэлектрический преобразователь без нагрузочного резистора. Для более высоких напряжений приходится включать в общий бюджет неопределенности разницу в характеристиках резистора на переменном и постоянном токе, поэтому наблюдается рост погрешности до значения 10 – 20 мкВ/В. Из практики [3] известно, что в области энергетических частот при напряжении в несколько десятков или сотен вольт лучшие метрологические характеристики можно получить масштабируя сигнал с помощью индуктивных делителей, или частотно-компенсированных резистивных делителей.

Впрочем, в настоящий момент, то, что технические и метрологические характеристики ГЭТ 89-2008, не оптимизированы для работы с эталонными электроэнергетическими СИ, составляют не основную проблему. Большим неудобством при поверке высокоточных многофункциональных СИ является формальная необходимость проведения поверочных и калибровочных работ по напряжению на отдельно собранной установке копирующей структуру ГЭТ 89-2008.

Несколько сложнее обстоят дела с измерением силы переменного тока. Хотя принцип компарирования теплового действия переменного и постоянного электрического тока остается. Дело в том, что для реализации этого метода необходимо задействовать набор специализированных термоэлектрических преобразователей на токи в несколько ампер.

Калибровка специальных термопреобразователей на ток, например 5 А проводится начиная с эталонного преобразователя на 0.01 А и идет по восходящим ступеням (build-up calibration) через цепочку термопреобразователей и, соответственно, и по возрастающим значениям тока поднимаясь до требуемого значения. Для 5 ампер требуется около 8 ступеней, что конечно приводит к росту неопределенности калибровки. Этот трудный путь оправдан тем, что позволяет получить результат в широкой частотной полосе с опорой на один физический принцип – закон Джоуля-Ленца.

При определенном мастерстве, как видно из результатов международных сличений (ССЕМ-K12, [4]) можно получить достойные результаты (см. рисунок 3)



D_i - смещение, и расширенная неопределенность с коэффициентом охвата 2

Рисунок 3. Результаты международных сличений CCEM-K12

Стоит обратить внимание, что такие сличения, и являются по сути, и называются – «Comparison of AC-DC current transfer standards» - Сличения AC-DC разности эталонов сравнения тока. Т.е. речь идет не об определении тока в абсолютных значениях (амперах), что удобно при калибровке приборов, а об определении разности AC-DC, которая хоть и является ключевым свойством преобразователей тока, но непосредственно не дает ответа о величине протекающего тока. Чтобы получить такой ответ необходимо в цепь постоянного тока включить высокоточные меры сопротивления на относительно большую мощность (единицы ватт) и вольтметр. Создание таких мер и слежение за ними представляет дополнительную трудность.

Метрологические характеристики ГЭТ88-88 в энергетическом диапазоне частот приведены на рисунке 4. В настоящий момент идет совершенствование эталона и пересмотр характеристик в сторону расширения максимальных токов до 100 А и снижения неопределенности воспроизведения ампера.

Даже из этого краткого рассмотрения можно сделать выводы, что

- технические решения, используемые на эталонном уровне плохо адаптированы к проведению поверки и калибровки многофункциональных СИ электроэнергетических величин,
- наблюдается определенный разрыв между результатами, достигаемыми в лабораториях и теми характеристиками, которые попали в нормативные документы. Это может послужить формальным тормозом при узаконивании характеристик многофункциональных эталонных СИ.

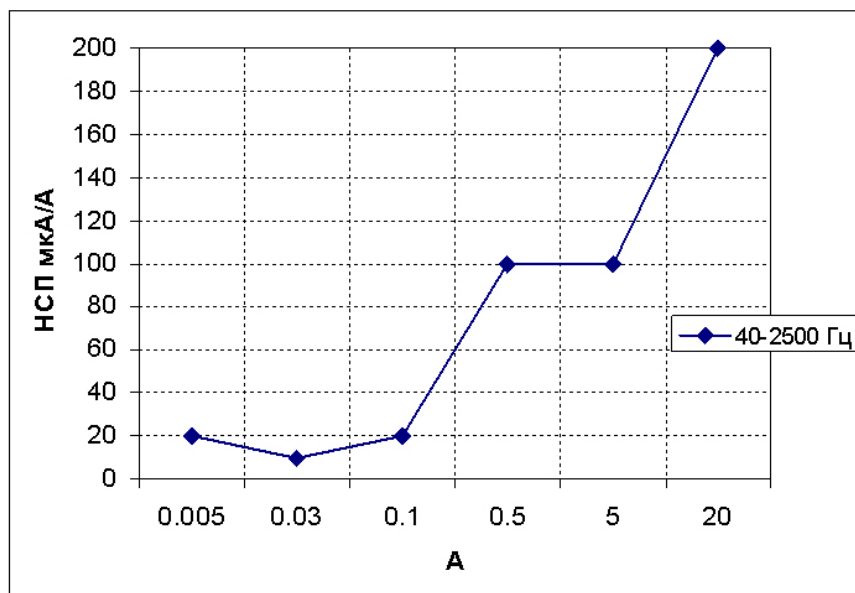
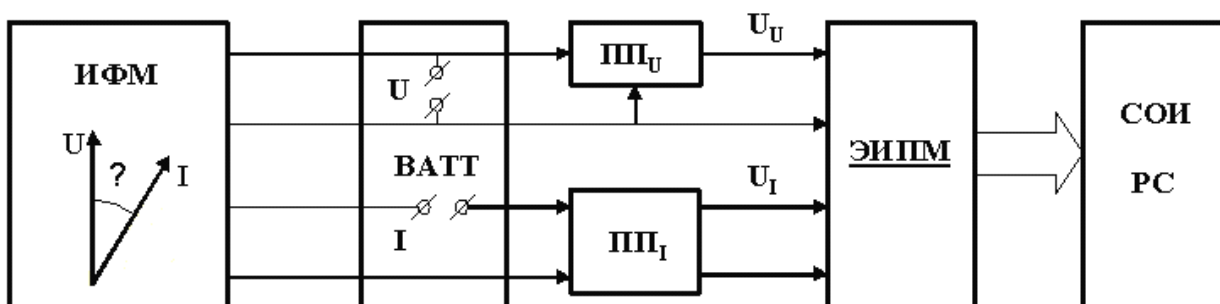


Рисунок 4. Зависимость НСП от силы тока
(для ГПЭ силы переменного электрического тока)

Многофункциональный вторичный эталон для электроэнергетических величин

В 2012 г. был утвержден новый эталон ГПЭ единиц электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц (ГЭТ 153-2012, [5], [6]). При воспроизведении единицы электрической мощности формируется, так называемая фиктивная мощность, т.е. синхронизированная пара сигналов тока и напряжения с возможностью регулирования модулей векторов напряжения и тока и угла сдвига фаз между ними (см. рисунок 5).



ИФМ - источник фиктивной мощности;

ПП_U и ПП_I - первичные преобразователи напряжения и тока;

ЭИПМ - эталонный измерительный преобразователь фиктивной мощности;

СОИ - система обработки информации на основе персонального компьютера.

Рис. 5 Обобщенная структура первичного эталона

Процесс воспроизведения единицы электрической мощности в новом цифровом первичном эталоне может быть представлен в виде двух взаимосвязанных этапов.

На первом этапе выполняются:

- аналоговые первичные преобразования, напряжения U и тока I , установленных на ИФМ, с помощью первичных преобразователей $ПП_U$ и $ПП_I$ в напряжения U_u и U_i ;
- синхронные аналого-цифровые преобразования мгновенных значений U_u и U_i на выходах $ПП_U$ и $ПП_I$;
- накопление массивов мгновенных значений U_u и U_i , полученных с частотой выборки (дискретизации) fd ;
- предварительная обработка измерительной информации (расчет частоты fd) и автоматический выбор режимов работы АЦП.

На втором этапе производится вычисление значения активной мощности путем числового интегрирования по нескольким периодам переменного тока произведения мгновенных значений U_i и U_u .

Специальные блоки программного обеспечения этапа обеспечивают при этом:

- измерение основной гармоник частоты входных сигналов f_c ,
- расчет эквалайзера и коррекцию частотной погрешности АЦП,
- коррекцию несинхронности выборок $АЦП_U$ и $АЦП_I$, что эквивалентно коррекции угловой погрешности ЦИПМ,
- расчет специальных весовых окон интегрирования для уменьшения погрешности, вызванной некогерентностью частоты входных сигналов и частоты дискретизации.

Таким образом, эталон единицы электрической мощности обладает всеми необходимыми средствами для формирования и измерения параметров силы тока и напряжения. Более того, поскольку при создании эталона ставилась задача достижения наилучших МХ в энергетическом диапазоне частот, применяемые решения были соответствующим образом оптимизированы, а рабочая точка (точка ключевых сличений эталонов мощности) 120 В, 5 А, 53 Гц получила особенное внимание.

При утверждении эталона ГЭТ 153-2012 возможность измерения с помощью его аппаратуры силы тока и напряжения не выделялась и не вносилась в нормативные документы. Потому в настоящий момент, во «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» разрабатываются методики передачи единиц ампера и вольта к первичному эталону мощности, а в дальнейшем и к многофункциональному вторичному эталону электроэнергетических величин. Такой эталон, разрабатываемый ВНИИМ совместно с «НПП Марс-Энерго», послужит удобным и производительным средством метрологического обеспечения электроэнергетических СИ.

Список литературы

1. Classical Nonquantum AC Power Measurements With Uncertainties Approaching $1\mu\text{W}/\text{VA}$ Ihlenfeld, W.G.K.; Mohns, E.; Dauke, K. Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on Volume: 56, 2007, Issue: 2
2. Calibration of Phasor Measurement Unit at NIST, Yi-hua Tang, G.N. Stenbakken, A. Goldstein, Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on Volume: 62, 2013, Issue: 6
3. Precision three-stage 1000 V/50 Hz inductive voltage divider, G.W. Small, I.F. Budovsky, A.M. Gibbes, J.R. Fiander, Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on Volume: 54, 2005, Issue: 2
4. www.bipm.org
5. Implementation of Sampling Measurement System for new VNIIM power standard, G.B. Gubler, E.Z. Shapiro, Precision Electromagnetic Measurements (CPEM), 2012 Conference on
6. Государственный первичный эталон единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, Г.Б. Гублер, А.С. Никитин, Е.З. Шапиро, конф. Метрология. Измерения. Учет и оценка качества электрической энергии. С.-Петербург, 2013, сборник докладов стр. 33-49.

Влияние на производственный процесс контроля качества электрической энергии изменений нормативной базы РФ

*Р. Р. Бекбулатов,
МРСК Волги*

Тема: Влияние на производственный процесс контроля качества электрической энергии изменений нормативной базы РФ.

В рамках выполнения мероприятий для вступления в ВТО и обеспечения единого нормативно-технического поля в рамках таможенного союза, в РФ проводится большая работа по пересмотру и утверждению национальных стандартов и адаптации зарубежных стандартов. После утверждения, данным стандартам присваивается статус межгосударственных стандартов, принимаемых в РФ в качестве национальных.

Отменяемые документы		Вводимые стандарты	
Стандарт	Срок действия	Стандарт	Срок действия
ГОСТ 13109-97	До 01.07.2014	ГОСТ 32144-2013	С 01.07.2014
ГОСТ Р 54149-2010	До 01.07.2014		
ГОСТ Р 51317.4.30-2008	До 01.01.2014	ГОСТ 30804.4.30-2013	С 01.01.2014
ГОСТ Р 51317.4.7-2008	До 01.01.2014	ГОСТ 30804.4.7-2013	С 01.01.2014
ГОСТ Р 53333-2008	До 01.01.2014	Проект стандарта «... Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электрообеспечения обще- го назначения»	Ориенти- ровочно с 01.07.2014
ГОСТ 32145-2013	До 01.07.2014		
РД 153-34.0-15.501-00	До 01.01.2006		
РД 153-34.0-15.502-2002	До 01.05.2007		

Стандарт	Погрешность			Максималь- ная погреш- ность при проведении измерений ПКЭ	Мини- мальная продолжи- тельность измерений ПКЭ
	ТН	При- бора ПКЭ	Стандарт- ная по- грешность при про- ведении измерений		
ГОСТ 30804.4.30-2013	0,5	0,1	0,1	в зависимости от условий проведения измерений	5 суток
ГОСТ Р 51317.4.30-2008					7 суток
ГОСТ 13109-97	0,5	0,2	0,5	0,75	1 сутки

Введение новых стандартов профильным техническим комитетом позиционировалось, как способ гармонизировать нормативную базу ЕС нормативной базой РФ, а также повышение точности измеряемых характеристик при проведении измерений показателей качества электрической энергии.

Сжатые сроки введения новых стандартов, отсутствие прозрачной процедуры согласования привело к тому, что в утвержденной редакции стандартов большое количество недостатков:

Общее направление	Критерии	Пример
Технически неоправданные требования	Метрологические характеристики приборов ПКЭ	Неоправданная высокая точность приборов; Применение средств связи; Увеличение длительность периода объединения по времени (времени усреднения) измеряемых величин.
	Продолжительность проведения измерений	Увеличение минимальной продолжительности проведения измерений.
Несогласованность с действующими нормативными и правовыми актами	Применение различных формулировок в стандартах регламентирующих требования в одной области.	Применены разные формулировки в стандартах закрепляющих «термины и определения» и определяющих требования к параметрам электрической энергии.
	Увеличение разрыва между требованиями нормативно-техническими и правовыми актами РФ.	Новые стандарты не содержат информации о свойствах электрической энергии, показателях и наиболее вероятных виновниках ухудшения качества ЭЭ; Законодательство возлагает ответственность за качество ЭЭ только на субъекты энергетики, не учитывая возможности влияния потребителей; Законодательство не учитывает требований стандартов об ответственности сетевых компаний за качество ЭЭ только в пределах границ балансовой принадлежности.

Общее направление	Критерии	Пример
Технические требования, не сочетающиеся с технологией передачи и распределения электрической энергии	Необходимость закрепления согласованного напряжения на каждом объекте контроля качества электрической энергии	Требования новых стандартов не позволяют объективно осуществлять контроль ПКЭ при наличии расчетного положительного коридора уровня напряжения для определенной точки контроля. Удержание на объектах напряжения выше уровня номинального оборудованием (стандартами) оценивается как отклонение от регламентируемых параметров. Выход, определение согласованного напряжения в каждой точке контроля, но это является не возможным и не правильным, т.к.: - Расчеты коридоров уровней напряжения проводятся с учетом номинальных значения напряжений; - Отсутствие регламентированного порядка определения уровней согласованного напряжения; - Согласованное напряжение определяется на границах раздела балансовой принадлежности с потребителями, с учетом того, что технологический контроль проводится в точках общего присоединения (сеть 0,4 кВ) определить согласованное напряжения не возможно ввиду разнородности характера нагрузок потребителей.

Улучшение метрологических характеристик повлияло на рост стоимости приборов контроля качества электрической энергии на 20-25 %. Погрешность приборов снизилась с 0,2 до 0,1 %, погрешность измерений трансформаторов напряжения осталась неизменной 0,5 и 0,2 соответственно, суммарная погрешность измерений при этом изменилась незначительно. Необходимо учитывать, что самая высокая погрешность при проведении контроля качества заключается в неточности расчетов потерь напряжения, определении коридора отклонений напряжения (0,4-10 кВ). Погрешность определения «уставок» ориентировочно составляет 10-30 %.

Методологические недоработки принятых стандартов по качеству электрической энергии

А. Н. Краснова,
ООО НТЦ «Энергоконсалтинг»

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (далее – Росстандарт) № 904-ст от 21.12.2010 г. на территории РФ с 01.01.2013 года введен в действие ГОСТ Р 54149-2010 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (далее - ГОСТ Р 54149-2010).

Приказом Росстандарта № 400-СТ от 22.07.2013 г. с 01.07.2014 года будет прекращено действие национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 54149-2010 и введен в действие новый межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013, требования которого согласно письма Росстандарта исх.№ 120/30-833 от 25.03.2014 г. идентичны требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 54149-2010.

Перечень вводимых в действие и отменяемых стандартов

	Стандарты, вводимые в действие	Стандарты, отменяемые
1	ГОСТ 30804.4.30-2013 (с 01.01.2014)	ГОСТ Р 51317.4.30-2008 (с 01.01.2014)
2	ГОСТ 30804.4.7-2013 (с 01.01.2014)	ГОСТ Р 51317.4.7-2008 (с 01.01.2014)
3	ГОСТ 32144-2013 (с.01.07.2014)	ГОСТ Р 54149-2010 (с.01.07.2014)

При переходе на практическое применение ГОСТ Р 54149-2010, в 2013 и 2014 годах, предприятия электроэнергетики, органы по сертификации и испытательные лаборатории столкнулись с некоторыми техническими и методологическими недоработками [1,2,3] принятых документов и невозможностью практического применения отдельных положений ГОСТ Р 54149-2010 (ГОСТ 32144-2013) и ГОСТ Р 51317.4.30-2008 (ГОСТ 30804.4.30-2013).

На одну из таких технических и методологических недоработок хотелось бы обратить особое внимание.

Оценка качества электрической энергии по медленным изменениям напряжения на соответствие нормам ГОСТ Р 54149-2010 (ГОСТ 32144-2013) осуществляется с помощью двухразных ПКЭ – отрицательного

($\delta U_{(-)}$) и положительного ($\delta U_{(+)}$) отклонений напряжения (ГОСТ 32144-2013, формулы 2,3):

$$\delta U_{(-)} = [(U_0 - U_{m(-)}) / U_0] 100; \quad (1)$$

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_0) / U_0] 100, \quad (2)$$

где $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ - значения напряжения электропитания, меньшие U_0 и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30, подраздел 5.12; U_0 - напряжение, равное стандартному номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ или согласованному напряжению U_c .

Оба этих ПКЭ являются положительными числами и характеризуют отклонения напряжения от номинального или согласованного напряжения, соответственно, в большую и меньшую стороны. При этом положительное отклонение напряжения предназначено для оценки качества электрической энергии при значениях напряжения превышающих номинальное (согласованное) напряжение, а отрицательное отклонение напряжения предназначено для оценки качества электрической энергии при значениях напряжения меньших номинального (согласованного) напряжения.

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 (ГОСТ 32144-2013) п.4.2.2 для отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонений напряжения электропитания установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Проведение измерений медленных изменений напряжения в точках передачи электрической энергии зачастую невозможно (например: если точка передачи электрической энергии находится в местах соединения проводов на опоре или кабеля в муфте), либо нецелесообразно (например: при отсутствии возможности проведения измерений на ЦП, приходится увеличивать число точек контроля КЭ в присоединенной к этому ЦП распределительной сети). При проведении измерений медленных изменений напряжения в точках контроля качества электроэнергии, отличающихся от точек передачи электрической энергии, допустимые значения отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонений напряжения электропитания определяются расчетным путем, с учетом потерь напряжения имеющих в распределительной сети. Это значит, что, чем больше будет значение потерь напряжения, тем выше будут смещаться по оси ординат допустимые значения.

Анализ алгоритма определения отрицательного отклонения напряжения приведенного в пункте 5.12 ГОСТ Р 51317.4.30 (ГОСТ 30804.4.30)

на который ссылается ГОСТ Р 54149-2010 (ГОСТ 32144-2013) позволяет сделать следующие выводы:

- отрицательные отклонения напряжения являются числами не отрицательными, так как при расчете объединенного (усредненного) результата измерений этого ПКЭ все значения напряжения, превышающие номинальное (согласованное) напряжение, заменяются на номинальное (согласованное) напряжение (ГОСТ Р 51317.4.30, формулы 4.A, 4 B):

$$\text{если } U_{rms-200ms,i} > U_{din}, \text{ то } U_{rms-under,i} = U_{din}, \quad (3)$$

$$\text{если } U_{rms-200ms,i} \leq U_{din}, \text{ то } U_{rms-under,i} = U_{rms-200ms,i}, \quad (4)$$

где $U_{rms-200ms,i}$ – результат измерения среднеквадратические значения напряжения в i -м основном интервале времени (10/12 периодов), $U_{rms-under,i}$ – значения отрицательного отклонения напряжения, U_{din} – входное напряжение,

а при расчете отрицательных отклонений напряжений объединенные (усредненные) результаты измерений напряжений меньше, чем номинальные (согласованные) значения вычитаются из номинальных (согласованных) напряжений (формула 1);

- отрицательное отклонение напряжения на интервале объединения будет равно нулю, если значение напряжения превышает номинальное (или согласованное) напряжение в течение всего интервала объединения.

Из сделанных выводов следует, что отрицательное отклонение напряжения не может быть использовано для оценки качества электрической энергии по напряжению (медленному изменению напряжения), если нижнее допустимое значение отклонения напряжения положительное.

ГОСТ Р 54149-2010 (ГОСТ 32144-2013) допускает использование понятия согласованное напряжение электропитания (U_c) – это напряжение, отличающееся от стандартного номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 29322, согласованное для конкретного пользователя электрической сети при технологическом присоединении в качестве напряжения электропитания.

Опираясь на многолетний опыт практической работы в области качества электрической энергии стоит отметить, что в представленных на экспертизу договорах электроснабжения потребителей в качестве уровня напряжения электропитания указывается номинальное напряжение. Отсюда складывается ситуация, когда электросетевая компания не может провести проверку качества электрической энергии в любой из выбранных точек распределительной сети и проведение измерений возможно

лишь в тех точках, где для двух режимов (суточный режим наибольшей и наименьшей) нагрузки выполняются следующие условия: верхние уровни допустимых значений отклонения напряжения, полученные расчетным путем, лежат в области положительных значений, а нижние уровни допустимых значений - лежат в области отрицательных значений отклонения напряжения.

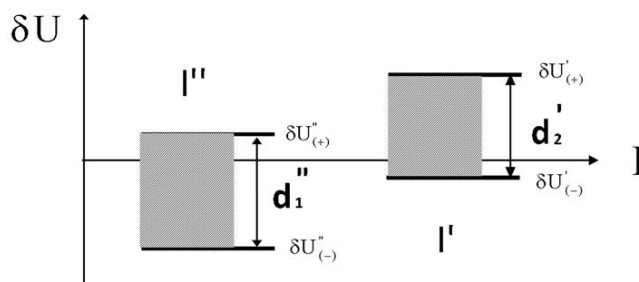


Рисунок 1. Верхние значения режимов наибольших и наименьших нагрузок лежат в области положительных значений, а нижние значения режимов наибольших и наименьших нагрузок лежат в области отрицательных значений отклонения напряжения

ГОСТ Р 54149- 2010 (ГОСТ 32144-2013) описывает только конкретный случай отображенный на рисунке 1. Однако он не раскрывает случаев указанных на рисунках 2 и 3. В связи с чем возникла необходимость в «инструменте» который бы расширил границы выбора пунктов контроля качества электрической энергии. В качестве такого «инструмента» предлагается Алгоритм расчета уставок по базисному значению разработанный компанией ООО НТЦ «Энергоконсалтинг», при содействии компаний ОАО «МРСК Волги» и ООО НПП «Энерготехника».

Алгоритм расчета уставок по базисному значению при проведении измерений по ГОСТ Р 54149- 2010 (ГОСТ 32144-2013) (далее – Алгоритм) не является нормативным документом и носит рекомендательный характер «инструмента», позволяющего провести измерения ПКЭ на соответствие ГОСТ Р 54149- 2010 (ГОСТ 32144-2013) согласно требованиям ГОСТ 30804.4.30-2013.

Применение данного алгоритма является вынужденной мерой и в определенных случаях накладывает на распределительные электрические сети необоснованно завышенные требования по потерям напряжения. В качестве программного обеспечения выполняющего расчет потерь напряжения в распределительных электрических сетях напряжением 35-6/0,38 кВ, выбор пунктов контроля и допустимых диапазонов изменения напряжения в этих пунктах (относительно номинального напряжения), использовалась программа VoltDP.

Описание Алгоритма¹:

1. Алгоритм может применяться только при определении уставок для СИ КЭ и исключительно при соблюдении условия, когда диапазон уставок (верхнее и нижнее значения одного или обоих диапазонов наибольших и/или наименьших нагрузок) лежит в области только положительных или только отрицательных значений отклонения напряжения (как показано на рисунках 2 и 3).

2. По результатам расчетов определяем, имеется или нет пересечение между диапазонами наибольших и наименьших нагрузок, то есть соблюдение условия:

$$\delta U_{(+)}^{(//)} - \delta U_{(-)}^{(//)} > 0 \quad (5)$$

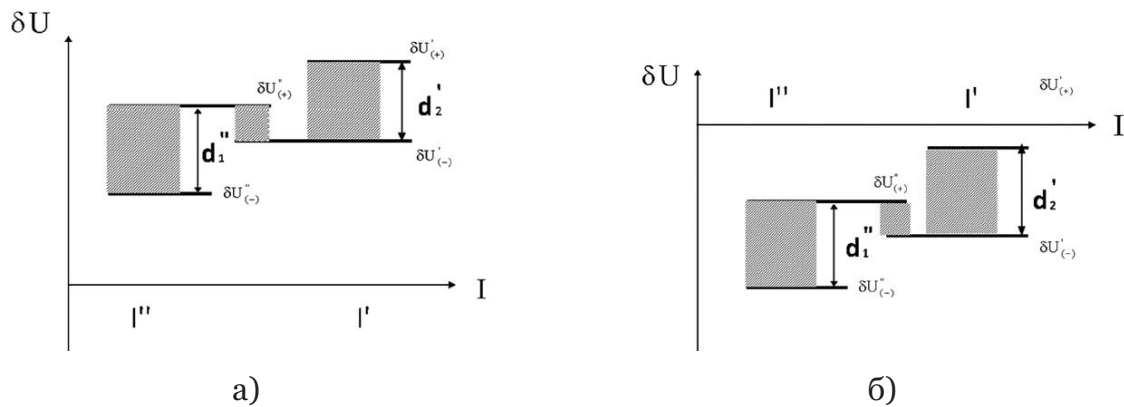


Рисунок 2. Верхние и нижние значения обоих диапазонов наибольших и наименьших нагрузок лежат в области только положительных или только отрицательных значений

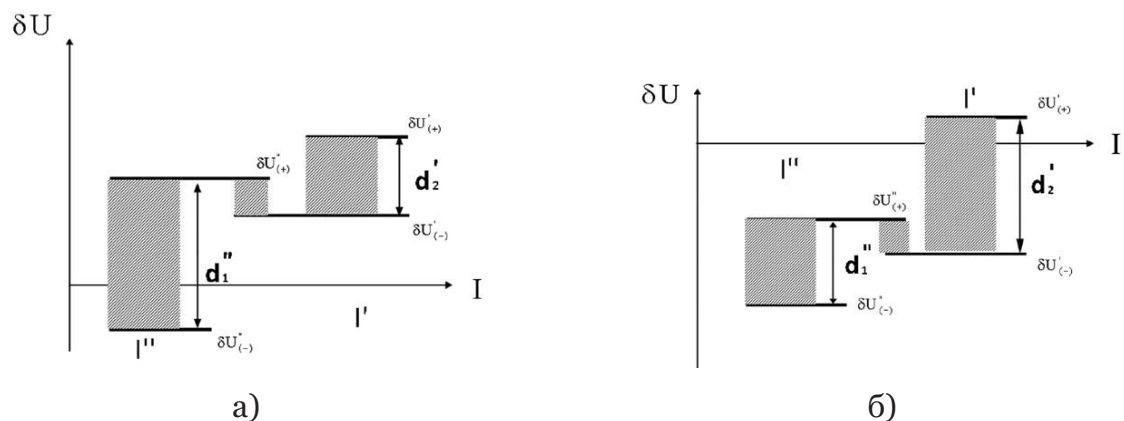


Рисунок 3. Верхнее и нижнее значения диапазона одного из диапазонов наибольших или наименьших нагрузок лежат в области только положительных или только отрицательных значений

¹ **Примечание 1:** Если верхние значения режимов наибольших и наименьших нагрузок лежат в области положительных значений, а нижние значения режимов наибольших и наименьших нагрузок лежат в области отрицательных значений отклонения напряжения (расчетные значения в системе координат располагаются, как показано на рисунке 1), то берутся расчетные значения уставок.

При определении уставок для пункта контроля на секции шин ЦП: если по результатам расчетов, не соблюдается условие, указанное в Примечании 1 и не выполняется требование п.2 Алгоритма (рисунок 4), то необходимо выполнить перерасчет диапазона изменения напряжения таким образом, чтобы стало соблюдаться условие п.2 Алгоритма (для пользователей программы VoltDP выбрать опцию «единый режим нагрузки ЦП»). Такой перерасчет возможен за счет исключения из расчетов части ТП присоединённых к рассматриваемому ЦП.

Новый диапазон будет удобнее с точки зрения выполнения регулирования напряжения и позволит провести контроль качества электрической энергии, но не будет обеспечивать соответствие требованиям ГОСТ к медленным изменениям напряжения для той части ТП, которые были исключены из расчетов.

В случае, если по результатам расчетов, не соблюдается условие, указанное в Примечании 2 и не выполняется требование п.2 Алгоритма (рисунок 4) при определении уставок для пункта контроля на секции шин ТП:

- 1) применение Алгоритма для этой ТП невозможно;
- 2) проведение измерений для этой ТП нецелесообразно, т.к. с высокой долей вероятности известно, что в данном пункте контроля медленные изменения напряжения не будут соответствовать требованиям ГОСТ. Данный вывод основан на том, что осуществить переход из одного диапазона нагрузки в другой, не нарушив требований ГОСТ, практически невозможно.

В этом случае выбирается другой пункт контроля.

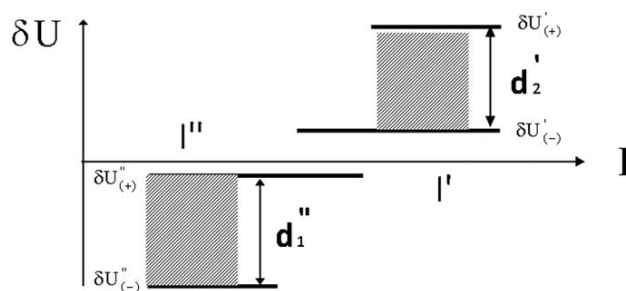


Рисунок 4. Допустимые значения медленного изменения напряжения, при которых не соблюдается условие, указанное в Примечании 2 и не выполняется требование п.2 Алгоритма

1. В случае, если выбранный пункт контроля удовлетворяет требованию п.1 и п.2 Алгоритма, следует определить базисное напряжение (U_B) в пункте контроля по следующей формуле:

$$U_B = U_{ном} \frac{(\Delta U_{(+)}^{(I)} - \Delta U_{(-)}^{(I)})}{2}, \quad (6)$$

где U_B – базисное напряжение, В;

$\delta U_{(+)}^{(//)}$ – верхняя граница диапазона наименьших нагрузок, %;

$\delta U_{(-)}^{(//)}$ – нижняя граница диапазона наибольших нагрузок, %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение для выбранного пункта контроля, В.

2. Определение уставок в пункте контроля относительно выбранного базисного значения напряжения.

$$\delta U_{(+)}^{(//)} = \frac{U_n(100 + \delta U_{(+)}^{(//)})}{U_B} - U_B, \quad (7)$$

$$\delta U_{(-)}^{(//)} = \frac{U_n(100 + \delta U_{(-)}^{(//)})}{U_B} - U_B, \quad (8)$$

$$\delta U_{(+)}^{(//)} = \frac{U_n(100 + \delta U_{(+)}^{(//)})}{U_B} - U_B, \quad (9)$$

$$\delta U_{(-)}^{(//)} = \frac{U_n(100 + \delta U_{(-)}^{(//)})}{U_B} - U_B, \quad (10)$$

где $\delta U_{(+)}^{(//)}$ и $\delta U_{(-)}^{(//)}$ – положительное и отрицательное отклонение напряжения для режима наименьших нагрузок, в %, определенное относительно базисного значения напряжения;

$\delta U_{(+)}^{(//)}$ и $\delta U_{(-)}^{(//)}$ – положительное и отрицательное отклонение напряжения для режима наибольших нагрузок, в %, определенное относительно базисного значения напряжения.

3. При вводе уставок в СИ:

3.1. в качестве согласованного напряжения (U_c) указывается значение, рассчитанное по формуле (6) U_B , В.

3.2. в качестве уставок указываются значения, рассчитанные по формулам (7)-(10), %.

4. При оформлении протокола испытаний, к пункту контроля для которого был применен алгоритм расчета уставок по базисному значению, необходимо:

4.1. указать в протоколе значения номинального ($U_{ном}$) и базисного (U_B) напряжения для пункта контроля;

4.2. протокол дополнить приложением с описанием алгоритма расчета уставок по базисным значениям.

На основании вышеизложенного, предлагается принять решение по доработке стандартов ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 30804.4.30-2013 определив нормы показатели качества таким образом, чтобы при рабо-

те не требовалось разработки и применения никаких дополнительных «инструментов».

Список литературы:

1. Вагин Г.Я. Комментарий к новому стандарту на качество электрической энергии ГОСТ Р 54149-2010 и сопровождающим его стандартам. Промышленная энергетика, 2013, № 1, С. 39-43.

2. Суднова В.В., Карташев И.И., Тульский В.Н. Допустимые отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии. Взаимодействие субъектов электроэнергетики в свете требований нового стандарта. - Новости ЭлектроТехники, 2013, № 4(82), С. 50-53.

3. Коверникова Л.И. О новом стандарте на качество электрической энергии. Промышленная энергетика, 2013, № 8, С. 48-51.

Сведения об авторе

Краснова Анна Николаевна,

ООО НТЦ «Энергоконсалтинг», руководитель органа по сертификации электрической энергии

141018, Россия, Московская область, г. Мытищи, ул. Лётная, д. 27А

Тел.: 8-917-579-11-22

AN-Krasnova@yandex.ru

Новые эталоны и поверочные установки для электроэнергетики

С. Р. Сергеев,
ООО «НПП Марс-Энерго»

Низковольтные измерения

В 2012 г. утвержден новый «Государственный первичный эталон единицы электрической мощности в диапазоне частот 1 - 2500 Гц «ГЭТ 153-2012», в создании которого компания «НПП Марс-Энерго» принимала активное участие. Четыре из шести основных элементов эталона «ГЭТ 153-2012» изготовлены в «НПП Марс-Энерго»: источник фиктивной мощности, безреактивные шунты, делители напряжения и программное обеспечение «Энергоэталон». Новый Государственный первичный эталон возглавил новую поверочную схему (рисунок 1) для средств измерений (СИ) электрической мощности и энергии в расширенном диапазоне частот от 1 до 2500 Гц. Основными звеньями этой схемы, непосредственно осуществляющими передачу единиц активной и реактивной мощности (энергии) от ГЭТ 153-2012 рабочим эталонам, являются однофазный и трехфазный вторичные эталоны единицы электрической мощности (ВЭТ 153.1 и ВЭТ 153.3). Кроме основной задачи – передачи единиц мощности, воспроизведенной в виде однофазной мощности при синусоидальной форме кривых тока и напряжения, вторичные эталоны должны решать достаточно сложные задачи расширения функций первичного эталона, и в частности обеспечить:

- передачу единиц трехфазным СИ, в том числе при несимметричных системах напряжений и токов;
- передачу единиц однофазным и трехфазным СИ, в том числе при искаженных формах кривых напряжения и тока;
- передачу единиц трехфазным СИ показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в соответствии с новыми межгосударственными стандартами;
- и в перспективе передачу единиц СИ векторных величин, синхронизированных с UTC, с входными и/или выходными сигналами, соответствующими протоколам стандарта IEC 61850-9-2LE.

С 2012 г. «НПП Марс-Энерго» проводит НИОКР по теме «Вторичный эталон единицы электрической мощности однофазный ВЭТ-МЭ 1.0». Вторичный эталон предназначен для хранения и передачи единиц активной (Вт) и реактивной (вар) электрических мощностей в диапазонах от 0,0 до 10000 Вт (вар) при напряжениях от 0,1 до 600 В, токах от

0,01 до 50 А, коэффициентах мощности от 0 до 1,0, в области частот от 1,0 до 2500 Гц.

Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот 1 – 2500 Гц.

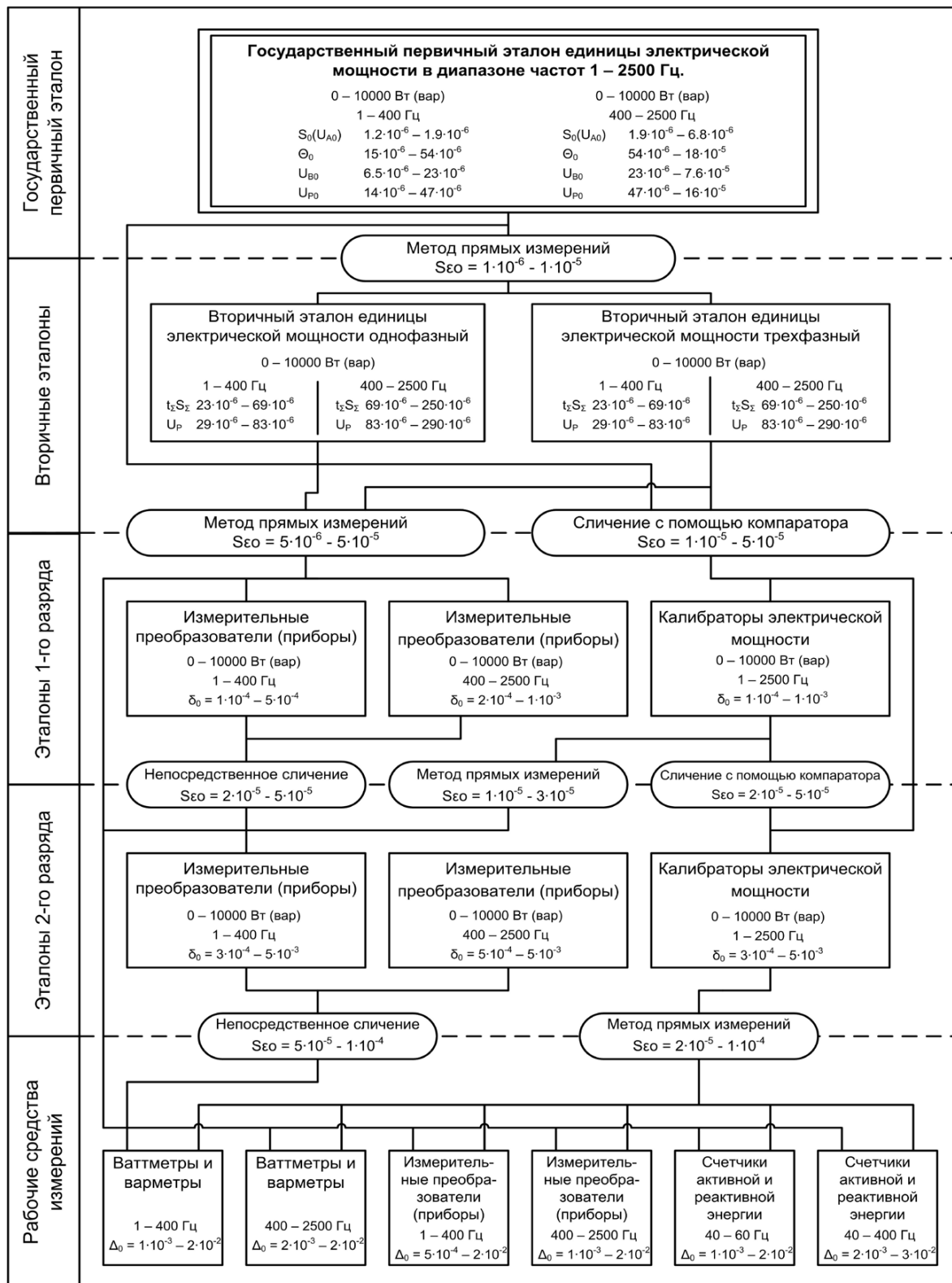


Рис.1. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

Основные планируемые метрологические и технические характеристики **ВЭТ-МЭ 1.0** приведены в таблице 1, где : U_n – номинальное среднеквадратическое значения напряжения поддиапазоны: 0.8; 8, 60, 120, 240, 480(600) В, I_n – номинальное среднеквадратическое значения силы тока поддиапазоны: 0.1, 1.0, 5, 50 А.

Таблица 1

Характеристики ВЭТ-МЭ 1.0

Измеряемые величины	Диапазон	Границы допускаемой погрешности Δ – абсолютной, δ – приведенной, γ – относительной
переменное напряжение, В	0.1 ... 250 250 ... 600	$\gamma = 0.003 \%$ $\gamma = 0.006\%$
среднеквадратическое значение напряжения основной гармоники, U_1 , В	0.1 ... 250 250 ... 600	$\gamma = 0.005 \%$ $\gamma = 0.008\%$
сила переменного тока, А	0.01 ... 0.1	$\delta = 0.004 \%$
среднеквадратическое значение силы тока основной гармоники, I_1 , А	0.1 ... 10	$\gamma = 0.004 \%$
	10 ... 50	$\gamma = 0.005 \%$
частота основной гармоники напряжения, f_1 , Гц	16 ... 1000	$\gamma = 0.0001 \%$
угол сдвига фазы между основными гармоническими составляющими тока и напряжения	$-180^\circ \dots +180^\circ$ $-\pi \dots +\pi$	$\Delta = (0.0011 \cdot f_1/53)^\circ$, $(0.07 \cdot f_1/53)'$ $\Delta = (f_1/53 \cdot 20)$ микрорадиан
активная мощность, Вт		$\gamma = 0,003 \%$ (относительно полной мощности)
реактивная мощность по основной гармонике Вт, В·А		$\gamma = 0.005 \%$
полная мощность		$\gamma = 0.007 \%$
среднеквадратическое напряжение гармонической составляющей порядка h U_h	от 0 до $0.5 \cdot U$ $U + U_h < U_n$	$\Delta = 0.00005 \cdot U_n$ $\gamma = 0.5 \%$

Измеряемые величины	Диапазон	Границы допускаемой погрешности Δ – абсолютной, δ – приведенной, γ – относительной
среднеквадратическое напряжение гармонической составляющей порядка h I_h	от 0 до $0.7 \cdot I_1$ $I_1 + I_h < I_N$	$\Delta = 0.00005 \cdot I_N$ $\gamma = 0.5 \%$
угол сдвига фазы между гармоническими составляющими тока и напряжения порядка h	$-180^\circ \dots +180^\circ$ $-\pi \dots +\pi$	$\Delta = (0.0011 \cdot h \cdot f_1 / 53)^\circ$, $(0.07 \cdot f_1 / 53)'$ $\Delta = (20 \cdot h \cdot f_1 / 53)$ микрорадиан
коэффициент гармонической составляющей напряжения порядка h $Ku(h) \%$	0...50	$\Delta = 0.0005 \%$ $\gamma = 0.05 \%$
коэффициент гармонической составляющей тока порядка h $Ki(h) \%$	0...70	$\Delta = 0.0005 \%$ $\gamma = 0.05 \%$
коэффициент гармонических искажений сигналов напряжения и тока	0...50	$\Delta = 0.002 \%$ $\gamma = 0.2 \%$
среднеквадратическое напряжение интергармонической составляющей порядка m U_{cm}	для m от 0.5 до 50.5 с дискретностью 1.0 от 0 до $0.15 \cdot U_1$	$\Delta = 0.00005 \cdot U_N$ $\gamma = 0.5 \%$
Погрешность синхронизации с опорным сигналом 1 Гц, мкс		$\Delta = 0.2$
синхронизация с международной шкалой координированного времени		$\Delta = 0.5$ мкс

Вторичный эталон позволит передавать единицы величин, указанных в таблице 1, эталонам первого разряда, например, поверочным установкам с границами погрешностей измерений $\pm(0,01...0,05)\%$. Создание «ВЭТ-МЭ 1.0» рассматривается нами, как важнейшая перспективная задача на 2014-2015 г.г.

Вместе с тем «НПП Марс-Энерго» продолжает выпускать эталонные СИ 1 разряда. Для выполнения поверки широкой номенклатуры электроизмерительных приборов, измерителей показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и счетчиков электроэнергии классов точности 0,05 и хуже в «НПП Марс-Энерго» с 2004 г. выпускалась установка поверочная универсальная УППУ-МЭ 3.1К. Установки эксплуатируются в большинстве ЦСМ РФ и СНГ, в метрологических службах крупных предприятий электроэнергетики, а также на заводах-изготовителях электросчетчиков и измерительных преобразователей.

В настоящее время в «НПП Марс-Энерго» выпускается 2 вида поверочных установок типа УППУ-МЭ: стационарная и переносная.

Стационарная (лабораторная) поверочная установка УППУ-МЭ 3.1КМ-С

В 2012-13 г.г. была проведена разработка новой установки. Необходимость этой разработки вызвана потребностями промышленности и, как следствие, метрологических служб в эталонных СИ, позволяющих поверять новые типы приборов, соответствующих новым стандартам. Практически новая установка стала прототипом вторичного эталона.



Рис.1. УППУ-МЭ 3.1КМ-С и устройство навески счетчиков.

В состав новой стационарной установки (см. рис.1) входят:

- эталонное СИ – это прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор - 3.1КМ» (2013 г.),
- источник испытательных сигналов,
- устройства для навески счётчиков,
- автоматизированное рабочее место (АРМ) с компьютером.

Эталонный прибор «Энергомонитор 3.1КМ» (Гос. реестр №52854-13) имеет расширенные диапазоны измерения, что позволяет поверять

ваттметры с напряжением до 800 В, вольтметры от 1 до 900 В и электросчетчики прямого включения с током до 120 А. Основная погрешность измерения активной мощности $\pm 0,01\%$.

Источник испытательных сигналов (генератор) и эталонное СИ монтируются в приборной стойке. Источник обеспечивает формирование трехфазной системы токов и напряжений. Одна из модификаций обеспечивает дополнительно поверку СИ постоянного тока, количество которых в промышленности и энергетике будет нарастать. Установка с использованием калиброванных катушек позволяет поверять токоизмерительные клещи и СИ с клещами на номинальных токах до 1000 А.

Управление установкой осуществляется с помощью встроенной клавиатуры и графического дисплея блока «Энергоформа-3.1» и прибора «Энергомонитор - 3.1КМ», либо на АРМ с помощью программного обеспечения (ПО) «Энергоформа». Совместное использование установки и ПО существенно расширяет функциональные возможности и позволяет обрабатывать результаты поверки в автоматическом режиме. ПО «Энергоформа» управляет и эталонным прибором, и ИИС. В режиме поверки на мониторе компьютера выводятся установленные параметры испытательных сигналов (рисунок 2), которые могут быть изменены оператором и сохранены на диске для дальнейшего использования.

Рис.2. Параметры испытательных сигналов

Рис. 3. Окно поверки

Поверка на установке СИ ПКЭ, выпускаемых «НПП Марс-Энерго», полностью автоматизирована. Изготовители СИ, имеющих цифровой интерфейс, могут самостоятельно разрабатывать ПО для автоматизации поверки их СИ на установке, используя предоставляемые «НПП Марс-Энерго» протоколы обмена. Для СИ, не имеющих цифровых интерфейсов, результаты измерений принимаются от эталона автоматически, а с индикатора поверяемого прибора вносятся вручную. Погрешность поверяемого прибора (рис. 3) рассчитывается автоматически. Результаты заносятся в протокол и оформляются полуавтоматически. В результате автоматизации время поверки СИ сокращается в 5-10 раз.

Для типовых испытаний СИ и электросчетчиков при искаженной форме сигнала на компьютере задаются требуемые параметры: гармоники и их фазы, действующие значения первых гармоник тока и напряжения. При редактировании сигнала его форма автоматически отображается на дисплее. Кроме того, источник «Энергоформа-3.1» запрограммирован на генерацию токов специальной формы в соответствии с ГОСТ. Это позволяет определять дополнительную погрешность электросчетчика, вызванную искажениями токов.



Рис.4. Преобразователь ПТНЧ

В комплект Установки дополнительно может быть включен Преобразователь постоянного тока и напряжения в частоту (рисунок 4) типа «ПТНЧ» (№ 34892-07) предназначенный для:

- поверки измерительных преобразователей напряжения, тока, мощности, имеющих выходной информационно-измерительный сигнал в виде постоянного напряжения или тока;
- обеспечения многоместной поверки счетчиков электрической энергии с импульсным выходом.

Погрешность «ПТНЧ» при измерении постоянного тока и напряжения: $\pm 0.02\%$.

Для одновременной поверки трёх однофазных шунтовых электросчётчиков с I_n до 100А в состав «УППУ-МЭ» может входить устройство для поверки шунтовых счётчиков «УПШС» (рисунок 5).



Рис.5. УПС.

Основные преимущества по сравнению с предыдущей моделью:

- увеличено быстродействие;
- увеличена мощность: до 45 В·А для фазы напряжения и 300 В·А для фазы тока;
- расширены диапазоны значений напряжения от 0,1 до 960 В и тока до 120А;
- добавлена возможность поверки СИ постоянного тока;
- добавлены возможности поверки СИ (анализаторов ПКЭ), выпускаемых по стандарту МЭК 61000-4-30:2008;
- улучшены эргономические показатели и пр.

УППУ-МЭ 3.1КМ-С позволяет передавать единицы величин эталонам второго разряда с условным классом точности 0,05.

Переносная поверочная установка УППУ-МЭ 3.3Т1-П или УППУ-МЭ 3.1КМ-П

Задачу поверки большинства низковольтных рабочих СИ электроэнергетики в полевых условиях на месте эксплуатации долгие годы позволяет решать комплект средств поверки УППУ-МЭ 3.3Т. Его новые модификации позволяют выполнять поверку большинства рабочих СИ (в т.ч. электросчётчиков класса точности до 0,5S и анализаторов качества) как в лабораторных, так и в полевых условиях. В состав УППУ-МЭ 3.3Т1 входит переносной эталонный прибор Энергомонитор 3.3Т1 и переносной программируемый трехфазный источник тока и напряжения (фиктивной мощности) Энергоформа-3.3.

Для поверки СИ класса точности 0,05 (в т.ч. электросчётчиков 0,2S) в составе установки УППУ-МЭ 3.1КМ-П (см. рис. 6) используется эталонный прибор Энергомонитор 3.1КМ-П (кл. т. 0,05 или 0,02).

Для поверки счётчиков электроэнергии прямого включения в составе установки используется источник фиктивной мощности Энергоформа-3.3-100, выходной ток которого увеличен до 100 А.



Рис.6. Установка «УППУ-МЭ 3.1КМ-П». Общий вид.

ПО «Энергоформа» управляет и эталонным прибором, и источником.

Для удобства пользователей была выпущена методика поверки электросчётчиков на местах эксплуатации МИ 3322-2011 [1], которая уточняет стандартные методики в части применения новых средств поверки.

Высоковольтные измерения

Предприятие «НПП Марс-Энерго» имеет эталоны 1-го разряда для передачи единиц коэффициента и угла фазового сдвига масштабного преобразования напряжения и тока:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения класса точности 0,01;
- приборы сравнения «Энергомонитор-3.1КМ Н-02-001-2-0-50» с погрешностями масштабного преобразования $\pm 0,002\%$ и угла фазового сдвига $\pm 0,1$ мин.

«НПП Марс-Энерго» аккредитовано на право поверки СИ классов точности 0,05. Это позволяет выпускать соответствующие эталонные масштабные преобразователи. Накоплен опыт работ на базе передвижной лаборатории высоковольтной метрологической «МЭ-Аудит» (ЛВМ). Применение ЛВМ обеспечивает комплексное метрологическое обслуживание АИИС КУЭ. Были выпущены и аттестованы новые методики повер-

ки и измерений для СИ, входящих в АИИС КУЭ и АСУ ТП. ЛВМ внесена в Госреестр СИ под № 37652-08. В состав ЛВМ на базе спецавтомобиля включены комплекты оборудования для выполнения поверки на местах следующих СИ:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) до 30 кА;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) до 330 кВ;
- счётчики электроэнергии;
- прочие электроизмерительные приборы из состава подстанций (ПС).

Для периодической поверки ТН на месте эксплуатации при помощи преобразователей напряжения высоковольтных серии ПВЕ, входящих в состав ЛВМ, выпущена рекомендация МИ 3050-2007[2]. Эта методика применяется для поверки однофазных ТН класса точности 0,2 и класса напряжений от 6 до 110 кВ. Все блоки из комплекта ЛВМ могут переноситься одним человеком в т.ч. в закрытые КРУ.

Для поверки одно- и трёхфазных ТН от 6 до 35 кВ выпускается мобильная поверочная трехфазная установка типа «УПТВ-3». Разработана соответствующая методика поверки ТН на местах эксплуатации МИ 3239-2009 [3]. «УПТВ-3» может включаться в состав ЛВМ.

Для поверки однофазных ТН от 35 до 330 кВ выпускается установка поверочная высоковольтная однофазная «УПВО-1-35 (110; 220; 330)», которая также состоит из комплекта переносного оборудования и может входить в состав ЛВМ. Решить проблемы на практике удалось для электромагнитных ТН. Для этого «НПП Марс-Энерго» были проведены опытно-конструкторские работы и испытания, а также разработана соответствующая методика поверки ТН на 220-330 кВ на местах эксплуатации МИ 3314-2011 [4]. Испытания проводились в Испытательных центрах заводов-изготовителей трансформаторов «ПК ХК Электрозавод», «Раменский ЭТЗ Энергия», а также на подстанциях энергосистемы.

По метрологическим характеристикам УПВО-1 полностью соответствует требованиям ГОСТ 8.216-88:

- для поверки ТН класса точности 0,2 используется ПВЕ кл. т. 0,05;
- для поверки ТН класса точности 0,5 используется ПВЕ кл. т. 0,1.

Прибор сравнения Энергомонитор-3.3Т1 имеет погрешности $\pm 0,02\%$ и ± 1 мин.

Для вновь выпускаемых типов ТН с 2011 г. должна применяться новая методика поверки - ГОСТ 8.216-2011. И уже с 2015 г. на местах эксплуатации периодические поверки будут проводиться по-новому. А именно, в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 п. 5.1 в состав «Установки 2» должны входить: эталонная высоковольтная мера типа Преобразователь ПВЕ и прибор сравнения (ПС) типа «Энергомонитор-3.3Т1» или «Энергомонитор-3.1КМ». По п. 5.2 пределы погрешностей указанной «Установки 2» (ПВЕ класса точности 0,05 и ПС):

- масштабного преобразования $\delta_{Ku(УП)} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_{ПВЕ}^2 + \delta_{ПС}^2} = 0,06\%$ (1)

- угла фазового сдвига $\Delta\varphi_{u(УП)} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПВЕ}^2 + \Delta_{ПС}^2} = 3,4$ мин. (2)

В соответствии с ГОСТ 8.216-2011 таблица А1, для поверки ТН класса точности 0,2 требуется применение «Установки 2» в указанном выше составе (ПВЕ класса точности 0,05 и ПС Энергомонитор-3.3Т1) с учетом значений погрешностей СИ, указанных в свидетельствах поверки ПВЕ и ПС, при условии выполнения взаимной компенсации погрешностей каналов в ПС (режим «коррекция» согласно РЭ прибора Энергомонитор 3.3Т1) в соответствии с Примечанием к таблице А1 ГОСТ 8.216-2011. Для поверки ТН класса точности 0,5 «Установка 2» в составе ПВЕ класса точности 0,1 (или 0,05) и ПС Энергомонитор-3.3Т1 может применяться без учета значений погрешностей, указанных в свидетельствах поверки ПВЕ и ПС, при условии выполнения взаимной компенсации погрешностей каналов в ПС (режим «коррекция» согласно РЭ прибора Энергомонитор -3.3Т1).

С 2007 г. выпущено более 50 ЛВМ «МЭ-Аудит» (рисунок 3) на базе «Газели» и других спецавтомобилей.



Рис.7. ЛВМ «МЭ-Аудит». Основные компоненты

ЛВМ комплектуются по требованиям Заказчика и успешно эксплуатируются предприятиями энергосистемы от Калининграда до Сахалина, а также в странах Таможенного союза. Все указанные методики и описания приборов доступны на сайте www.mars-energo.ru. Таким образом,

возникшие в практической метрологии проблемы с поверкой электромагнитных ТН 6-330 кВ на местах эксплуатации успешно решены с помощью ЛВМ.

Перспективные СИ

Ещё одна задача, решаемая в настоящее время, - это поверка электронных ТН и ТТ, серийный выпуск которых начнется в ближайшие годы. Они в первую очередь будут использоваться на цифровых ПС ФСК. В 2013 г. «НПП Марс-Энерго» выполнена ОКР по разработке эталонного комплекса для поверки электронных трансформаторов, выпускаемых по ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 и ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, в т.ч. с выходными измерительными сигналами по протоколу стандарта IEC 61850-9-2LE. ОКР была заказана фирмой-изготовителем электронных ТН и ТТ для ИКЦПС. Комплекс обеспечит первичную поверку при выпуске из производства. В дальнейшем должен быть создан передвижной эталонный комплекс для периодических поверок на местах.

Список литературы:

1. МИ 3322-2011. ГСИ. Рекомендация. Счетчики электрические активной и реактивной энергии. Методика поверки на местах эксплуатации при помощи комплекта переносных средств поверки производства «НПП МАРС-ЭНЕРГО» .
2. МИ 3050-2007. Рекомендация. ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные $6/\sqrt{3}...110/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.
3. МИ 3239-2009. ГСИ. Рекомендация. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}$; 6; $10/\sqrt{3}$; 10 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи трехфазной высоковольтной поверочной установки «Установка УПТВ-3-10».
4. МИ 3314-2011. Рекомендация. ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные $220/\sqrt{3}$, $330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения «ПВЕ».

Сведения об авторе

Сергеев Сергей Ростиславович,

ООО «НПП Марс-Энерго», заместитель директора по качеству

190031, Россия, Санкт-Петербург, В.О., 13-я линия, д. 6-8

Тел./факс: (812) 327-21-11

mail@mars-energo.ru

www.mars-energo.ru

Эталонные средства измерения для метрологического обеспечения измерительных каналов цифровой подстанции

*И. А. Гиниятуллин,
ООО «НПП Марс-Энерго»*

Актуальность работ Совместные работы ВНИИМ и Марс-Энерго

Цифровые измерительные каналы (ИК) на базе электронных трансформаторов тока и напряжения, интеллектуальных измерительных устройств с поддержкой протокола МЭК 61850 играют ключевую роль на энергообъектах нового поколения — *цифровой подстанции (ЦПС)*.

Естественным образом возникает спрос на эталонные средства измерения (СИ) для метрологического обеспечения упомянутых ранее типов рабочих СИ.

Исполнители Совместные работы ВНИИМ и Марс-Энерго

Разработка новых эталонных СИ потребовала объединение усилий ВНИИМ и Марс-Энерго в совместной НИОКР, включающей:

- разработку нормативных документов, в том числе методик измерений, методик калибровки и поверки цифровых измерительных каналов
- разработку и производство комплекса эталонных СИ для лабораторных и полевых испытаний измерительных каналов ЦПС

Потенциальные заказчики

ОАО «Россети» как инициатор развития цифровых подстанций в России заинтересован в выполнении данного НИОКР, поскольку:

1. Предполагаемое увеличение в энергосистеме количества оборудования с поддержкой протокола МЭК 61850 и развертывание цифровых подстанций требует создания нового эталонного комплекса, информационно совместимого с оборудованием цифровой подстанции.

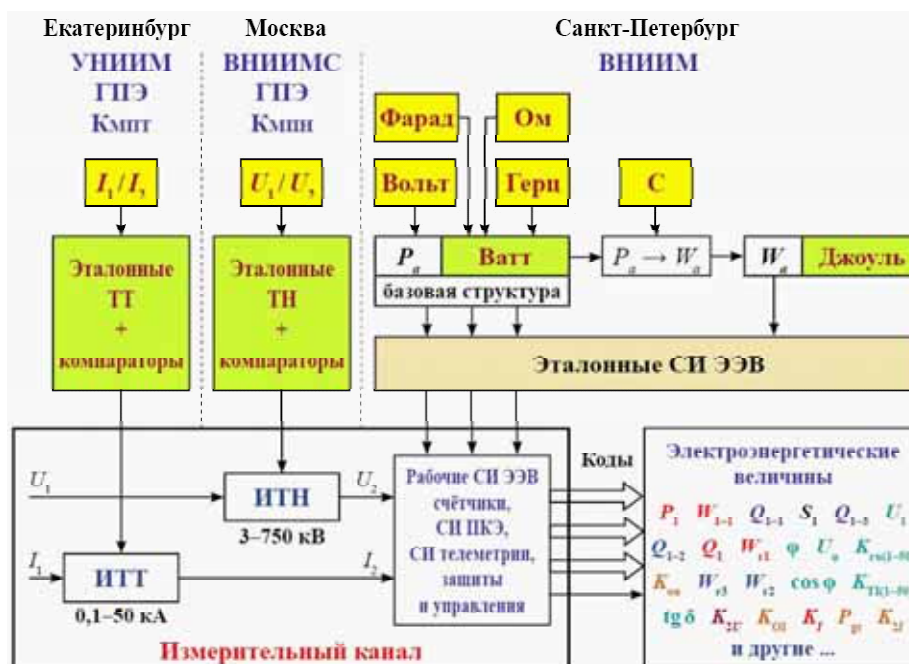
2. Предприятия разработчики и изготовители цифровых ИТТ, ИТН и интеллектуальных измерительных устройств с поддержкой протокола МЭК 61850 нуждаются в средствах поверки для организации разработки и серийного производства своих изделий.

Основные отличия классической и цифровой подстанций



Примечание: не показаны устройства РЗА и другое оборудование, входящее в состав подстанции.

Структура эталонной базы для обеспечения классической подстанции



Существующая метрологическая база выстроена под классическое решение по передаче размера основных электрических величин Вольт, Ампера или Ома, Ватта и коэффициентов масштабного преобразования от аналоговых эталонных комплексов к аналоговым же образцовым и рабочим СИ

Рабочие эталоны фирмы «Марс-Энерго» для метрологического обеспечения классической подстанции

В настоящее время классическая эталонная база электроэнергетики представлена большим количеством эталонных и рабочих средств измерений, в том числе следующими приборами производства «НПП Марс-Энерго»:

- универсальные полуавтоматические поверочные установки «УППУ-МЭ 3.3КМ», «УППУ-МЭ 3.1КМ», «ВЭТ-МЭ-1.0»;
- приборы электроизмерительные эталонные многофункциональные «Энергомонитор 3.3Т1», «Энергомонитор 3.1КМ»;
- лаборатория высоковольтная метрологическая ЛВМ «МЭ-Аудит»;
- комплекты для поверки ТТ, ТН и счетчиков электроэнергии.

Проект 2014 года Вторичный эталон электрической мощности ВЭТ 153.1-МЭ

Эталон электрической мощности ВЭТ совместно с ПО EnergoEtalon™ образуют эталонный комплекс последнего поколения, который обеспечивает:

- Исключительно высокую точность измерений электроэнергетических величин;
- Многофункциональность, необходимую для поверки и калибровки современных и перспективных средств измерений электроэнергетических величин переменного и постоянного тока;
- Широкий частотный диапазон (16...2500 Гц).

Основные технические характеристики ВЭТ:

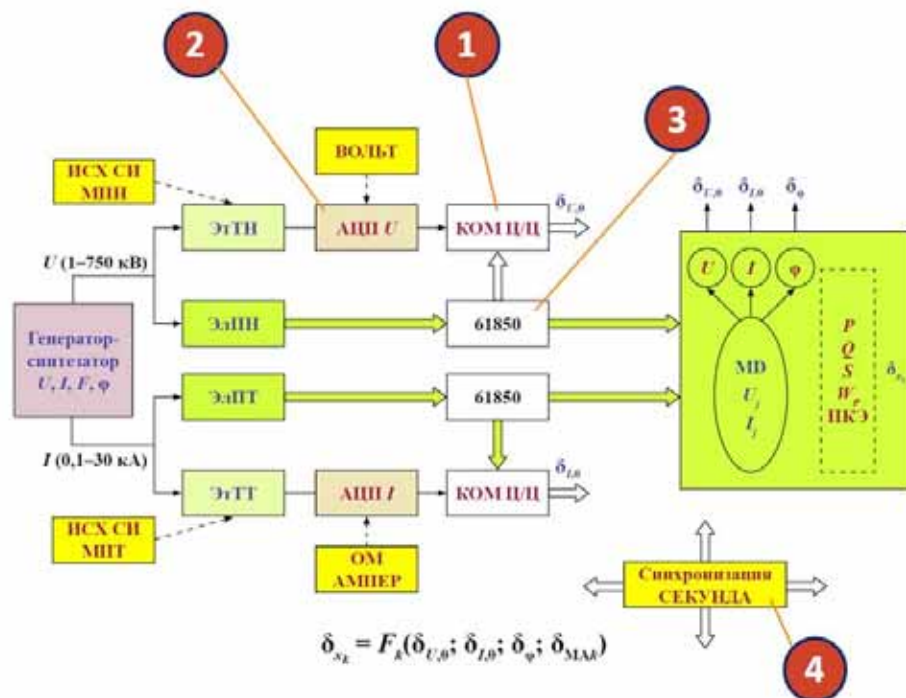
Параметр	Расширенная неопределенность измерений
Ток: 0,01–50 А	0,004 %
Напряжение: 0,1–600 В	0,003 %
Коэффициент мощности	
$K_p = 1$	0,004 %
$K_p = 0,5$	0,006 %
Угол ток-напряжение: $0^\circ \dots 360^\circ$	0,0011° при 50 Гц



Структура эталонной базы для обеспечения цифровой подстанции

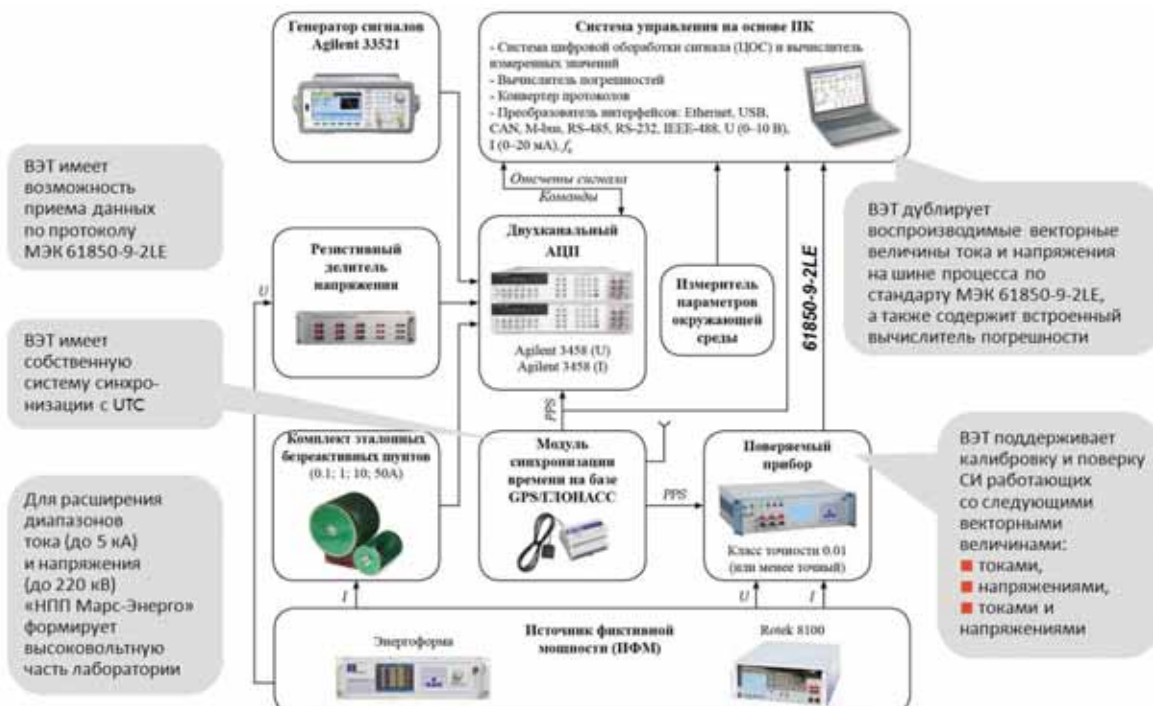
Новые компоненты эталона:

1. *Компаратор цифровых сигналов.* Реализована унификация сигналов поверяемого и эталонного средства в цифровом виде, что является наиболее обоснованным и перспективным направлением.
2. *Эталонный АЦП* с исследованными метрологическими характеристиками модульной погрешности и погрешности датирования.
3. *Конвертер цифрового кода.* Выполняет коммуникационные функции (по протоколу 61850-9-2) с согласованными временными задержками каналов.
4. *Блок синхронизации.* Обеспечение синхронизации измерений.



ЦТН — цифровой ТН; ЦТТ — цифровой ТТ
61850 — конвертер цифрового кода по МЭК 61850

Перспективный вторичный эталон электрической мощности ВЭТ 153.1-МЭ-61850 для метрологического обеспечения ИК цифровой подстанции



Универсальность ВЭТ 153.1-МЭ-61850

Область применения

ВЭТ может применяться для калибровки приборов, составляющих инфраструктуру цифровых подстанций: цифровых (электронных) ТТ и ТН, объединяющих устройств (merging unit) с аналоговым входом и выходом по протоколу МЭК 61850-9-2LE.

Где нужен ВЭТ:

- в метрологических институтах, ЦСМ и метрологических лабораториях – в качестве универсальной установки для поверки высокоточных СИ электроэнергетических величин и ПКЭ;
- в отделах метрологии крупных промышленных предприятий;
- в научно-исследовательских лабораториях – для метрологического обеспечения испытаний нового оборудования.

Расширение возможностей

- Совместно с ПО *EnergoEtalon-61850*

Работа с устройствами, поддерживающими обмен данными в формате МЭК 61850-9-2LE, например, цифровыми трансформаторами или цифровыми анализаторами ПКЭ.

- Совместно с ПО *EnergoEtalon-PMU*

Калибровка наиболее точных устройств синхронизированных векторных измерений.

- Гибкие возможности комплектования

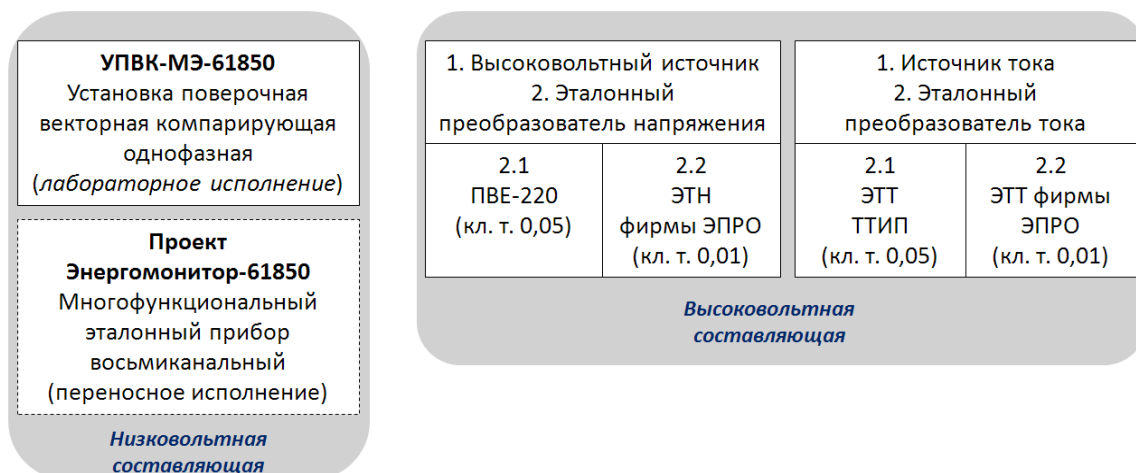
Мы можем поставить эталонный комплекс полностью, либо любой из его модулей, которые легко стыкуются с уже имеющимся оборудованием. Поскольку аппаратная часть комплекса в основном построена на типовом оборудовании, мы предлагаем исключительную возможность – приобрести только программную часть (ПО *EnergoEtalon*) и инженеринговые услуги. Встроив программный модуль в имеющееся оборудование вы получаете полнофункциональный эталонный комплекс с уникальными метрологическими характеристиками.

Комплекс средств поверки электронных трансформаторов тока и напряжения «КСП-61850»

Назначение

Комплекс «КСП-61850» предназначен для масштабного преобразования, измерения и компарирования информационно-измерительных сигналов (в том числе по протоколу стандарта IEC 61850-9-2LE) электронных трансформаторов переменного тока до 5 кА и электронных трансформаторов напряжения переменного тока до 220, 330 кВ, выпу-

скаемых по ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 и ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, при их поверке и калибровке.



Состав комплекса «КСП-61850»

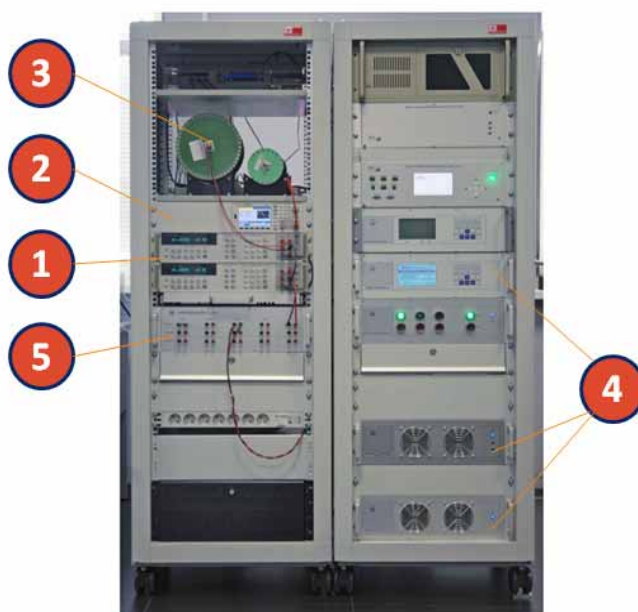
I. Установка поверочная векторная компарирующая «УПК-МЭ 61850» (низковольтная составляющая)

Назначение

Установки «УПК-МЭ 61850» предназначены для измерения и компарирования измерительных аналоговых сигналов вторичных цепей эталонных масштабных преобразователей переменного тока и напряжения с информационно-измерительными цифровыми сигналами масштабных преобразователей переменного тока и напряжения (электронных ТТ и ТН, выпускаемых по ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 и ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010), соответствующими протоколу стандарта IEC 61850-9-2LE, при их поверке и калибровке.

Состав установки:

1. Эталонное АЦП: мультиметр 3458А,
2. Генератор синхроимпульсов,
3. Шунты токовые эталонные безреактивные серии ШЭ,
4. Источник фиктивной мощности,
5. Делитель напряжения резистивный.



Низковольтная составляющая комплекса «КСП-61850»

II. Состав высоковольтного измерительного комплекса:

1. Измерительный масштабный преобразователь напряжения ПВЕ-220, 330 кВ (кл. т. 0,05) или эталонный ТН фирмы ЭПРО (кл. т. 0,01)
2. Регулируемый источник высокого напряжения «ТГИ-230»
3. Поверяемый ИТН



III. Состав комплекта поверки ИТТ:

1. Измерительный масштабный преобразователь тока «ТТИП»
2. Регулируемый источник тока «ИТ 5000»
3. Поверяемый оптический преобразователь тока с выходным сигналом по МЭК 61850



Приборы электроизмерительные эталонные многофункциональные «Энергомонитор-61850»

Назначение

Приборы «Энергомонитор-61850» предназначены для:

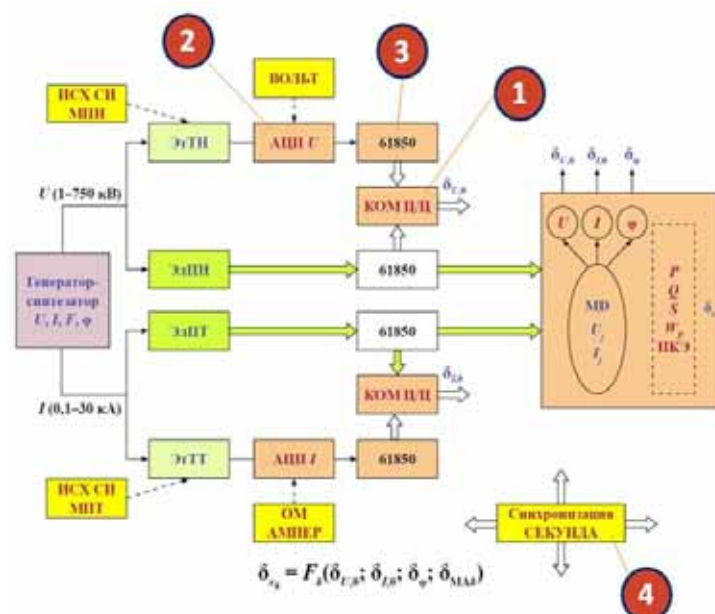
- измерения параметров напряжения и тока и преобразования их в поток дискретных значений по стандарту МЭК 61850-9-2LE;
- измерения активной и реактивной электрической мощности в трех- и однофазных сетях;
- измерения ПКЭ;
- измерения параметров датчиков для измерения параметров фаз переменного тока (фазоров);
- измерения модульной и угловой погрешности масштабных преобразователей тока и напряжения с выходными сигналами в виде аналогового сигнала и в виде потока дискретных значений по стандарту МЭК 61850-9-2LE;
- определения метрологических характеристик измерительных объединяющих устройств (SAMU – Stand-Alone Merging Unit) по стандарту МЭК IEC 61869-13 с аналоговыми входами тока и напряжения.



Структура мобильной эталонной базы для обеспечения цифровой подстанции

Новые компоненты эталона:

1. *Компаратор цифровых сигналов.* Реализована унификация сигналов поверяемого и эталонного средства в цифровом виде, что является наиболее обоснованным и перспективным направлением.
2. *Эталонный АЦП* с исследованными метрологическими характеристиками модульной погрешности и погрешности датирования.
3. *Конвертер цифрового кода.* Выполняет коммуникационные функции (по протоколу 61850-9-2) с согласованными временными задержками каналов.
4. *Блок синхронизации.* Обеспечение синхронизации измерений.



Область применения

- метрологическое обеспечение измерительного комплекса цифровой подстанции ИКЦПС в составе лабораторного и мобильного поверочных комплексов;
- проведение периодических испытаний цифровых ИТТ, ИТН и интеллектуальных измерительных устройств.

Состав

- 4 многодиапазонных входных преобразователя тока;
- 4 многодиапазонных входных преобразователя напряжения;
- восьмиканальный АЦП;
- модуль управления на базе встраиваемого одноплатного компьютера;
- сенсорный экран;
- блок синхронизации.

Сведения об авторе

Гиниятуллин Ильдар Ахатович,

ООО «НПП Марс-Энерго», директор

Адрес: Санкт-Петербург, В. О., 13-я линия, д. 6-8

Тел.: (812) 327-21-11

E-mail: ildar@mars-energo.ru

www.mars-energo.ru

Магнитооптический измерительный преобразователь тока и электрооптический измерительный преобразователь напряжения

*В. Б. Архангельский, И. А. Гиниятуллин,
ООО «НПП Марс-Энерго»*

В соответствии с единой технической политикой ОАО «Россети» определены приоритеты по развитию активно-адаптивных сетей и внедрению в нее цифровых элементов, в частности актуальна задача по разработке цифровых комбинированных ИТН и ИТТ на 35, 110 кВ.

Логично предположить, что наиболее перспективными являются оптические ИТН и ИТТ. Но в настоящее время на рынке не предлагаются серийные оптические ИТН на уровень напряжения ниже 110 кВ. Почему?

Средняя степень износа электросетевых объектов составляет 70 %. В случае модернизации или замены традиционных ИТТ и ИТН в сетевом комплексе энергосистемы при переходе на цифровые технологии необходимо учитывать количество подстанций, стоимость современных электромагнитных и оптических измерительных трансформаторов.

Стоимость оптических ИТН и ИТТ на порядок выше. Например, стоимость гибкого оптического цифрового ИТТ составляет около 40 000 долларов США.

Количество подстанций с разделением по уровню напряжения

Тип ПС Уровень напряжения, кВ	Количество ПС, шт
Распределительные ПС 3/6/10–220	460 081
Магистральные ПС Выше 220	891

(источник информации – ИТАР-ТАСС, декабрь 2013 г.)

Стоимость традиционных измерительных трансформаторов

Тип трансформатора	Ориентировочная стоимость, тыс. руб.
ИТТ 300/5 ÷ 4000/5 кл. напряжения 35 кВ	40 ÷ 70
ИТН кл. напряжения 35 кВ	50 ÷ 100

(данные прайса завода-изготовителя, 2014 г.)

Высокая стоимость оптических трансформаторов по сравнению с традиционными является сдерживающим фактором, в особенности на кл. напряжения ниже 110 кВ.

Применение оптических ИТН становится рентабельным при уровне напряжения выше 220, 330 кВ, поскольку их изначально высокая стоимость компенсируется меньшими затратами на монтажные работы по сравнению с традиционными ИТН.

Высокая себестоимость оптических ИТН, сконструированных на основе эффекта Покельса, возможно связана с техническими и технологическими проблемами по устранению влияния внешних ЭМ полей и обеспечению необходимого динамического диапазона измерений. Оптические ИТТ, спроектированные на основе эффекта Фарадея с использованием оптоволокну в качестве чувствительного элемента, имеют более широкое распространение и универсальное применение на ПС разных кл. напряжения. При всех достоинствах этих ИТТ, имеется ряд ограничений по внедрению, связанных с уникальной технологией изготовления спец. оптоволокну и сложностью эл. блока в составе системы.

В настоящее время оптические ИТН на кл. напряжения ниже 110 кВ отсутствуют на рынке электроэнергетики для широкого применения.

Учитывая, что большинство измерительных трансформаторов в энергосистеме имеет кл. напряжения ниже 110 кВ, а предлагаемые оптические трансформаторы значительно дороже или вовсе не выпускаются серийно, Марс-Энерго предлагает решение проблемы по внедрению альтернативных оптических ИТТ и ИТН с необходимыми по стандартам техническими характеристиками и потенциалом снижения стоимости при серийном производстве.

В «НПП Марс-Энерго» разработаны магнитооптический измерительный преобразователь переменного тока, основанный на использовании магнитооптического эффекта Фарадея, и электрооптический измерительный преобразователь переменного напряжения, основанный на использовании электрооптического эффекта электрогирации.

Эффект Фарадея заключается в повороте плоскости поляризации линейно поляризованного света при распространении через оптически неактивное вещество, находящееся в магнитном поле, на угол пропорциональный напряженности магнитного поля, длине пути света в веществе и его постоянной Верде. Эффект электрогирации заключается в возникновении или изменении оптической активности в кристаллах находящихся в электрическом поле, которая вызывает поворот плоскости поляризации линейно поляризованного света при его распространении через кристалл, на угол пропорциональный напряженности электрического поля, длине пути света в кристалле и его постоянной электрогирации. Эффект Фарадея отличается от эффекта электрогирации поведением прираще-

ния оптической активности при изменении направления распространения света, то есть при изменении направления света на противоположное, изменение оптической активности при эффекте Фарадея изменяет знак, а при эффекте электрогирации не изменяет. Сходство внешних проявлений эффекта Фарадея и электрогирации позволяет использовать при разработке измерительных преобразователи тока и напряжения аналогичные методы измерения и оптические схемы, одинаковые электронные блоки и комплектующие изделия. Отличительной частью преобразователей являются лишь чувствительные элементы первичных измерительных преобразователей, их материалы и конструкция.

На рис.1 приведена упрощенная структурная схема измерительного преобразователя, который в зависимости от используемого чувствительного элемента может использоваться как для измерения тока, так и для измерения напряжения.

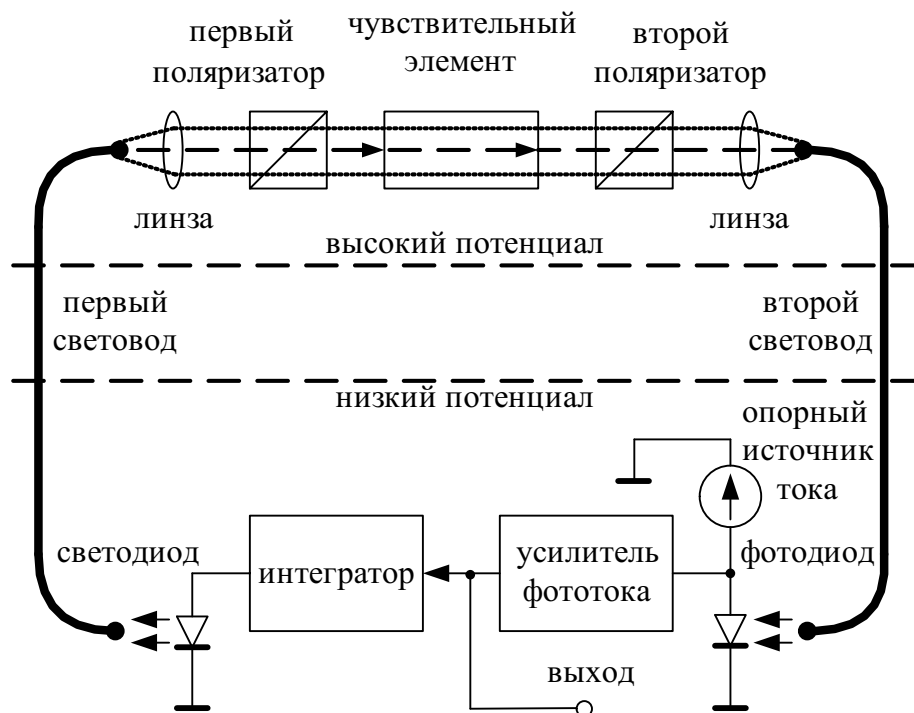


Рис.1 Структурная схема измерительного преобразователя

В этом преобразователе световой поток светодиода, расположенного в зоне низкого потенциала, поступает по световоду в зону высокого потенциала, после поляризатора становится линейно поляризованным и распространяется в чувствительном элементе, где его плоскость поляризации поворачивается на угол пропорциональный измеряемой величине. После второго поляризатора, плоскость пропускания которого установлена под углом $\pi/4$, к плоскости пропускания первого поляризатора, изменения угла поворота преобразуются в пропорциональные изменения

интенсивности светового потока. Модулированный по интенсивности световой поток по второму световоду возвращается в зону низкого потенциала и преобразуется фотодиодом в электрический сигнал. Усилитель фототока преобразует разность токов опорного источника и фотодиода в пропорциональное напряжение, а интегратор управляет током светодиода таким образом, чтобы постоянная составляющая выходного напряжения усилителя фототока была равна нулю. В результате обеспечивается равенство постоянной составляющей фототока току опорного источника, а переменная составляющая выходного напряжения U_{\approx} измерительного преобразователя становится пропорциональной току I_0 опорного источника, коэффициенту R преобразования усилителя фототока и углу φ поворота плоскости поляризации света в чувствительном элементе.

$$U_{\approx} = I_0 R \sin 2\varphi$$

Так как выходное напряжение измерительного преобразователя пропорционально $\sin 2\varphi$, то при угле $\varphi > \pi/4$ появляется неоднозначность, которая определяет максимальное значение измеряемой величины. Из-за нелинейной зависимости выходного напряжения от измеряемой величины возникает систематическая функциональная погрешность, которая может быть легко исключена использованием функционального преобразователя с передаточной функцией:

$$U_{\text{вых}} = \frac{1}{2} \arcsin(U_{\approx} / I_0 R)$$

Такой функциональный преобразователь необходим только при больших значениях измеряемой величины, и может однозначно функционировать при $\varphi < \pi/4$. Удобно номинальные значения измеряемой величины выбирать так, чтобы угол поворота плоскости поляризации не превышал $1/2$ (рад). При уменьшении измеряемой величины систематическая функциональная погрешность уменьшается в третьей степени.

В разработанном магнитооптическом измерительном преобразователе переменного тока чувствительным элементом являются четыре призмы, расположенные последовательно по ходу распространения света, выполненные из стандартного диамагнитного стекла ТФ-1 и образующие замкнутый контур вокруг проводника с измеряемым током. Поляризаторы выполнены интерференционными, интегрированы в призмы и расположены на минимальном расстоянии друг от друга по оси, параллельной проводнику с измеряемым током. Длина волны светодиода составляет 0.85 мкм. На рис.2 приведена упрощенная конструкция чувствительного элемента для измерения тока.

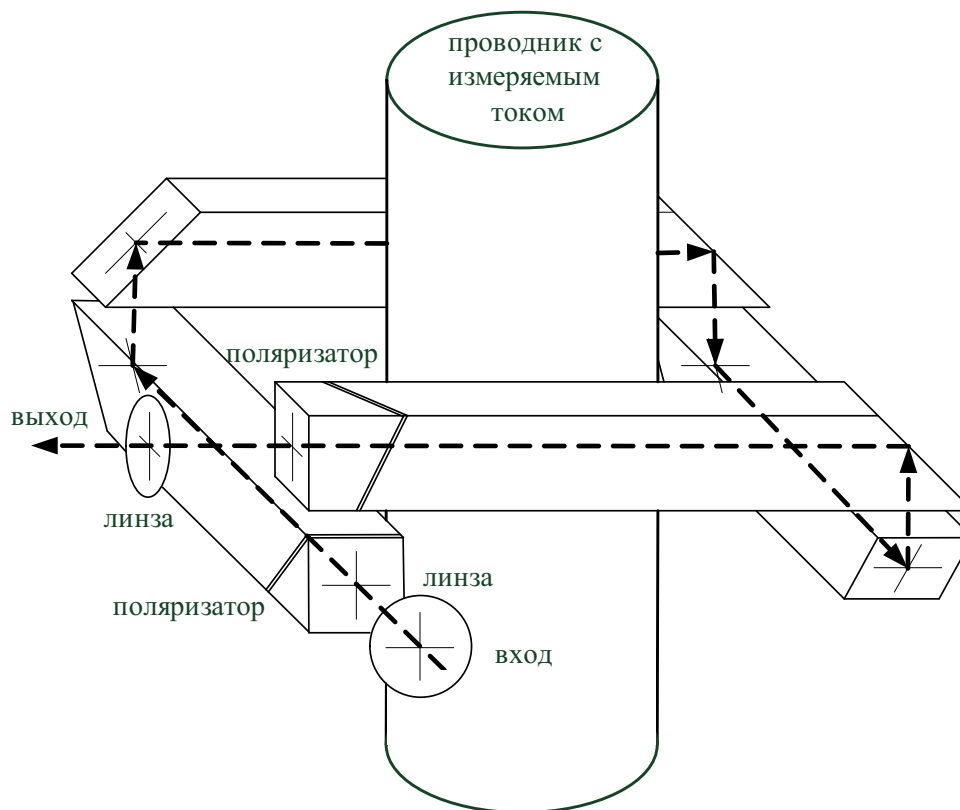


Рис.2 Чувствительный элемент магнитооптического измерительного преобразователя тока

Такая конструкция обеспечивает точную реализацию замкнутого контура в плоскости перпендикулярной направлению протекания тока и измерение интегрального значения угла поворота плоскости поляризации света в чувствительном элементе, величина которого согласно закону полного тока пропорциональна току I , пронизывающему этот контур.

$$\varphi = V \oint \vec{H} d\vec{l} = V \times I,$$

где V – постоянная Верде диамагнитного стекла, \vec{H} – вектор напряженности магнитного поля на элементе замкнутого контура, $d\vec{l}$ – элемент замкнутого контура.

Следует особо отметить, что такой преобразователь измеряет ток протекающий внутри чувствительного элемента, а не напряженность магнитного поля, которая может изменяться от влияния внешних факторов.

Важным параметром измерительного преобразователя тока является постоянная Верде, которая связывает угол поворота плоскости поляризации света в чувствительном элементе с измеряемой величиной. Эта постоянная зависит от марки стекла и длины волны света и для серийно выпускаемых стекол нормируется ГОСТ 13659-78. Выбирая различные

марки диамагнитного стекла и длину волны света в диапазоне от 0.60 до 0.95 мкм можно обеспечить угол поворота плоскости поляризации света равным $1/2$ (рад) при номинальных значениях тока от 300 до 20 кА.

Для измерения токов меньшей величины может быть увеличен коэффициент преобразования усилителя фототока и выбрано любое меньшее номинальное значение измеряемого тока. Однако необходимо учитывать, что с уменьшением номинального значения тока из-за шумов фотодиода уменьшается динамический диапазон преобразователя. Максимальное значение динамического диапазона в полосе частот 1Гц – 10 кГц при угле поворота плоскости поляризации равном S (рад) составляет 10^4 – 10^5 .

В разработанном электрооптическом измерительном преобразователе переменного напряжения чувствительным элементом является centrosymmetric кристалл $\text{NaBi}(\text{MoO}_4)_2$ длиной 40мм либо 65 мм, расположенный по ходу распространения света. К торцам кристалла прижаты прозрачные электроды, в корпусе которых установлены поляризаторы. Для увеличения электрической прочности чувствительного элемента пространство между электродами вокруг кристалла заполнено трансформаторным маслом. Длина волны светодиода составляет 0.85 мкм. На рис.3 приведена упрощенная конструкция чувствительного элемента для измерения напряжения.

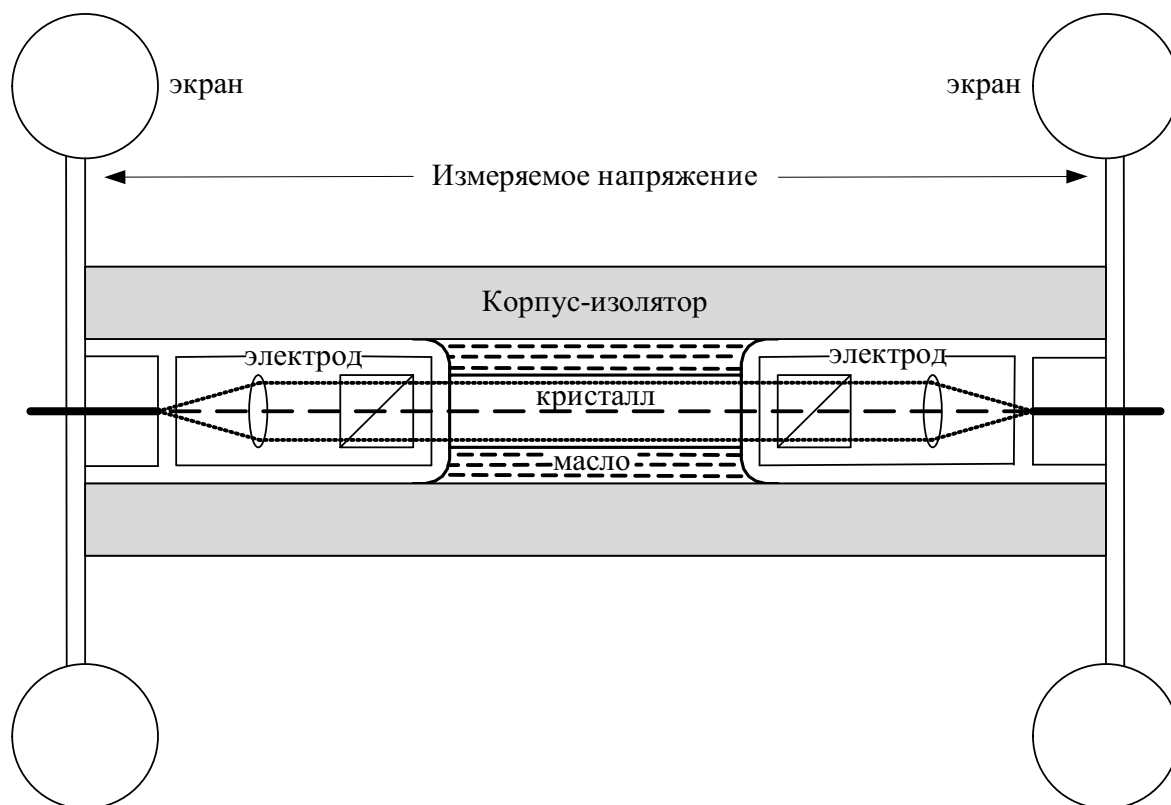


Рис.3 Чувствительный элемент электрооптического измерительного преобразователя напряжения

Такая конструкция обеспечивает измерение интегрального значения угла поворота плоскости поляризации света в чувствительном элементе на промежутке между электродами, величина которого пропорциональна разности потенциалов этих электродов.

$$\varphi = G \int_1^2 \vec{E} d\vec{l} = G \times U,$$

где G – постоянная электрогирации кристалла, \vec{E} – вектор напряженности электрического поля на элементе контура, $d\vec{l}$ – элемент контура на промежутке между электродами.

Следует особо отметить, что такой преобразователь измеряет приложенное к его электродам напряжение, а не напряженность электрического поля, которая может изменяться от влияния внешних факторов.

Важным параметром измерительного преобразователя напряжения является постоянная электрогирации, которая связывает угол поворота плоскости поляризации света в чувствительном элементе с измеряемой величиной. Эта постоянная зависит от типа кристалла и длины волны света. В настоящее время исследовано ограниченное число кристаллов пригодных для такого измерительного преобразователя. Это кристаллы PbMoO_4 и $\text{NaBi}(\text{MoO}_4)_2$, имеющие близкие характеристики, поэтому номинальные значения измеряемых напряжений можно выбирать только изменением длины волны света. При изменении длины волны света в диапазоне от 0.60 до 0.95 мкм можно обеспечить угол поворота плоскости поляризации света равным $1/2$ (рад) при номинальных значениях напряжения от 300 до 500 кВ. Однако для измерения таких напряжений необходимо обеспечить необходимую электрическую прочность чувствительного элемента, которая может быть обеспечена только увеличением длины кристалла.

Исследованные кристаллы имеют электрическую прочность порядка 4 кВ/мм, поэтому для обеспечения безотказной работы допустимая напряженность поля в кристалле не должна превышать 1 кВ/мм. В настоящее время могут быть выращены кристаллы длиной 100–150 и более миллиметров, поэтому открываются широкие возможности для увеличения диапазона измеряемых напряжений.

Проведены лабораторные испытания опытных образцов измерительных преобразователей тока и напряжения и получены следующие результаты.

Магнитооптический измерительный преобразователь переменного тока

Номинальное значение измеряемого тока, кА	5
Динамический диапазон	10^4
Нижняя частота среза ВАХ, Гц не более	1
Верхняя частота среза ВАХ, кГц не менее	10
Амплитудная погрешность измерения, %	0.2 – 0.5
Угловая погрешность измерения, мин	2

Электрооптический измерительный преобразователь переменного напряжения

Номинальное значение измеряемого напряжения, кВ	40
Динамический диапазон	10^4
Нижняя частота среза ВАХ, Гц не более	1
Верхняя частота среза ВАХ, кГц не менее	10
Амплитудная погрешность измерения, %	0.2 – 0.5
Угловая погрешность измерения, мин	2

Интеллектуальные электронные устройства для цифровой подстанции

А. В. Мокеев,
ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис"

Введение

Под интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) понимаются устройства защиты, автоматики, телемеханики, измерительные устройства и др. обеспечивающие реализацию стандартов цифровой подстанции согласно МЭК 61850 [1,2].

Принципиальное отличие интеллектуальных устройств различного функционального назначения от традиционных связано с применением более скоростных коммуникаций на основе промышленного Ethernet с поддержкой технологий резервирования и безопасности, возможностью реализации так называемых горизонтальных связей между ИЭУ для обмена дискретной и аналоговой информацией [2,3]. Организация горизонтальных связей между ИЭУ позволяет реализовать надежную систему оперативных блокировок на подстанции, обеспечить реализацию более эффективных алгоритмов устройств защиты и автоматики, систем регулирования напряжения на подстанции и т.д.

В докладе представлен опыт разработки и внедрения интеллектуальных электронных устройств, разработанных специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис".

Интеллектуальные электронные устройства ЭНИП-2

Новые модификации многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики ЭНИП-2 обладают улучшенными метрологическими характеристиками и расширенными функциональными возможностями. Одно из важнейших достоинств ЭНИП-2 связано с возможностью реализации доступных по стоимости решений для цифровых подстанций.

В ЭНИП-2 реализованы функции телемеханики (ТИ, ТУ, ТС), мониторинг качества электроэнергии, технический учет электроэнергии, замещения щитового измерительного прибора [4,5]. Для расширения функциональных возможностей ЭНИП-2 дополняются модулями дискретного ввода/вывода, блоками телеуправления со встроенными реле, модулями кабельных сетей 6-35 кВ, модулями ввода-вывода с различных датчиков по шине 1-Wire (температурные датчики, датчики влажности,

датчики охранных систем и т.д.), модулями индикации на основе светодиодных индикаторов, черно-белых и цветных сенсорных ЖКИ (рис. 1).

В ЭНИП-2 применяются оригинальные алгоритмы обработки сигналов, обеспечивающие высокое быстродействие при заданной точности измерений при изменении параметров входных сигналов и наличии помех в виде свободных составляющих электромагнитных переходных процессов и высших гармоник [6,7].

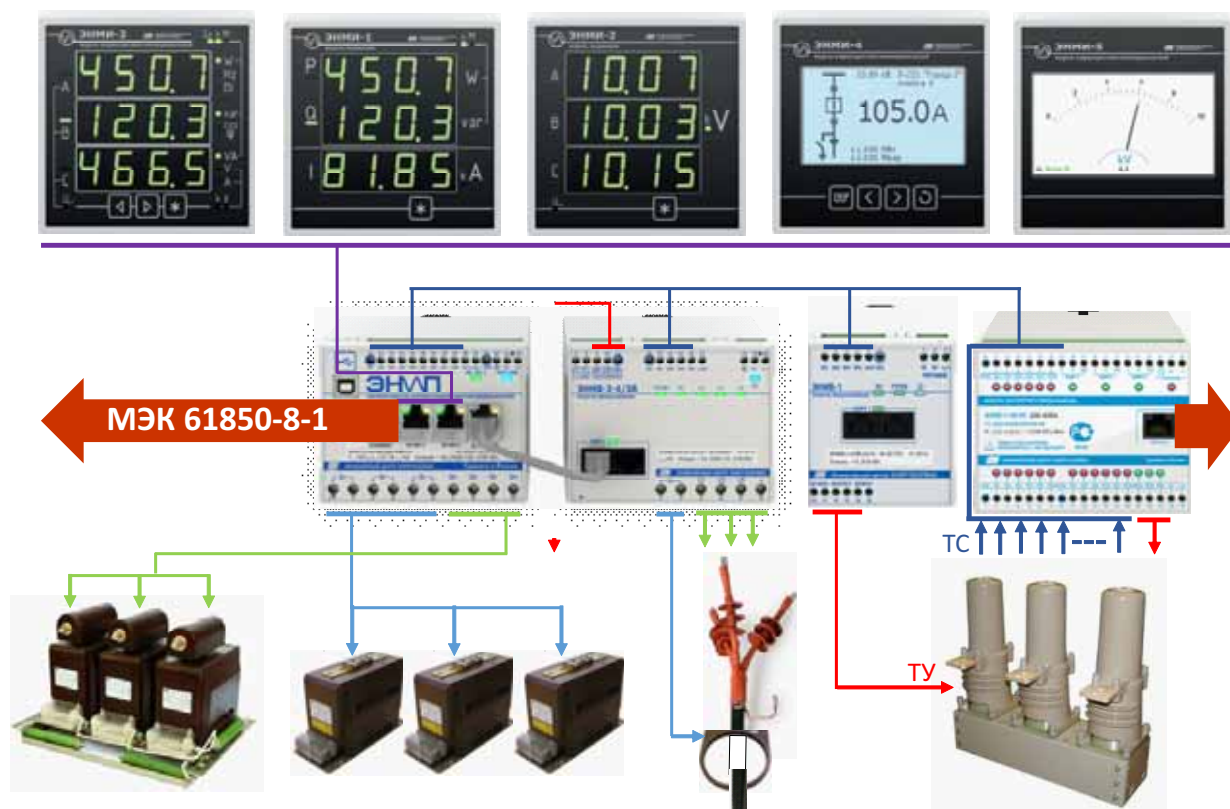


Рис. 1. Применение ЭНИП-2 и модулей расширения

Специалистами ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” постоянно ведется работа по совершенствованию метрологических характеристик ЭНИП-2, в том числе связанных с требованиями “Положения о Единой технической политике в ОАО “Россети” по обеспечению высокой точности измерений в широком диапазоне измерения параметров режима электрической сети.

В новых модификациях ЭНИП-2 относительная погрешность измерений параметров режима электрической сети значительно ниже предельных значений, приведенных в документации на ЭНИП-2 и заявленных в описании типа.

На рис. 2 приведены графики относительных погрешностей измерения фазных токов (среднеквадратичные значения), желтым цветом выделена область допустимых значений. На графике также приведены

относительных погрешностей измерений $\delta(t)$ для измерительных трансформаторов тока различного класса точности: 0,5, 0,5S, 0,2S (кривые 1,2,3). Метрологические характеристики ЭНИП-2 при измерении действующих значений токов лучше, чем у ИТТ класса 0,2S. В диапазоне от 20% до 120% номинального напряжения относительная погрешность измерений в ЭНИП-2 ниже 0,1%.

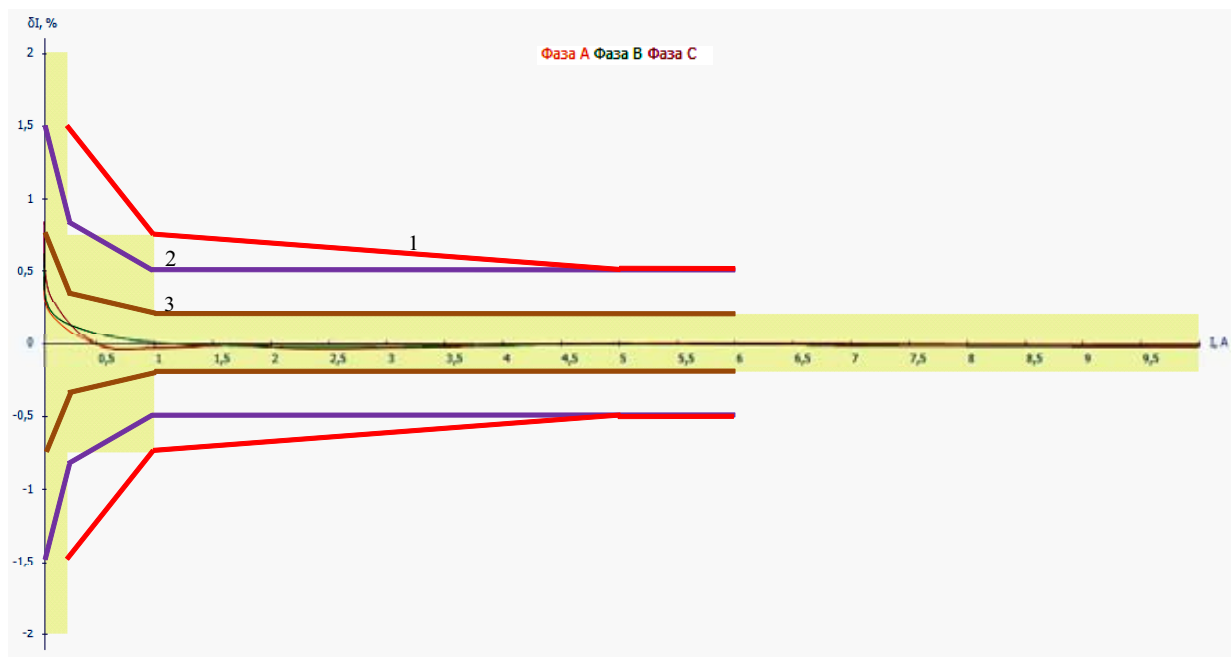


Рис. 2. Относительные погрешности измерений тока

Отличительными особенностями ЭНИП-2 является сочетание высокого быстродействия и высокой точности обработки сигналов по основной гармонике и RMS, измерение параметров режима электрической сети в расширенных диапазонах токов и напряжений: по току (0,01-2) $I_{ном}$, по напряжению (0,05-1,5) $U_{ном}$, точные измерения реактивной мощности и энергии без ограничений на несинусоидальность токов и напряжений, поддержка стандартов цифровой подстанции МЭК 61850.

В ЭНИП-2 реализованы различные интерфейсы и протоколы обмена, в том числе протокол МЭК 61850-8-1. Устройства содержат один или два порта Ethernet (витая пара 2x100BASE-TX или оптика 2x100BASE-FX MM LC). Возможна как независимая работа портов, так и работа через встроенный сетевой коммутатор с реализацией протоколов резервирования PRP и RSTP. В ЭНИП-2 реализован сервер MMS-сообщений, публикатор и подписчик GOOSE-сообщений для реализации оперативных блокировок и управления.

При создании цифровых подстанций важно обеспечить совместимость оборудования различных производителей по стандарту МЭК 61850.

Новые модификации ЭНИП-2 проходили тестирование в первой сессии испытаний на совместимость в НИУ “МЭИ” при поддержке ООО «Теквел» (апрель 2013 года) и в испытаниях в НТЦ “ФСК ЕЭС” на соответствие МЭК 61850 (январь 2014 года) [8].

Интеллектуальные устройства ЭНИП-2 могут применяться не только для реализации цифровых подстанций с установкой в РУ 110 кВ и выше, но и на подстанциях 6-20 кВ. Если в первом случае целесообразно применение ЭНИП-2 с поддержкой протокола резервирования RRP и соответствующего сетевого оборудования, то во втором случае с целью снижения стоимости во многих случаях целесообразно применение ЭНИП-2 с использованием встроенного сетевого коммутатора поддержкой протокола резервирования RSTP. Стоимость ЭНИП-2 с поддержкой протоколов МЭК 61850 сопоставима со стоимостью обычных многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики, что делает доступным решения по цифровой подстанции для распределительных устройств 6-20 кВ.

Основным компонентом РУ 6-20 кВ нового поколения является цифровая ячейка [9]. В рамках совместного проекта ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” и ЗАО “ГК “Электроцит” - “ТМ Самара” по разработке цифровой ячейки на базе СЭЩ-70 прорабатывается несколько вариантов цифровой ячейки [9]. Первые два из них связаны с применением ЭНИП-2 и модулей расширения.

Первый из рассматриваемых вариантов (рис.1) имеет максимальную степень готовности к серийному производству. Во втором варианте цифровой ячейки наряду с ЭНИП-2 предусматривается использование распределенной системы дискретного ввода-вывода с заменой концевых выключателей и блок-контактов на бесконтактные датчики и переходом на взаимодействия с блоком управления вакуумным выключателем с электромагнитной защёлкой по цифровым интерфейсам. Второй вариант предусматривает использование специальных модулей дискретного ввода-вывода ЭНМВ-4-XX. Можно рассматривать данную подсистему как простейший вариант шины процесса для дискретного ввода-вывода в цифровой ячейке. Модули дискретного ввода-вывода максимально приближены к датчикам дискретных сигналов. Подключение модулей к головному устройству производится с помощью промышленной сети CAN.

ИЭУ для цифровой подстанции с поддержкой шины процесса

Метрологические характеристики ИЭУ с шиной процесса во многом определяются метрологическими характеристиками устройствами сопряжения с шиной процесса (MU, Merging Unit). Указанные устройства

“встраиваются” в современные первичные преобразователи на основе оптико-электронных преобразователей, катушек Роговского или подключаются к традиционным трансформаторам тока и напряжения (SAMU, Stand-Alone Merging Unit).

Разработка устройств сопряжения с шиной процесса ENMU (рис. 3) ведется специалистами ЗАО “Инженерный центр ”Энергосервис” с 2011 года. Устройства имеют модульную структуру. Основные модули: модуль тока для подключения к измерительной и релейной обмоткам трансформатора тока, модуль напряжения, процессорный модуль, модуль дискретного ввода-вывода, модуль питания [10,11].

При конфигурировании ENMU задаются следующие возможные режимы работы: формирование отдельных или совмещенного потоков данных от релейной и измерительной обмоток трансформатора тока для выборок тока (sampled values) и для векторных измерений. В последних модификациях ENMU реализована одновременная передача по двум Ethernet-портам 3 потоков sampled values (sv256, sv80m, sv80r), реализован протокол резервирования PRP (IEC 62439-3). Процессорная плата содержит дополнительный сервисный порт Ethernet. Синхронизации часов реального времени производится разными способами: через оптический порт сигналом PPS, через порт RS-485 IRTIG-A или с помощью встроенного GPS-приемника (опционально). Ведется работа по синхронизации внутренних часов ENMU при использовании протокола PTP (IEEE 1588 v.2).

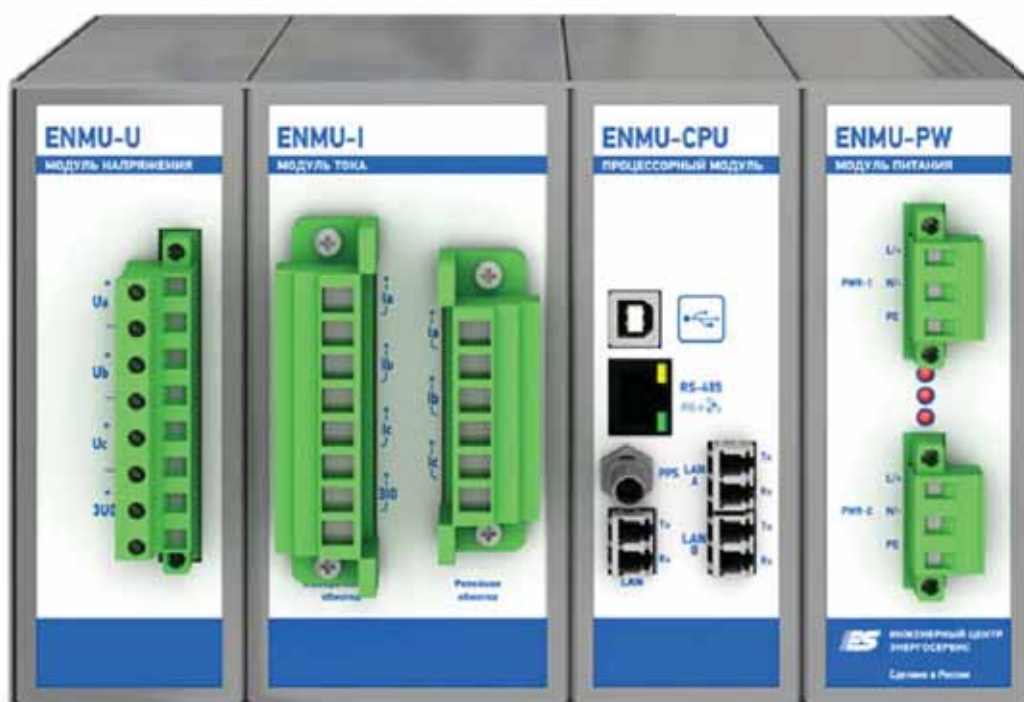


Рис. 3. Устройство сопряжения с шиной процесса ENMU

Отличительной особенностью ENMU является реализация функций PCMU (Phasor Control and Measurement Unit). Реализована поддержка протокола IEEE C37.118.2 и ведутся работы по поддержке в ENMU протокола МЭК 61850-90-5. Это дает возможность использования ENMU в территориально-распределенных системах управления и измерений WAMPAS. В ENMU предусмотрена как одновременная передача данных по протоколам МЭК 61850-9-2LE и IEEE C37.118.2 как через один порт, так и через разные порты.

Использование векторных измерений можно рассматривать как альтернативу sampled values (МЭК 61850-9-2LE), так как для многих ИЭУ достаточно использование синхрофазоров (комплексных амплитуд) токов и напряжений основной гармоники для вычисления параметров режима энергосистемы. Дополнительно в ENMU обеспечивается измерение эквивалентных векторов на основе среднеквадратических значений токов и напряжений.

Первым интеллектуальным электронным устройством, разработанным ЗАО "Инженерный центр" Энергосервис", с поддержкой шины процесса является специальная модификация устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-3 (рис. 4).



Рис. 4. Интеллектуальное электронное устройство ЭНИП-3

Для демонстрации возможностей ЭНИП-3 специалистами ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис» разработан специальный ресурс pmulive.ens.ru/pmulive. С помощью интернет-технологий организован доступ к результатам измерений устройств ЭНИП-3, установленных в офисах фирмы в г.Архангельске и г.Москва, в офисе фирмы НПФ "Энергосоюз"

Санкт-Петербург, в офисе “А2 Систем” Новосибирск. Обновление результатов измерений производится чаще, чем раз в секунду. Через ftp-сервер обеспечивается доступ к архивным файлам векторных измерений (дискретность измерений 50 раз/сек).

В настоящее время специалистами ЗАО “Инженерный центр ”Энергосервис” завершаются работы по разработке нового многофункционального устройства ESM с цифровыми входами согласно МЭК 61850-9-2, которое выполняет функции многофункционального измерительного преобразователя телемеханики, счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии и устройства синхронизированных векторных измерений (рис. 5).

Для индикации показаний ESM разрабатывается специальный модуль индикации ЭНМИ-6. В случае отдельной установки ESM и ЭНМИ-6 возможен как стандартный способ подключения ЭНМИ-6 к устройству ESM с помощью интерфейса RS-485, так и подключение по локальной сети Ethernet. Модуль индикации ЭНМИ-6 может использоваться и как автономное устройство для отображения параметров устройств в рамках цифровой подстанции (подписка на GOOSE-сообщения, MMS-сообщения).



Рис. 5. Интеллектуальное устройство ESM

Разрабатываемые устройства сопряжения с шиной процесса ENMU предназначены для применения не только в распределительных устройствах 110 кВ и выше, но и для применения в распределительных

устройствах 6-10 кВ. Габаритные размеры и вес устройств позволяют их установить в релейные отсеки высоковольтных ячеек.

В рамках совместного проекта ЗАО “ГК ”Электрощит” - ”ТМ Самара” по разработке цифровой ячейки на базе СЭЩ-70 на базе контроллера присоединения ENBC [10] разрабатывается совмещенное устройство сопряжения с шиной процесса с реализацией дополнительных функциональных возможностей (рис. 6). Новая модификация контроллера присоединения включает в себя аналоговый (МСШ-А) и дискретный (МСШ-Д) модули сопряжения с шиной процесса, а также до трех процессорных модулей ПМ1, ПМ2, ПМ3. Один из процессорных модулей совместно с МСШ-А выполняет функции SAMU и PCMU (процессорный модуль 3), второй выполняет функции контроллера присоединения (процессорный модуль 1), третий - функции устройства релейной защиты и автоматики (процессорный модуль 2). Процессорные модули ПМ1 и ПМ2 содержат до 2 портов Ethernet с реализацией протоколов шины подстанции МЭК 6185-0-8-1 (MMS- и GOOSE-сообщения). Предусматривается возможность разработки процессорных модулей ПМ1 и ПМ2 сторонними разработчиками.

При этом, как и в описанном ранее варианте, предусматривается использование распределенной системы сбора дискретной информации, включающей следующие модули: модуль ввода информации с бесконтактных датчиков положения, модуль ввода информации с ”сухих” контактов, модуль ввода-вывода с актуаторов, модуль взаимодействия с блоком управления вакуумным выключателем с магнитной защелкой.

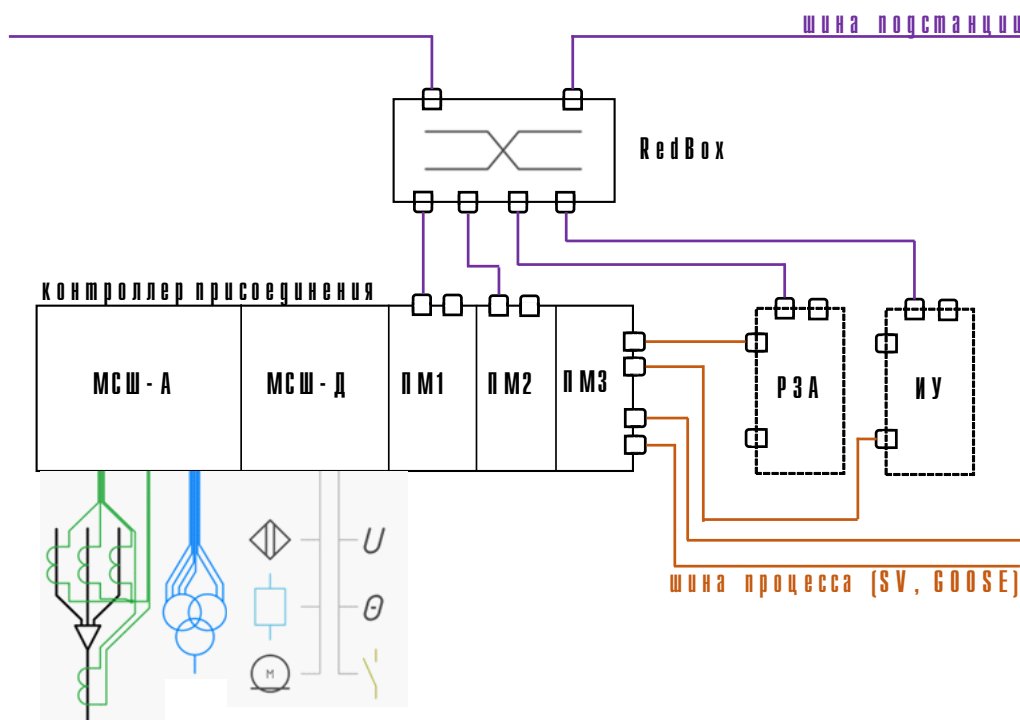


Рис. 6. Цифровая ячейка

Модули дискретного ввода-вывода максимально приближены к датчикам дискретных сигналов. Подключение модулей к головному модулю МСШ-Д производится с помощью промышленной сети CAN. Для реализации оперативных блокировок в разрабатываемом устройстве сопряжения УСЦ-Д предусматривается программируемая логика.

Использование в распределительных бесконтактных датчиков положения вместо концевых выключателей и блок-контактов имеет неоспоримые преимущества, связанные отсутствием “дребезга” контактов и отсутствием необходимости пробоя оксидной пленки, сокращением количества контрольных проводов, уменьшением потребления оперативного тока, повышением надежности и возможностей по диагностике подсистемы ввода-вывода дискретной информации. Процессорный модуль ПМ2 реализует минимально необходимый набор функций релейной защиты и автоматики для присоединений 6-20 кВ. Функции защиты и автоматики могут быть существенно расширены за счет подключения дополнительного устройства (устройств) к шине процесса. Специализированные устройства РЗА, в том числе централизованные устройства РЗА, дифференциальная защиты линий, шин, централизованные устройства режимной и противоаварийной автоматики, подключаются к шине процесса посредством специального коммуникационного адаптера для сетей с резервированием RedBox (Redundancy Box) и/или коммутатора с поддержкой протоколов резервирования HSR или PRP.

Список литературы

1. Baigent D., Adamiak M., Mackiewicz R. IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users // Protection&Control Journal, 2009. – pp. 61-68.
2. Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems / SEL, 2010. – P. 361.
3. Аношин А.О., Головин А.В. Стандарт МЭК 61850. Протокол GOOSE // Новости ЭлектроТехники. – 2012. – № 6.
4. Мокеев, А.В. Новое поколение интеллектуальных электронных устройств для цифровой подстанции // ИСУП. – 2013. – № 3. – С. 19-22.
5. Бовыкин, В.Н. Совершенствование метрологических характеристик интеллектуальных устройств / В.Н. Бовыкин, А.В. Мокеев // Автоматизация в энергетике. – 2014. – № 3. – С. 4–10.
6. Digital Filters and Signal Processing / A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. Márquez and N. Zaman. Rijeka/ – InTech, 2013. – 307 p.
7. Mokeev A.V. Optimal filter synthesis // in Proc. IEEE International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON-2013. – Krasnoyarsk, 2013. – Pp.1-4.

8. Гуркова П. Прошла первая открытая сессия по испытанию совместимости оборудования в соответствии с МЭК 61850 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://digitalsubstation.ru/2013/04/16/proshla-pervaya-otkry-taya-sessiya-po-ispy-taniyu-sovmestimosti-oborudovaniya-v-sootvetstvii-s-me-k-61850>.

9. Мокеев, А.В. Цифровая ячейка / А.В. Мокеев, И.В. Подболотов, А.Б. Рафиков, Д.Н. Ульянов // ИСУП. – 2014. - № 1. – С. 25-29.

10. Мокеев, А.В. Продукция и решения ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” для цифровой подстанции // Сб. 6 Всерос. науч.-техн. конф. “Энергия белых ночей”. – 2013. – С. 107-115.

11. Мокеев, А.В. Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850 [Электронный ресурс] / А.В. Мокеев, В.Н. Бовыкин, А.В. Миклашевич, Д.Н. Ульянов // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. – Екатеринбург, 2013. – Режим доступа: <http://cigre.ru/activity/conference/relayprotect4>

Сведения об авторе

Мокеев Алексей Владимирович,

ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис”, зам. генерального директора, д. т. н.,

доцент кафедры “Электроснабжение промышленных предприятий” Северного (Арктического) федерального университета

Адрес: 163046, Архангельск, ул. Котласская, 26

Тел.: (8182) 64-60-00, 65-75-65

Факс: (8182) 23-69-55

e-mail: a.mokeev@ens.ru

www.enip2.ru, www.ens.ru

Анализ состояния и тенденции развития контроля качества электрической энергии

*Е. А. Щигурев, Е. В. Ильяшенко,
НПП «Энерготехника»
В. В. Киселев,
ФГУП ВНИИМС*

Современное состояние контроля качества электрической энергии

Отмечая несомненные положительные результаты проведенных за последнее десятилетие работ в области обеспечения необходимого качества электрической энергии, определим некоторые недостатки существующего подхода к решению задач контроля и управления качеством электрической энергии [1].

Испытания электрической энергии, проводимые в настоящее время, как правило, являются краткосрочными. Их суммарная продолжительность в одной точке контроля обычно не превышает 2% времени работы электрооборудования в год (одна неделя). Поэтому результаты таких испытаний недостаточно полно и достоверно отражают положение в области качества электроэнергии в электросетевых компаниях.

Для контроля качества электрической энергии по некоторым ПКЭ требуется проведение длительных испытаний. Это относится, прежде всего, к параметрам провалов напряжений (длительность и глубина) и параметрам временных перенапряжений (длительность и коэффициент перенапряжения). Накопление измерительной информации, характеризующей эти случайные процессы, и ее статистическую обработку желательно проводить в течение интервала времени продолжительностью не менее одного года.

Существенным недостатком, обусловленным несовершенством соответствующего нормативно-методического обеспечения, является также то, что контроль качества электрической энергии в настоящее время осуществляется без учета количества электрической энергии. Так как нормы качества электрической энергии установлены для всех режимов потребления электроэнергии, то необходима количественная оценка энергопотребления в режимах наибольших и наименьших нагрузок и их экспериментальное определение при проведении испытаний электрической энергии.

Еще одним недостатком существующей практики контроля качества электрической энергии является то, что результаты проводимых испытаний, к сожалению, не содержат измерительной информации, которая

может быть использована для анализа качества электрической энергии (значений параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности).

Дальнейшее развитие контроля и управления качеством электрической энергии связано с переходом от краткосрочных испытаний к непрерывному мониторингу качества электрической энергии, осуществляемому с помощью автоматизированных информационно-измерительных систем контроля качества электрической энергии (АИИС КЭ). В настоящее время происходит начальный этап создания и практического использования таких систем на объектах электроэнергетики.

Правовое обеспечение контроля качества электрической энергии

Правовое обеспечение контроля качества электрической энергии основывается на законодательствах РФ об электроэнергетике, о техническом регулировании и об обеспечении единства измерений.

Нерешенным вопросом правового обеспечения контроля качества электрической энергии в области законодательства РФ о техническом регулировании в настоящее время является отсутствие технического регламента на электрическую энергию. Очевидно, что появление технического регламента на электрическую энергию существенно усилит правовое обеспечение контроля качества электрической энергии.

Нерешенным до настоящего времени вопросом правового обеспечения контроля качества электрической энергии в области законодательства РФ об обеспечении единства измерений является отсутствие перечня измерений ПКЭ, относящихся к сфере государственного регулирования. Отсутствуют также требования к этим измерениям, которые должны быть разработаны (в соответствии с положениями Статьи 5, пункт 5 Федерального закона РФ №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений») федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими нормативно-правовое регулирование. Причем, в соответствии со Статьей 27, пункт 2, сделать это они должны были еще до вступления в силу данного федерального закона.

Рассматривая вопросы правового обеспечения контроля качества электрической энергии, необходимо принимать во внимание, что Российская Федерация является членом межгосударственных объединений (союзов, сообществ), что влечет за собой определенные международные обязательства. После образования в 2010 году Таможенного союза ЕврАзЭС началось формирование единой нормативно-правовой базы Таможенного союза в области технического регулирования.

В соответствии с нормативным документом Таможенного союза «Соглашение о единых принципах и правилах технического регулирования

в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации», Стороны формируют единый перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза, который утверждается Комиссией Таможенного союза (Статья 3, пункты 1 и 3). Важным положением этого документа является также следующее: «Стороны не допускают установление в своем законодательстве обязательных требований в отношении продукции, не включенной в единый перечень» (Статья 3, пункт 4).

Решением комиссии Таможенного союза от 28 января 2011 г. № 526 утвержден единый перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза, в котором отсутствует такой вид продукции как электрическая энергия. Это является главной проблемой правового обеспечения контроля качества электрической энергии, ставящей под сомнение законность установления обязательных требований к электрической энергии в Российской Федерации и разрушающей надежду на принятие в будущем технического регламента на электрическую энергию в рамках Таможенного союза или в рамках законодательства Российской Федерации о техническом регулировании.

Учитывая исключительную важность стратегической для экономики продукции - электрической энергии, а также с целью совершенствования правового обеспечения контроля качества электрической энергии необходимо включить электрическую энергию в перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза.

Нормативно-методическое обеспечение контроля качества электрической энергии

В области стандартизации контроля качества электрической энергии в настоящее время происходят существенные перемены, затрагивающие все стороны этого процесса. Появление за последние годы целой группы новых стандартов, большинство из которых аналогичны международным стандартам, действующим в области качества электроэнергии, привело к значительным изменениям нормативно-методического обеспечения контроля качества электрической энергии и существенно повлияло на используемые средства измерений и их метрологическое обеспечение.

До начала переходного периода практически все требования к качеству электрической энергии и используемым для его определения измерительным процессам устанавливались в одном стандарте [2]. Развитие стандартизации в этой области привело к появлению новых специализированных стандартов, устанавливающих требования к нормам качества

электрической энергии (нормативным значениям ПКЭ), методам измерений ПКЭ, средствам измерений ПКЭ, методике контроля качества электрической энергии.

Стандарты, устанавливающие нормативные значения ПКЭ, играют важную, во многом определяющую роль в стандартизации контроля качества электрической энергии. В настоящее время в Российской Федерации действуют (до 01.07.2014) два стандарта на нормы качества электрической энергии: старый стандарт ГОСТ 13109-97 (с 01.01.1999 до 01.07.2014) [2] и новый стандарт ГОСТ Р 54149-2010 (с 01.01.2013 до 01.07.2014) [3]. Переход на новый стандарт – объективное требование времени [4]. В стандарте РФ [3] учтены основные нормативные положения европейского стандарта [5]. Тем не менее, имеются некоторые отличия, на которые следует обратить внимание.

В стандарте РФ в качестве ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, используются два ПКЭ: положительные отклонения напряжения, учитывающие только значения напряжения, превышающие номинальное (или согласованное) напряжение, и отрицательные отклонения напряжения, учитывающие значения напряжения меньшие, чем номинальное (или согласованное) напряжение ([6], пункт 5.12). В европейском же стандарте нормативные значения устанавливаются для относительного отклонения напряжения, учитывающего все значения напряжения ([6], пункт 5.2). Если в течение какого-либо интервала объединения (10 минут), измеренные на основных интервалах времени (10 периодов сигналов основной частоты) значения напряжения, окажутся, как выше, так и ниже номинального (согласованного) значения напряжения, то будут получены значения и положительного, и отрицательного отклонения напряжения, отличные от нуля. Очевидно, что по модулю они будут отличаться от относительного отклонения напряжения (рис. 1).

Сравнивая национальный и европейский стандарты, следует отметить в целом более жесткие требования к качеству электрической энергии национального стандарта. Это замечание справедливо для отклонения частоты, несинусоидальности напряжения, отклонения напряжения для 100 % результатов измерений. В некоторых случаях и вовсе отсутствуют нормативные значения для 100% результатов измерений ПКЭ, называемые ранее предельно допустимыми значениями. Это относится к дозе фликера, несинусоидальности напряжения, несимметрии напряжений в трехфазных системах.

Рассматривая методы измерений ПКЭ, отметим, что в настоящее время еще используется методы измерений, установленные в старом «универсальном» стандарте ГОСТ 13109-97 (главное назначение которого являлось установление норм качества электрической энергии), а

также уже используются новые методы измерений ПКЭ, установленные в новых «специализированных» стандартах [6] и [7].

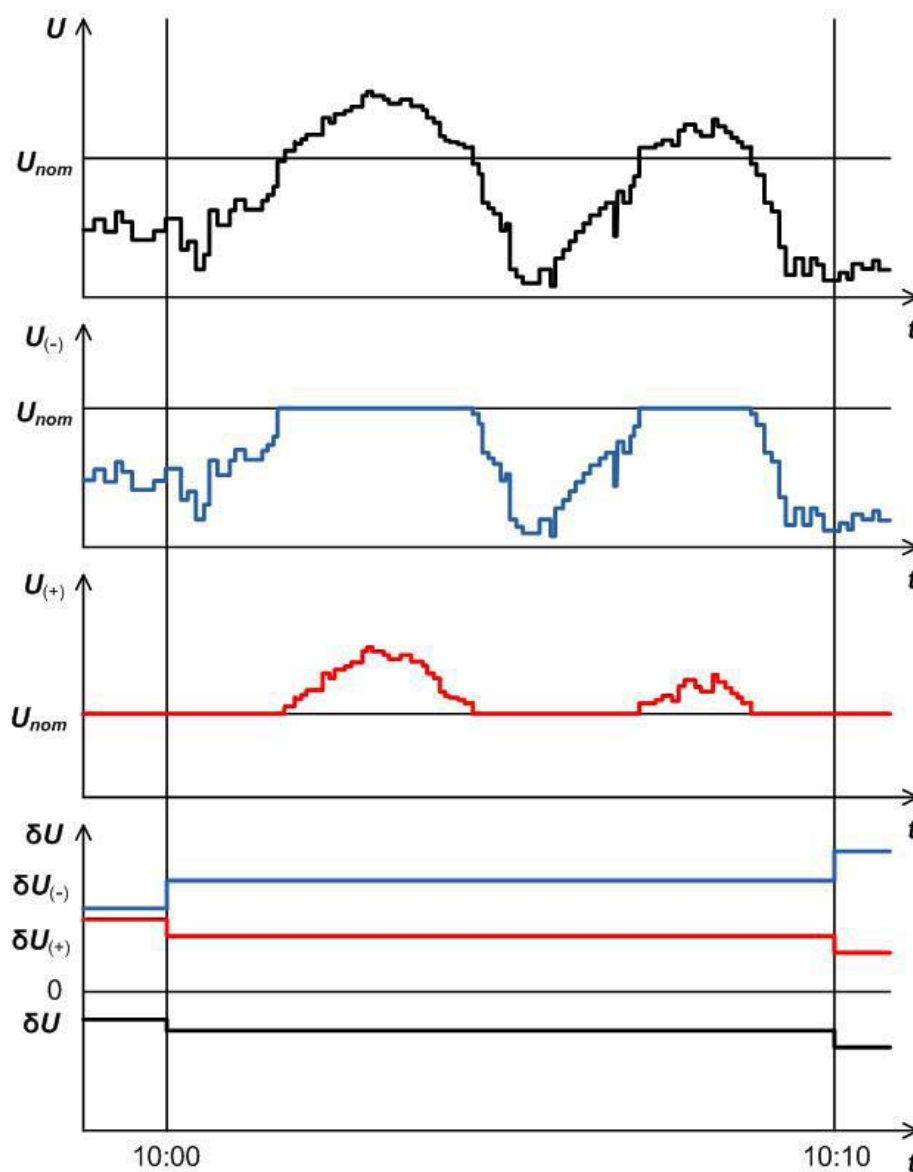


Рис.1. – Отклонение напряжения (δU), отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$)

В новых стандартах на методы измерений ПКЭ, по сравнению со старыми, используются более строгие алгоритмы получения результатов измерений. Для процессов измерений класса «А» в новых стандартах устанавливаются более высокие требования к метрологическим характеристикам при измерении многих ПКЭ и предусматривается соответствие измерительных интервалов Национальной шкале координатного времени.

При контроле качества электрической энергии с помощью любых средств измерений ПКЭ класса «А» получают одинаковые оценки качества электрической энергии. Тем не менее, отметим и некоторые не-

достатки алгоритмов измерений, присущие, впрочем, как новым, так и старым стандартам.

Прежде всего, эти недостатки связаны с большой зависимостью результатов измерений ПКЭ, а, следовательно, и оценок качества электрической энергии на объектах электроэнергетики, от временных параметров процессов, происходящих в реальных электрических сетях. Одинаковые по интенсивности процессы искажения сигналов напряжения в электрических сетях, характеризующиеся амплитудой и продолжительностью, могут приводить к получению различных результатов измерений ПКЭ и, соответственно, оценок качества электрической энергии, в зависимости от времени начала и окончания действия искажений. Если моменты времени начала и окончания действия искажения находятся в разных интервалах времени объединения, то результаты измерений ПКЭ, полученные за эти интервалы времени, не отразят в полной мере всю значимость произошедшего события. В результате такого разделения искажения между двумя интервалами времени объединения его оценка может оказаться значительно меньше, чем оценка, полученная за интервал объединения, полностью включающий в себя все явление искажения целиком.

Применяемые стандартные алгоритмы измерения обеспечивают одинаковость результатов измерений, полученных с помощью любых приборов класса «А». Для определения степени воздействия (дозы) искажений сигналов напряжения на электроприемники (технические средства, потребляющие электроэнергию) этого недостаточно. Для электроприемников неважно, когда началось и закончилось искажение сигналов напряжения. Существенным фактором является лишь его продолжительность и интенсивность, следовательно, и алгоритмы измерений ПКЭ должны это учитывать. Необходимо, чтобы результаты измерений ПКЭ и, соответственно, оценки качества электрической энергии практически не зависели от координаты времени. Это может быть обеспечено с помощью необходимого перекрытия соседних измерительных интервалов времени, что, к сожалению, не допускают существующие стандартные алгоритмы измерений ПКЭ.

Для выполнения требований стандартов на методы измерений ПКЭ и эффективного решения соответствующих измерительных задач при проверке соответствия значений ПКЭ нормам качества электрической энергии необходимо создание специальных многофункциональных средств измерений. Начало процесса формирования группы специальных средств измерений для мониторинга качества электрической энергии связано с появлением первых комплексных стандартов на нормы качества электрической энергии [2], содержащие, в том числе, и некоторые требования к методам и средствам измерений ПКЭ. Развитие этого про-

цесса привело, в конце концов, к появлению национальных и международных стандартов на данные средства измерений.

Первая попытка стандартизации средств измерений ПКЭ привела к появлению стандартов Российской Федерации, устанавливающих общие технические требования [8], требования к методам испытаний [9] и требования к методикам поверок [10] этих средств измерений. В настоящее время проводятся работы по внесению изменений в эти стандарты, с целью приведения их в более полное соответствие с требованиями действующих стандартов на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии.

В настоящее время (до 01.07.2014) проверка соответствия требованиям к качеству электрической энергии может производиться в соответствии с ГОСТ 32145-2013. Этот стандарт идентичен действовавшему до 01.01.2014 года стандарту РФ ГОСТ Р 53333-2008, и является итогом последовательного развития методических указаний по контролю качества электрической энергии на соответствие нормам ГОСТ 13109-97. Дальнейшее развитие стандартизации в области контроля качества электрической энергии связано с появлением новых методических указаний по контролю качества электрической энергии.

Метрологическое обеспечение контроля качества электрической энергии

Метрологическое обеспечение контроля и анализа качества электрической энергии является сложной научно-технической задачей. Рассмотрим особенности средств измерений ПКЭ, существенно влияющие на выбор эталонов для их метрологического обеспечения.

Решая свою основную измерительную задачу (контроль качества электроэнергии) и дополнительные, функционально с ней связанные измерительные задачи (анализ качества и учет электроэнергии), данные приборы измеряют очень большое количество параметров основных электрических величин: напряжения, силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии.

Несмотря на то, что все ПКЭ являются параметрами напряжений и, следовательно, функциональные возможности данных приборов могут ограничиваться измерением только этих параметров, многие представители рассматриваемой группы средств измерений измеряют параметры всех вышеперечисленных электрических величин. Это позволяет полноценно решать основную измерительную задачу и получать всю измерительную информацию, необходимую для управления качеством электроэнергии.

Некоторые измеряемые параметры, используемые при контроле и анализе качества электроэнергии в трехфазных электрических сетях, редко встречаются (или не используются вовсе) в других областях науки и техники. Следствием этого является отсутствие поверочных схем, эталонов и невозможность использования методов прямых измерений при метрологическом обеспечении средств измерений ПКЭ.



Рис.2. Калибратор переменного тока «Ресурс-К2М»

Ряд ПКЭ характеризуют случайные процессы в электрических сетях – провалы напряжения, временные перенапряжения, прерывания напряжения, колебания напряжения. Проверки метрологических характеристик приборов при измерении этих параметров осложняются отсутствием соответствующих метрологических характеристик у эталонов электрических величин.

Анализ перечисленных особенностей средств измерений ПКЭ позволяет сделать вывод о необходимости использования для их метрологического обеспечения специальных эталонов, имеющих необходимые функциональные возможности и метрологические характеристики. Эти эталоны должны с высокой точностью задавать все измеряемые при контроле и анализе качества электроэнергии параметры, включая расчетные и динамические параметры. Данный подход к метрологическому обеспечению средств измерений ПКЭ широко применяется в настоящее время (рис. 2).

Использование подходов, применяемых к рабочим средствам измерений ПКЭ, в метрологическом обеспечении эталонов может быть эффективным решением только в том случае, если имеются специальные эталоны более высокого разряда, обеспечивающие измерение всех параметров, включая расчетные и динамические параметры, с необходимыми метрологическими характеристиками.

С одной стороны, при метрологическом обеспечении рабочих эталонов для средств измерений ПКЭ может потребоваться несколько эта-

лонных средств измерений различных электрических величин высших разрядов. С другой стороны, не все метрологические характеристики эталонов для средств измерений ПКЭ можно проверить, используя метод прямых измерений. Отсутствие эталонов высших разрядов для целого ряда параметров электрических величин приводит к необходимости использования метода косвенных измерений. Это существенно осложняет проведение экспериментальных исследований.

При поверке, калибровке и испытаниях эталонов для средств измерений ПКЭ целесообразно проверять метрологические характеристики только основных параметров, используя методы прямых измерений, а метрологические характеристики расчетных параметров, функционально связанных с основными параметрами, проверять только при проведении испытаний в целях утверждения типа с применением специально для этого разработанных методик выполнения измерений. Это приведет к существенному упрощению процедуры проверки метрологических характеристик рабочих эталонов.

Введение в действие новых стандартов на методы и средства измерений ПКЭ повысило требования к метрологическим и функциональным характеристикам рабочих эталонов, усложнив их метрологическое обеспечение. Для поверки, калибровки и испытаний средств измерений ПКЭ, соответствующих новым стандартам, требуются эталоны с улучшенными метрологическими характеристиками и расширенными функциональными возможностями. В свою очередь, метрологическое обеспечение производства рабочих эталонов для средств измерений ПКЭ существенно осложняется из-за отсутствия эталонов более высокого разряда и, прежде всего, государственного специального эталона ПКЭ и соответствующей нормативной базы (государственной поверочной схемы и стандартов).

Техническое обеспечение контроля качества электрической энергии

Компонентами технического обеспечения контроля качества электрической энергии являются масштабирующие преобразователи, позволяющие производить измерения в электрических сетях на уровнях напряжения свыше 0,4 кВ, и измерители показателей (анализаторы) качества электрической энергии. Эти средства измерений могут использоваться автономно, а также входить в состав измерительных систем в качестве измерительных и измерительно-вычислительных компонентов соответственно.

На трансформаторных подстанциях электросетевых компаний широкое применение в качестве масштабирующих преобразователей полу-

чили электромагнитные измерительные трансформаторы напряжения (ИТН) и тока (ИТТ), а также емкостные измерительные трансформаторы напряжения. При использовании их в качестве измерительных компонентов АИИС КЭ необходимо учитывать их частотные характеристики. Существующие стандарты на эти средства измерений предъявляют требований к их метрологическим характеристикам только на сигналах основной частоты с номинальным значением 50 Гц. Производители измерительных трансформаторов также не устанавливают дополнительные требования к частотным характеристикам своей продукции. Это обстоятельство существенно осложняет измерение параметров напряжений и токов, характеризующих несинусоидальные искажения сигналов: коэффициентов гармонических, интергармонических составляющих, а также коэффициентов искажения синусоидальности. Следует отметить, что реальные частотные характеристики многих типов электромагнитных и емкостных измерительных трансформаторов позволяют измерять параметры сигналов в диапазоне частот от 50 до 2000 Гц. Однако использование трансформаторов для измерений на этих частотах требует проведения дополнительных работ по определению и нормированию их частотных характеристик.

Определенные надежды на решения проблемы масштабирования сигналов напряжения и тока при мониторинге качества электрической энергии в сетях высокого и сверхвысокого напряжения связываются с применением оптических измерительных трансформаторов. Однако установленные метрологические характеристики у имеющихся в настоящее время немногочисленных представителей этого перспективного направления измерительной техники не выходят за рамки стандартных требований, учитывающих сигналы только основной частоты.

В настоящее время благодаря стремительному развитию вычислительной техники и информационных технологий преимущество в развитии получили многофункциональные средства измерений ПКЭ (рис. 3), способные эффективно решать широкий круг взаимосвязанных измерительных задач в области качества электрической энергии (контроль, анализ, управление). Такие средства измерений ПКЭ, как правило, имеют измерительные входы напряжения и тока, что позволяет им наряду с ПКЭ измерять и множество параметров всех основных электроэнергетических величин.

Основными особенностями рассматриваемой группы средств измерений являются следующие. Во-первых, данные средства измерений предназначены для решения измерительных задач, связанных с контролем и анализом качества электрической энергии. Во-вторых, в соответствии с положениями нормативных документов по контролю качества электрической энергии эти средства измерений не только позволяют получать отдельные значения ПКЭ, но и производят определенную стати-

стическую обработку большого количества результатов измерений ПКЭ в течение длительного интервала времени. В-третьих, данные средства измерений учитывают специфические особенности объектов исследований, которыми являются системы электропитания, системы электроснабжения, электрические сети (количество фаз, номинальные значения измеряемых величин, диапазоны частот, требования безопасности, требования электромагнитной совместимости и т.д.).



Рис. 3. Измеритель показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2-4.30»

Рассматриваемые приборы могут функционировать в автономном режиме или в составе различных измерительных систем, прежде всего в АИИС КЭ. Применение приборов в измерительных системах создает предпосылки для наиболее полного и эффективного использования их функциональных возможностей. Уменьшается объем измерительной информации, передаваемой между различными компонентами системы, упрощается разработка и сертификация систем, повышается оперативность принятия управленческих решений. Наличие измерителей ПКЭ в АИИС КЭ позволяет также рационально организовать хранение измерительной информации и оптимизировать процессы информационного обмена между различными компонентами системы, уменьшает затраты на интеграцию систем учета и контроля качества электрической энергии.

В настоящее время наиболее востребованными являются средства измерений ПКЭ с классом процессов измерений «А». Как уже отмечалось выше, это наиболее прецизионные средства измерений со сложными алгоритмами измерений и точной синхронизацией измерительных интервалов с Национальной шкалой координированного времени. Причина большой популярности этих приборов в настоящее время состоит в том,

что стандарт на нормы качества электрической энергии содержит требование использовать приборы класса «А» для контроля качества электрической энергии на соответствие установленным в нем нормативным значениям. При этом несколько менее точные, но более дешевые приборы с упрощенными алгоритмами измерений, имеющие класс процессов измерений «S», оказались без должного внимания.

Кроме приборов, измерительные каналы систем контроля качества электрической энергии на электрических подстанциях включают измерительные (трансформаторы напряжения и тока) и связующие компоненты (линии связи между измерительными трансформаторами и приборами), имеющие показатели точности значительно хуже, чем у приборов класса «А». Это приводит к тому, что существенной разницы в точности измерения ПКЭ с помощью измерительных каналов на электрических подстанциях при использовании приборов классов «А» и «S» нет, особенно в тех случаях, когда у приборов класса «S» устанавливаются метрологические характеристики, превосходящие стандартные требования для этого класса. Стандарт [8] допускает ситуацию, когда часть измерений соответствует классу «А», а часть - классу «S». В этом случае для каждого ПКЭ указывается соответствие определенному классу измерения.

Эффективное решение измерительных задач, возникающих при контроле, анализе и управлении качеством электрической энергии, невозможно без использования измерительных систем. Опираясь на практический опыт, накопленный ВНИИМС и НПП «Энерготехника» в результате проведения различных видов испытаний электрической энергии, и основываясь на анализе современных требований к источникам электроэнергии и электроприемникам, предполагаем, что основными принципами организации системы непрерывного мониторинга качества электрической энергии (далее системы) должны являться следующие:

- система должна являться важнейшей составной частью и основным техническим инструментом (средством измерений) системы управления качеством электрической энергии;
- основным видом контроля качества электрической энергии в системе должен быть непрерывный контроль (мониторинг), который позволяет получить достоверную и наиболее полную информацию о качестве электрической энергии;
- в качестве средств измерений при непрерывном контроле (мониторинге) качества электрической энергии должны использоваться АИИС КЭ;
- при контроле качества электрической энергии наряду с параметрами напряжений должны измеряться параметры других электроэнергетических величин (параметры силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности), позволяющие осуществлять анализ качества электрической энергии, то есть определять причины ухудшения качества электроэнергии;

- в системе непрерывного мониторинга качества электрической энергии должны производиться измерения количества электрической энергии, качество которой подвергается контролю и анализу.
- построение системы должно основываться на принципах стандартизации норм и оценок качества электроэнергии, а также методов и алгоритмов измерений параметров напряжения (которые являются ПКЭ) и других электрических величин;
- периодический контроль и анализ качества электрической энергии должен применяться в качестве дополнительного вида испытаний электрической энергии, для решения сложных научно-технических задач, возникающих при осуществлении передачи электрической энергии;
- система должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики;
- система должна позволять ее расширение как по количеству измеряемых параметров, так и по объему точек контроля;
- создание и развитие систем должно носить последовательный (от контроля электрической энергии на соответствие обязательным требованиям до измерения всех параметров электрических величин, необходимых для эффективного управления качеством электрической энергии) и постепенный характер (от опытных проектов до глобальной сети измерительных систем, установленных на всех электрических подстанциях).

В результате сложившейся практики наибольшее распространение в электроэнергетике РФ получили системы единичного производства. Прежде всего, это относится к системам учета энергоносителей. Данные системы создаются для использования на конкретных производственных объектах электроэнергетики с учетом их специфических особенностей. Не предусматривается их тиражирование на других аналогичных объектах.

Если единичный характер производства измерительных систем будет применяться к организации систем непрерывного мониторинга качества электрической энергии, то это будет являться существенным тормозом их развития и повсеместного распространения. Только серийно производимые системы контроля качества электрической энергии, построенные на основе стандартных масштабирующих преобразователей, являющихся измерительными компонентами, и измерительно-вычислительных комплексах (рис. 4), основанных на анализаторах качества электрической энергии, могут быть эффективным инструментом для контроля, анализа и управления качеством электрической энергии.



Рис. 4. Измерительно-вычислительный комплекс АИИС КЭ «Ресурс»

Тенденции и направления дальнейшего развития контроля качества электрической энергии

В последние годы значительно возросли усилия предприятий электроэнергетического комплекса, Росстандарта, научных центров, направленные на развитие и совершенствование средств и методов контроля и управления качеством электрической энергии. Наиболее активную роль в развитии контроля качества электрической энергии на современном этапе играют крупные электросетевые компании (ФСК ЕЭС, МОЭСК, региональные МРСК).

Основные усилия энергетиков в области технического обеспечения контроля качества электрической энергии сосредоточены на создании автоматизированных измерительных систем непрерывного мониторинга качества электрической энергии, которые должны решать не только задачи контроля качества электрической энергии, но и предоставлять измерительную информацию, необходимую для анализа и управления качеством электроэнергии. Большое внимание они уделяют также развитию методического обеспечения контроля качества электрической энергии. При выборе средств измерений, которые могут использоваться на

производственных объектах электросетевых компаний, устанавливаются самые высокие требования к техническим характеристикам и функциональным возможностям приборов.

Учитывая взаимосвязь энергосистем стран СНГ и тенденцию, направленную на более тесное объединение их электроэнергетических комплексов в рамках Таможенного Союза и Евразийского Экономического Сообщества, вопросами, связанными с качеством электрической энергии, приходится заниматься и межгосударственным организациям. Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств уделяет большое внимание задачам обеспечения необходимого уровня качества электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (МГЛЭП). ФГУП ВНИИМС и НПП «Энерготехника» разработали пакет нормативно-технических документов в области качества электрической энергии применительно к МГЛЭП, устанавливающих требования к нормам качества электрической энергии и средствам измерений ПКЭ. В этих документах обобщен опыт стандартизации, накопленный этими организациями в области контроля качества электрической энергии.

Для совершенствования правового обеспечения контроля и управления качеством электрической энергии создана экспертная секция «Качество и экономия электрической энергии» Консультативного совета при Председателе Комитета Государственной Думы по энергетике. С деятельностью этой секции, в работе которой принимают активное участие и представители НПП «Энерготехника», связаны надежды на эффективное разрешение имеющихся проблем правового обеспечения и создание условий, способствующих повышению качества электрической энергии. Одним из таких условий является разработка методических и нормативно-правовых документов, устанавливающих ответственность электросетевых компаний и потребителей электроэнергии за ухудшение ее качества. Подходы к распределению ответственности за обеспечение нормативного качества электрической энергии предложены в [11].

Развитие измерительной техники, направленное на повышение производительности труда и снижение себестоимости выпускаемой продукции, приводит к увеличению функциональных возможностей средств измерений и объединению нескольких функций в одном приборе. Эта тенденция в полной мере затронула приборы для решения двух важнейших измерительных задач электроэнергетики – учет электрической энергии и контроль ее качества.

Для эффективного и полноценного решения этих измерительных задач их выполнение должно осуществляться одновременно. Так, при учете электрической энергии значения ПКЭ и других параметров электрических величин используются для оценки погрешности измерений количества электрической энергии, а при соответствующем нормативно-

методическом обеспечении значения ПКЭ могут оказать существенное влияние и на финансово-экономические отношения между поставщиками и потребителями электрической энергии.

В свою очередь, при проведении испытаний электрической энергии, связанных с контролем ее качества, необходимо получение измерительной информации о количестве электрической энергии, которая была испытана. Результаты измерений ПКЭ могут использоваться при расчетах за поставленную электрическую энергию (мощность), если в договорах энергоснабжения, заключаемых хозяйствующими субъектами в электроэнергетике, определена экономическая ответственность за поставку электрической энергии, показатели качества которой выходят за границы значений, определённых в соответствующих нормативных документах.

Для достижения эффективной интеграции учета и мониторинга качества электрической энергии в рамках одной системы рекомендуется использовать общий измерительно-вычислительный компонент – многофункциональный прибор, в котором объединены функции счетчика и анализатора качества электрической энергии [12] (рис. 5).



Рис 5. Счетчик электрической энергии многофункциональный «Ресурс-Е4»

Как уже отмечалось выше, в настоящее время происходит постепенный переход от контроля качества электрической энергии, основанного на периодических испытаниях электрической энергии, к непрерывному мониторингу качества электрической энергии с помощью автоматизированных измерительных систем. Результатом развития измерительных

систем, предназначенных для контроля качества электрической энергии, может стать их интеграция с автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого или технического учета электроэнергии. В результате этой интеграции могут быть найдены эффективные решения важной задачи определения взаимосвязи количественных и качественных характеристик электрической энергии.

Дальнейшее развитие контроля качества электрической энергии связано со становлением и развитием систем непрерывного мониторинга качества электрической энергии, что в конечном итоге должно способствовать созданию автоматизированных систем управления качеством электроэнергии.

Список литературы

1. Щигирев Е.А., Киселев В.В., Ильяшенко Е.В. Общая концепция построения измерительных систем контроля качества электрической энергии в электросетевых компаниях // Энергоэксперт, 2012, №1.

2. ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

3. ГОСТ Р 54149–2010 Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

4. Тульский В.Н., Полещук С.Н., Ильяшенко Е.В., Веселов Ю.Г., Соколов В.С. (круглый стол по новому ГОСТу с участием экспертов) Переход на новый стандарт – объективное требование времени // Энергоэксперт, 2012, №5(34).

5. EN 50160:2010 «Характеристики напряжения электричества, поставляемого общественными распределительными сетями» (EN 50160:2010 «Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks»).

6. ГОСТ 30804.4.30–2013 (ГОСТ Р 51317.4.30-2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.

7. ГОСТ 30804.4.7–2013 (ГОСТ Р 51317.4.7-2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств.

8. ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования.

9. ГОСТ Р 8.689-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методы испытаний.

10. ГОСТ Р 8.656-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методика поверки.

11. О. Большаков, В. Воронин, Р. Шамонов, В. Тульский. Подходы к обеспечению нормативного качества электрической энергии // Электроэнергия. Передача и распределение, 2014, №1(22), с. 112-115.

12. Швецов В.В., Ильяшенко Е.В., Евдокимова О.М. Многофункциональные средства измерений для учета и контроля качества электрической энергии // ИСУП, 2011, №6.

Сведения об авторах:

Щигирев Евгений Анатольевич,

НПП «Энерготехника», генеральный директор

Киселев Виктор Вячеславович,

ФГУП ВНИИМС, начальник отдела метрологического обеспечения электрических измерений в промышленности, к. т. н.

Ильяшенко Евгений Викторович,

НПП «Энерготехника», главный инженер

440026, г. Пенза, ул. Лермонтова, 3

Тел./факс: (8412) 55-31-29, 56-42-76

E-mail: info@entp.ru.

Цифровой измерительный трансформатор тока

Г. И. Волович, А. Г. Волович,
ООО «Челэнергоприбор»

Введение

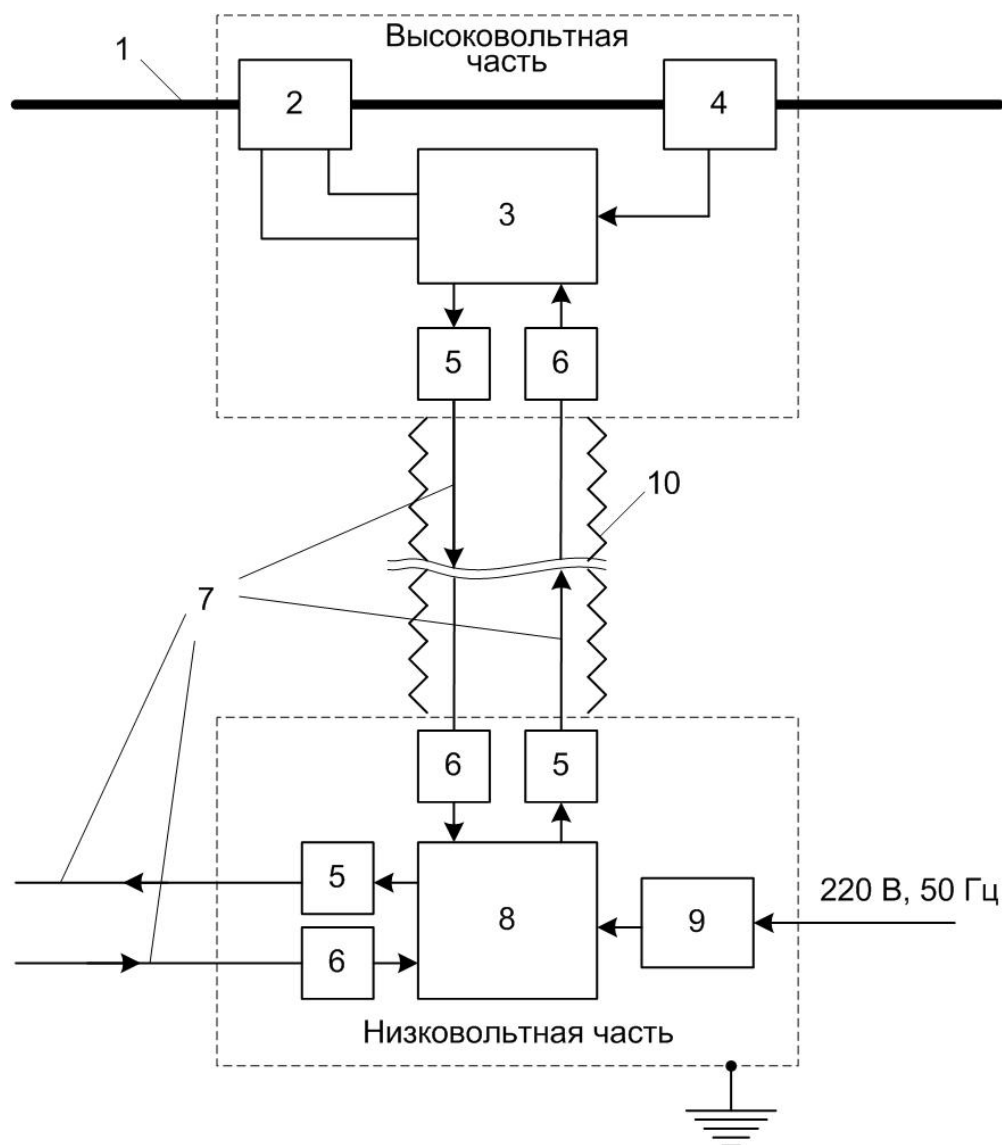
Измерение силы тока в высоковольтных ЛЭП в настоящее время осуществляется в основном с помощью высоковольтных электромагнитных измерительных трансформаторов тока с масляной или элегазовой изоляцией, которые преобразуют большие токи высоких напряжений в меньшие токи низких напряжений, которые затем могут быть преобразованы в цифровые коды с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП). Такие трансформаторы имеют значительные массу, габариты и стоимость. Например, измерительный трансформатор тока с элегазовой изоляцией ТГФМ-220 класса 220 кВ имеет массу 700 кг и стоит около 700 тыс. руб. Кроме того, к нему нужен электронный преобразователь сигнала в цифровой код. Другим недостатком традиционных трансформаторов тока является высокая взрыво- и пожароопасность.

В последние годы в области измерения токов высоких напряжений появилось новое направление – оптические трансформаторы и преобразователи тока, принцип действия которых основан на эффекте Фарадея [1]. Главным недостатком оптических преобразователей является чрезвычайно высокая цена.

В последней трети прошлого века сформировалось новое направление преобразования тока высокого напряжения в сигнал низкого напряжения, функционально связанный с измеряемым током [2], так называемые электронные трансформаторы тока (ЭТТ).

В преобразователях этого типа ток большой силы в ЛЭП высокого напряжения (ВН) преобразуется в ток меньшей силы или в напряжение, пропорциональные первичному току, на стороне высокого напряжения. Затем этот ток преобразуется в последовательность импульсов, которая передается на сторону низкого напряжения (НН) по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС). На стороне низкого напряжения эта последовательность импульсов преобразуется либо снова в аналоговый сигнал, пропорциональный измеряемому току, либо в цифровой сигнал надлежащего формата.

Блок-схема рассматриваемого ЦТТ представлена на рис. 1.



1 – токоведущий высоковольтный проводник, 2 – первичный измерительный преобразователь тока, 3 – первичный конвертор, 4 – первичный источник электропитания, 5 – оптический передатчик, 6 – оптический приемник, 7 – волоконно-оптические линии связи, 8 – вторичный конвертор, 9 – вторичный источник электропитания, 10 – изолирующая опора

Рис. 1. Блок-схема ЭТТ

В качестве первичного измерительного преобразователя тока быть использован обычный электромагнитный трансформатор тока для тракта измерения и пояс Роговского для тракта защиты.

В данном докладе рассматриваются две проблемы возникшие при разработке ЭТТ:

- а) питание электронной схемы высоковольтной части (ВЧ);
- б) экспериментальное получение метрологических характеристик (калибровка).

Источник питания ВЧ

Питание первичного конвертора в настоящее время может быть организовано следующим образом:

- а) путем отбора части энергии от проводника, по которому течет измеряемый ток;
- б) преобразование части напряжения высоковольтного проводника;
- в) передача энергии от низковольтной части через высоковольтную изоляцию, в том числе по оптоволоконной линии;
- г) от аккумулятора с подзарядкой от солнечных батарей;
- д) комбинация указанных способов.

Рассмотрим эти способы подробнее.

1. Отбор энергии от ЛЭП может осуществляться с помощью электромагнитного трансформатора тока [3] или с помощью шунта [4]. На шунте будет рассеиваться слишком много энергии в виде тепла. Кроме того, при широком диапазоне измеряемых токов (100:1 и более) слишком сложно обеспечивать стабилизацию выходного питающего напряжения.

Применение электромагнитного трансформатора тока, на наш взгляд, более перспективно. Для уменьшения отбираемой мощности при больших токах в линии используют трансформаторы с быстронасыщающимися магнитопроводами [5]. В этом случае при больших токах в линии по вторичной обмотке трансформатора питания протекают узкие импульсы большой амплитуды тока, средневывпрямленное значение которого относительно невелико.

Для питания электронной схемы ВЧ будем отбирать часть энергии от ЛЭП с помощью электромагнитного трансформатора тока. При этом возникают трудности, связанные с большим диапазоном токов в линии. По ГОСТ Р МЭК 60044-8 [6] ЦТТ должен обеспечивать класс точности 0,2S в диапазоне от 1% до 120% от номинального тока. Кроме того, при протекании по линии тока короткого замыкания до $30I_{\text{ном}}$, ЦТТ кратковременно, до 1 с, должен сохранять работоспособность. В то же время, мощность, потребляемая измерительной схемой, остается неизменной. Возникает проблема утилизации избыточной энергии, отбираемой трансформатором от линии. Один из путей сокращения отбора энергии от линии заключается в применении быстронасыщающегося трансформатора [5], который с ростом тока в линии сокращает долю отбираемой энергии. Однако, как показывают расчеты и моделирование, одного этого недостаточно.

Поскольку мощность, требуемая для питания схемы невелика (примерно 33 мВт), то нет необходимости, чтобы источник обладал высоким к.п.д.

К материалу магнитопровода трансформатора источника предъявляются особые требования. Поскольку магнитопровод должен легко входить в насыщение, материал должен иметь высокую магнитную проницаемость

и малую индукцию насыщения. Этим требованиям в большой степени отвечает анизотропный сплав ГМ501, обладающий начальной магнитной проницаемостью 100000 и $B_{\text{нас}} = 0,41$ Тл. Выбран магнитопровод ОЛ 120/60-30. Число витков обмотки $w = 200$ проводом диаметром 1 мм.

Схема источника представлена на рис. 2. Здесь ПСН – параллельный стабилизатор напряжения. Обеспечить насыщение магнитопровода при больших токах в линии можно, увеличив падение напряжения на нагрузке трансформатора путем включения последовательно с обмоткой балластного резистора $R_{\text{бал}}$.

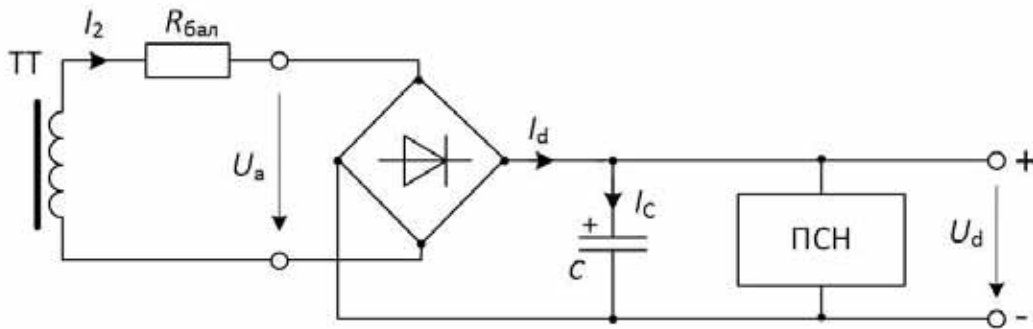


Рис. 2. Схема источника питания

Схема модели источника в пакете VisSim приведена на рис. 3 и 4. Уравнения, описывающие процессы в трансформаторе для мгновенных значений токов и напряжений, суть:

$$e_2 = L_2 \frac{di_2}{dt} + (R_2 + R_{\text{бал}})i_2 + u_a, \quad (1)$$

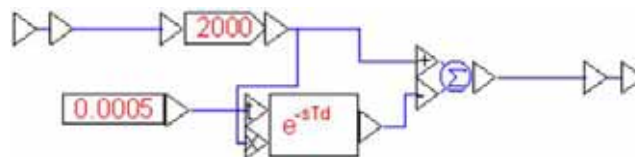
$$e_2 = -w \frac{d\Phi}{dt}, \quad (2)$$

$$\Phi = B(H)S_{\text{СТ}}, \quad (3)$$

$$H = \frac{i_1 - i_2 w}{l_{\text{CP}}}, \quad (4)$$

где Φ – основной магнитный поток, $L_2 = X_2/2\pi f$ – индуктивность рассеяния вторичной обмотки, B и H , соответственно индукция и напряженность магнитного поля.

Блок Diff – блок вычисления производной. Реализация этого блока показана на рис. 4.



Блок $B(H)$ реализует кривую намагничивания материала магнитопровода. Математическая аппроксимация кривой намагничивания представляет собой сложную задачу в силу ее неоднозначного характера. Одно из наиболее удобных представлений – аппроксимация кривой намагничивания на основе арктангенсов [7]:

Так как первое слагаемое в выражении (5) с ростом H асимптотически приближается к прямым, параллельным оси абсцисс и расположенным от нее на расстоянии $\pm\alpha$, то изменение магнитной индукции в области больших H характеризует второе слагаемое.

Данная аппроксимация является нечетной и может быть использована для расчета магнитных цепей как с постоянным, так и с переменным полем. Ее недостаток заключается в том, что она не учитывает первоначального возрастания магнитной проницаемости с ростом H . Для учета этого фактора можно ввести в аргумент арктангенса степенной член:

• 131 •

Выпрямительный мост, конденсатор C , нагрузку и параллельный стабилизатор напряжения моделирует схема на рис. 5.

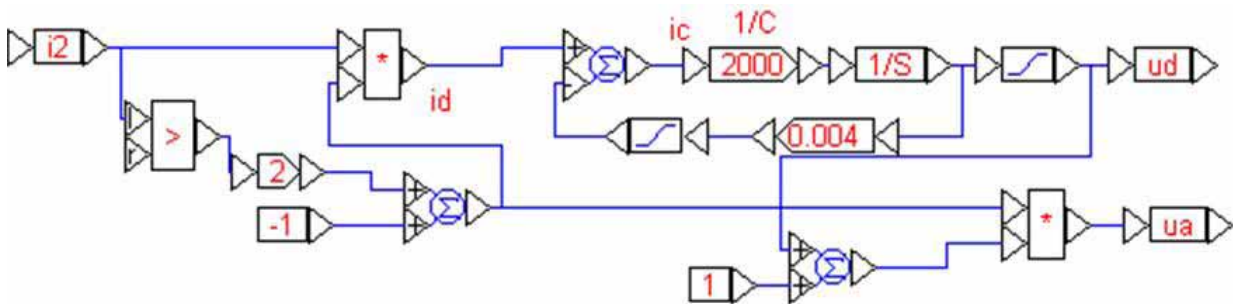


Рис. 5. Модель нагрузки трансформатора

Ниже представлены временные диаграммы изменения тока в обмотке трансформатора и выходного напряжения на конденсаторе U_d при сопротивлении балластного резистора $R_{\text{бал}} = 60 \text{ Ом}$. Напряжение стабилизации ПСН равно 3,3 В.

На рис. 6 показан график изменения тока в обмотке трансформатора при $I_1 = 600 \text{ А}$. Имеет место выраженное насыщение магнитопровода. Действующее значение тока $I_2 = 0,35 \text{ А}$. Мощность, рассеиваемая на балластном резисторе, составляет 7,2 Вт, на ПСН – 0,36 Вт.

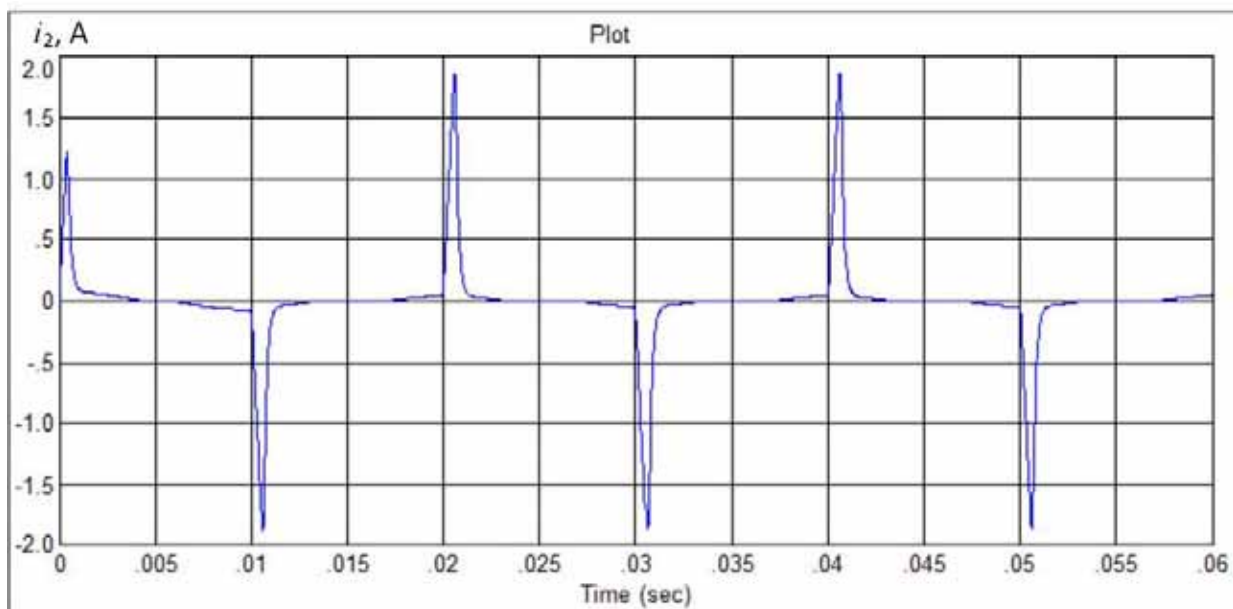


Рис. 6. $I_1 = 600 \text{ А}$

На рис. 7 изображен график изменения тока I_2 при $I_1 = 6 \text{ А}$. Здесь насыщение магнитопровода невелико. Действующее значение тока $I_2 = 0,06 \text{ А}$. Мощность на балластном резисторе и ПСН незначительна.

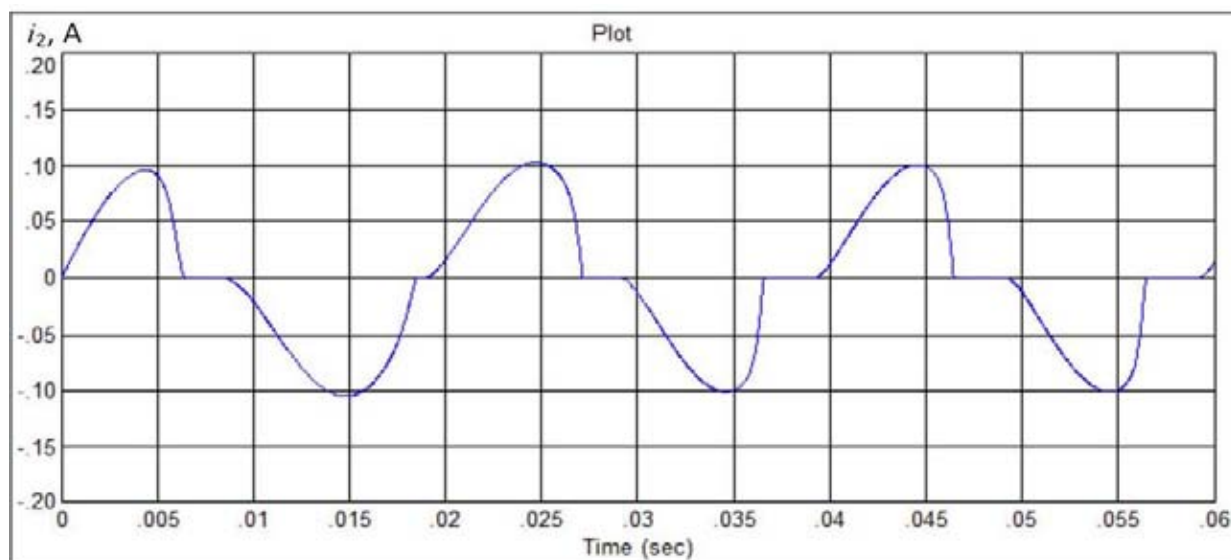


Рис. 7. $I_1 = 6$ А

На рис. 8 представлен график изменения тока I_2 при $I_1 = 18$ кА. В этом случае магнитопровод почти постоянно находится в насыщении. Действующее значение тока $I_2 = 2,2$ А. Мощность, рассеиваемая на балластном резисторе – 300 Вт, на ПСН – 6,4 Вт.

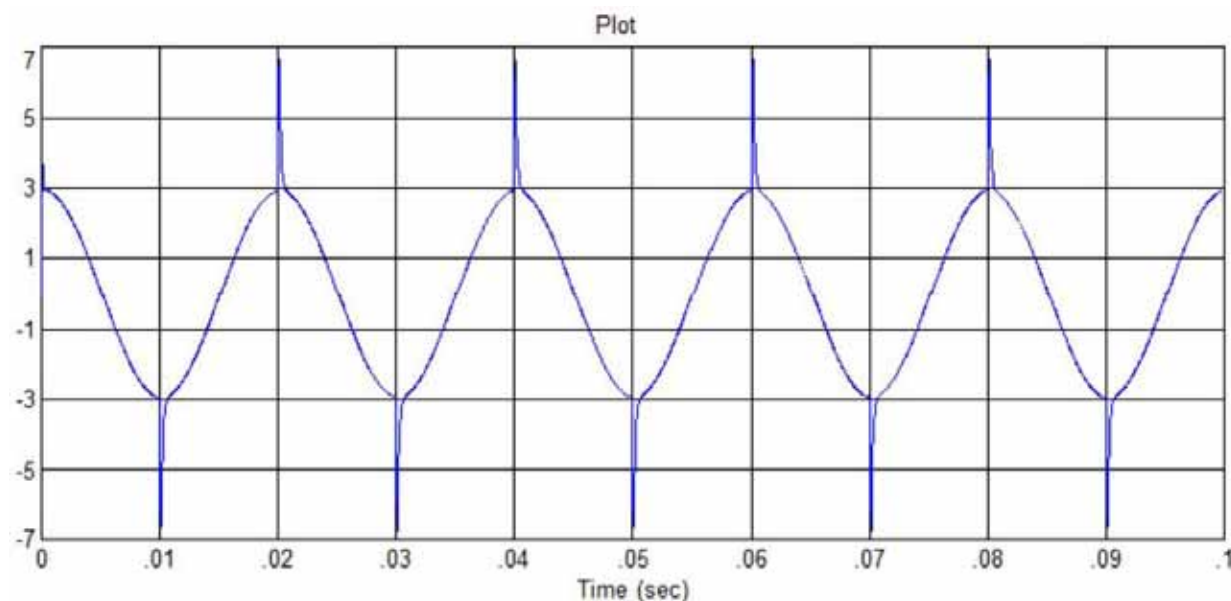


Рис. 8. $I_1 = 18$ кА

В ходе экспериментальной отработки источника питания проведено определение минимального измеряемого тока, при котором обеспечивается работоспособность схемы первичного конвертора. Этот опыт проводился для проверки возможности работы ЦТТ при минимальных значениях измеряемого тока без дополнительных источников энергии, таких как, напри-

мер, аккумулятор. Минимальное значение измеряемого тока определяется п. 8.3.3 ГОСТ Р 52323-2005 [8], согласно которому статический (электронный) счетчик активной электрической энергии должен работать при токе начиная от $0,001I_{\text{ном}}$, что для исследуемого ЦТТ согласно ТЗ составляет 0,6 А. Испытания показали, что минимальное значение измеряемого тока, при котором напряжение на выходе источника составляет 3,3 В, равно 0,55 А.

Экспериментальное получение метрологических характеристик ЦТТ

Схема проведения измерений, аналогичная рис. В.5 по ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, представлена на рис. 9.

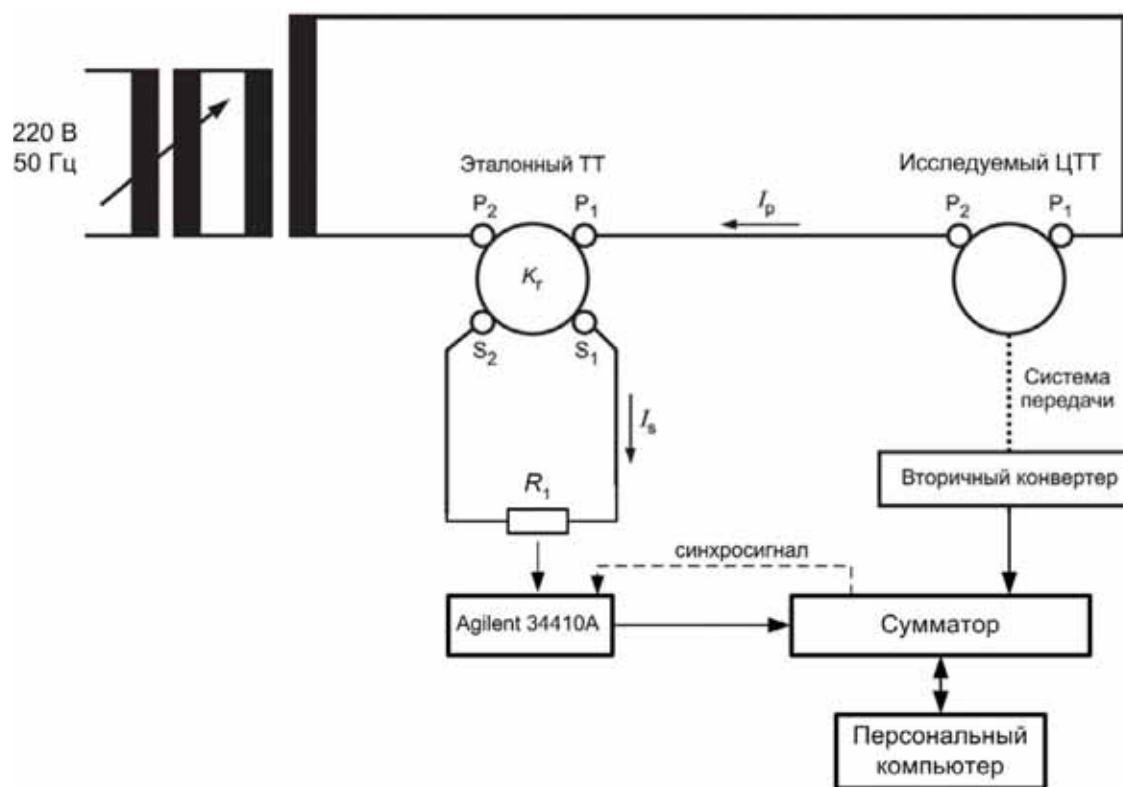


Рис. 9. Схема проведения измерений

В качестве эталонного трансформатора тока (ТТ) использован ТТ типа ТИПП-5000/5, в качестве эталонного АЦП – цифровой вольтметр Agilent 34410A.

Проблема, возникающая при оценке погрешности цифрового трансформатора тока заключается в том, что АЦП первичного конвертора ЦТТ и эталонный АЦП могут иметь различные принципы действия и, как следствие, различные апертурные времена. В нашем случае, в схеме первичного

конвертора ЦТТ используется 16-битный АЦП последовательного приближения типа AD7685C, имеющий апертурное время 2,5 нс. В то же время, вольтметр Agilent 34410A осуществляет преобразование входного аналогового сигнала посредством сигма-дельта преобразования и апертурное время у него минимум 120 мкс. Это приводит к тому, что синхронные выборки ЦТТ и эталона оказываются сдвинутыми по фазе на значительный угол, что обуславливает появление большой методической погрешности. Цифровой вольтметр Agilent 3458A позволяет производить однократные выборки с апертурным временем 2 нс, поэтому может быть использован в качестве эталонного АЦП в нашем случае. В то же время для измерений переменного напряжения в настоящее время широко применяются скоростные сигма-дельта АЦП, такие как AD73360, ADC1251, ADC131E0X и др., имеющие высокую частоту выборки при относительно низкой частоте выдачи данных, что упрощает построение антиэлайзинговых фильтров и последующую обработку данных. Сигма-дельта АЦП имеют значительно большее апертурное время (время усреднения), чем АЦП последовательного приближения, поэтому необходимо, чтобы эталонный АЦП имел такое же время усреднения.

На рис. 10 приведены графики значений кодов эталонного АЦП, первичного конвертора ЦТТ и ошибки при преобразовании тока частотой 50 Гц и силой 720 А. Частота выборок равна 4000 Гц. На рис. 11 представлен график ошибки в увеличенном масштабе.

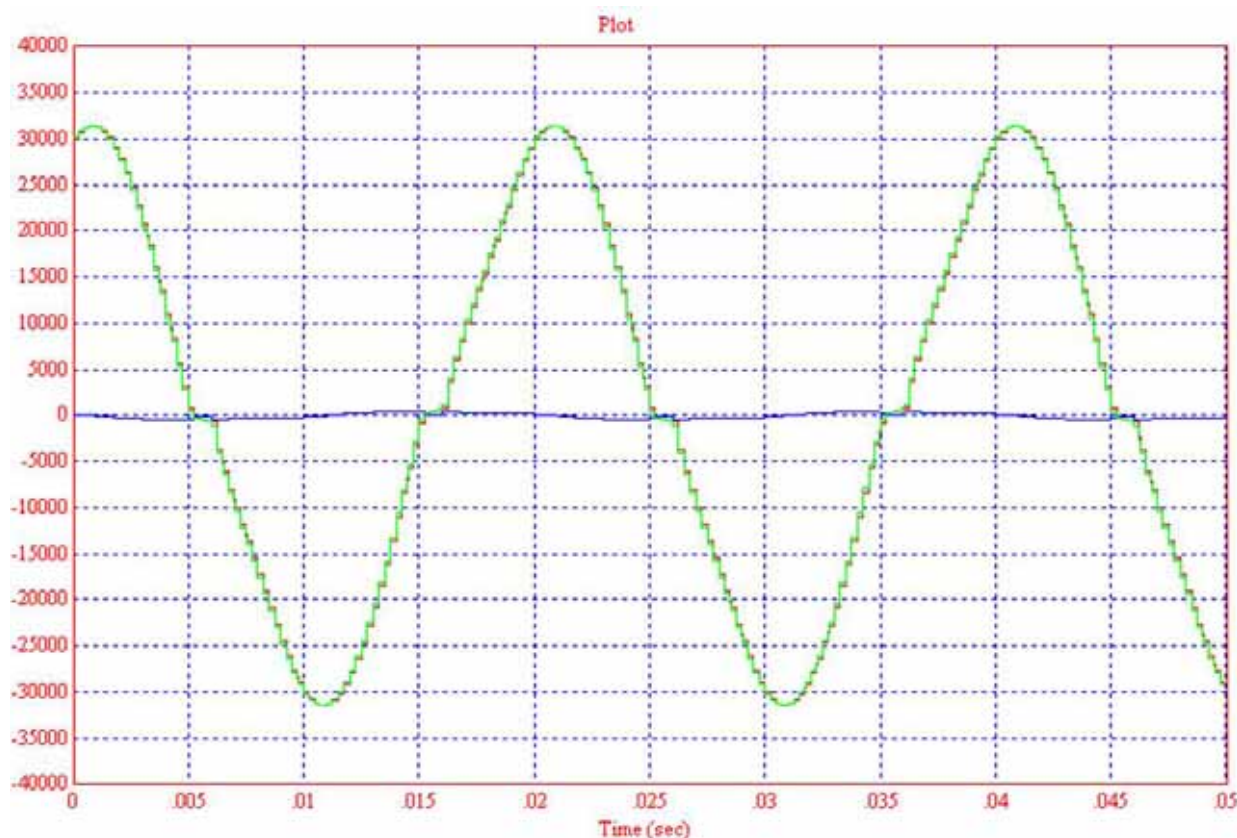


Рис. 10. Графики значений кодов

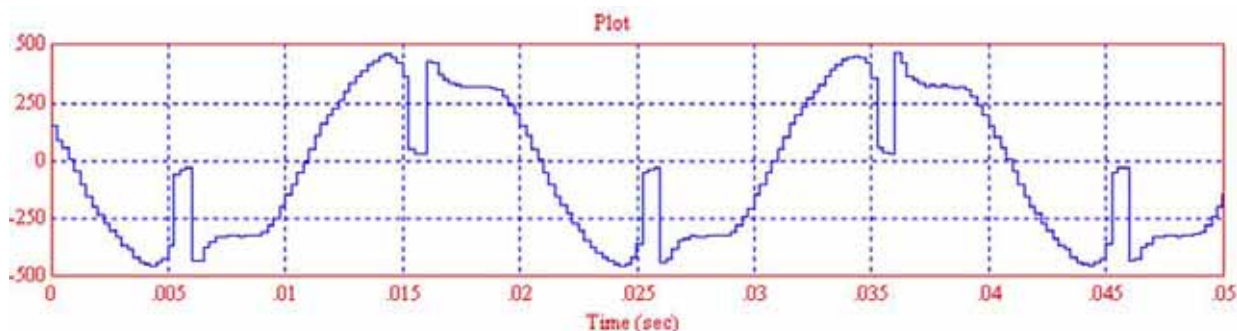


Рис. 11. График ошибки

Выводы:

1. Для питания высоковольтной части ЦТТ может быть применен способ отбора части энергии от проводника, по которому течет измеряемый ток.
2. Аналого-цифровые преобразователи первичного конвертора ЦТТ и эталонного вольтметра должны иметь практически одинаковое апертурное время.

Работа выполнена по государственному контракту 14.516.12.0007 от 18.06.2013 г.

Список литературы

1. Чичёв, С.И. Оптические высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения / С.И. Чичёв, Е.И. Глинкин // Электрика. – 2011. – № 4. – С. 28-31.
2. Гречухин, В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110–750 кВ станций и подстанций энергосистем / В.Н. Гречухин // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. С. 1 – 9.
3. Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. – 2 изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.
4. Устройство для измерения тока в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации: пат. 2482502 Рос. Федерация: МПК G01R19/00. № 2011149293/28; заявл. 02.12.2011.
5. Афанасьев, В.В. Оптико-электронные трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, В.П. Зубков, А.Д. Крастина // Электричество. – 1970. – № 7. С. 18 – 24.
6. ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока.

7. Матюк В.Ф. Математические модели кривой намагничивания и петель магнитного гистерезиса. Часть 1. Анализ моделей / В.Ф. Матюк, А.А. Осипов // Неразрушающий контроль и диагностика. – 2011. – № 2. С. 3 – 35.

8. ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s.

Сведения об авторах

Волович Георгий Иосифович,
ООО «Челэнергоприбор», директор

Волович Александр Георгиевич,
ООО «Челэнергоприбор», зам. директора
454126, Челябинск, ул. Витебская, 4
Тел.: (351) 211-54-01
e-mail: g_volovich@mail.ru

Современное оборудование для метрологического обеспечения учета и качества электроэнергии

*В. В. Мандрусов,
ООО «МТЕ»*

Компания «МТЕ» (Швейцария) занимает лидирующее место в мире по разработке и производству поверочного стационарного и переносного оборудования, максимально обеспечивающего потребности в метрологическом оборудовании для обеспечения измерительных систем электроэнергии:

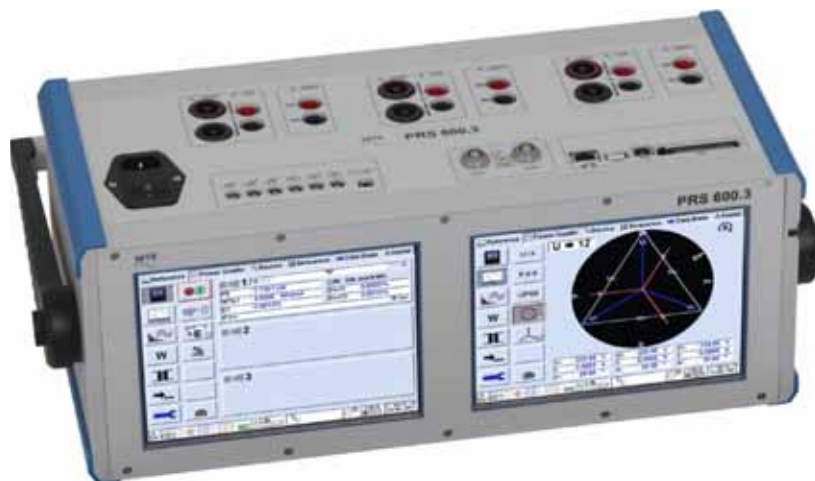
- лабораторные электроизмерительные приборы
- переносные электроизмерительные приборы
- автоматизированные эталонные счетчики однофазные и трехфазные, (класса точности 0,01; 0,015 ; 0,05 ; 0,1 ; 0,2 %)
- автоматизированные поверочные установки одноместные и многоместные (класса точности 0,01 ; 0,015 ; 0,05 ; 0,1 ; 0,2 %) до 600 В (до 4000 ВА), до 200 А (до 4000 ВА) и для поверки анализаторов качества электроэнергии класса А
- автоматизированные источники тока и напряжения (источники фиктивной мощности)
- анализаторы качества электроэнергии класса А,
- прибор для измерений трансформаторов
- приборы для ВВ измерений.

Обеспечение качества электрической энергии (КЭ) в системах электроснабжения по новым требованиям о повышенной точности несомненно сложный вопрос для пользователей и также сложный вопрос о поверке новых анализаторов показателей качества электрической энергии (ПКЭ) для всех территориальных органов Ростехнадзора (ЦСМов) и здесь мы рассматриваем решение этих вопросов.

По новым требованиям в России измерение и анализ показателей качества электрической энергии (ПКЭ) должно производиться приборами класса А, с большей точностью чем ранее. Понятие «качество электрической энергии» включает конкретную совокупность показателей и их предельных значений (норм). Для всех предприятий транспортирующих и поставляющих электроэнергию, это очень болезненный переход на новый ГОСТ по анализаторам ПКЭ в связи с распространением в России анализаторов ПКЭ производящих измерения ПКЭ по старому ГОСТу с меньшей точностью чем в новом ГОСТе. И не менее сложен этот переход в части организации поверки новых анализаторов ПКЭ. Необходимо но-

вое, более точное оборудование, с указанным в законе запасом точности, для поверки анализаторов ПКЭ класса А. Рассмотрим эту новую задачу метрологического обеспечения в России.

Компания «МТЕ» максимально обеспечивает потребности в метрологическом оборудовании для обеспечения измерительных систем электроэнергетики и согласно вновь возникшим задачам разработала и производит - **PRS 600.3 3-х фазный образцовый счетчик класса точности 0,015 для поверки анализаторов качества электроэнергии класса А и счетчиков электроэнергии и других электроизмерительных приборов и имеет функцию анализатора качества электроэнергии класса А.**



Такое оборудование предназначено для институтов метрологии, региональных центров стандартизации и метрологии, производителей анализаторов ПКЭ класса А и для специализированных лабораторий изучающих качество электроэнергии.

Это переносной высокоточный образцовый счетчик для поверки анализаторов качества электроэнергии класса А имеющий точность измерения ПКЭ в 5 раз точнее чем по классу А. Достигнуть такой точности измерения сложная техническая задача решенная компанией «МТЕ» с дополнением в виде обеспечения автоматизации, практического удобства и простоты работы оператора. Выполнено всё на высшем мировом уровне. Прибор подходит и для всестороннего исследования и тестирования всех параметров счетчика электроэнергии и измерительной сети и анализатор качества электроэнергии класса А и образцовый счетчик.

Прибор имеет два 8.4" **сенсорных** цветных экрана позволяющих управлять с любого из них или просматривать результаты (поверка счетчиков, проверка схемы подключения, измерения трансформаторов, процедуры по умолчанию, настроенные процедуры, запись, инструкция по

эксплуатации, схема подключения, ввод данных, алгоритм методики поверки, видеоинструкция, он-лайн просмотр результатов).

Преимущества PRS 600.3

Отличается широким диапазоном измерения, высокой точностью и высокой степенью защиты от воздействия внешних полей. Возможна одновременная поверка до 3-х счетчиков или 3-х регистров комбинированных счетчиков. Обеспечиваются диапазоны измерения тока 1 мА ... 120 А напряжения 30 В ... 520 В. Прибор имеет шесть разъемов для подключения тока для поверки прямоточных и трансформаторных счетчиков. Возможно использование различных токовых клещей (100 А или до 3000 А) (кл. т. 0,2; 0,5), а также измерительных штанг для первичной стороны по напряжению и току на линиях до 40 кВ. Энергонезависимая съемная карта памяти для сохранения результатов и данных измерений. Имеется интерфейс USB двух типов А и В и ETHERNET для передачи данных и управления при помощи внешнего компьютера.

Функции

- Измерение активной, реактивной и полной мощности, в 3-х или 4-х проводных цепях с калькулятором погрешности и импульсными входами/выходами
- Измерение параметров сети, векторная диаграмма, гармоники до 63-й, форма сигнала и чередование фаз
- Измерение нагрузки и коэффициента трансформации ТТ и ТН
- Измерение токов, напряжения и мощности измерительных преобразователей
- Измерение токов без разрыва токовых цепей с максимальной точностью – 0,2 % благодаря электронной компенсации
- Измерение параметров качества электроэнергии

Дополнительно можно заказать - программное обеспечение, синхронизация времени GPS, токовые электронно-компенсируемые клещи (класс точности 0,2) до 100 А, токовые клещи до 1000 А, гибкие токовые клещи 30/300/3000 А, измерительные датчики до 40 кВ / 2000 А, сканирующая фотоголовка SH 2003 с крепежом SCD 2003.

На современном уровне разработано новое единое программное обеспечение Calegration для работы со всеми приборами компании MTE

Для обеспечения максимальной автоматизации разработан и производится источник фиктивной нагрузки SQE 120.3 с функциями генератора тока, напряжения и параметров качества электроэнергии высокой стабильности. Ранее при поверке анализаторов ПКЭ для имитации искажений ПКЭ приходилось вручную изобретать комбинацию токов и напряжений, теперь наш источник формирует сигналы непосредственно параметров КЭ включая провалы и перенапряжения.

Диапазон тока : от 1 мА до 120 А .

Диапазон напряжения: от 30 В до 300 В .

Выходная мощность: 600 ВА на фазу. Имеются интерфейсы USB и ETHERNET и GPS синхронизация времени.

Приборы предназначены для совместной работы под управлением с эталонного счетчика или с компьютера, обеспечивая максимальную автоматизацию и удобства поверителя. Приборы позволяют запоминать и позднее вызывать настройки, изображения, методики поверки, требования по ГОСТам, и результаты измерений.

3-фазная поверочная установка класса точности 0,015 - PTS 400.3



PTS 400.3 – это 3-фазная, полностью автоматическая поверочная установка, в состав которой входит образцовый счетчик - PRS 400.3, источник фиктивной мощности - PPS 400.3 и блок управления - PCS 400.3 соединяющиеся в один блок. Прибор предназначен для всестороннего исследования и тестирования всех параметров счетчика и измерительной сети. Прибор отличается широким диапазоном измерения, высокой точностью и высокой степенью защиты от воздействия внешних полей.

Преимущества PTS 400.3

- Параллельное измерение до 3-х счетчиков или 3-х регистров комбинированных счетчиков
- Управление со встроенной клавиатуры или с ПК

- Диапазоны тока и напряжения: 1 мА ... 120 А / 30 В ... 520 В / 45 Гц ... 70 Гц

- Шесть разъемов для подключения тока для поверки прямооточных и трансформаторных счетчиков

- Возможность использования различных токовых клещей (до 100 А или до 3000 А), а также измерительных штанг для первичной стороны по напряжению – до 40 кВ

- Энергонезависимая память для сохранения результатов и данных о месте измерения

- Интерфейс RS 232 C для передачи данных и управления при помощи внешнего компьютера

- Блок управления PCS 400.3 для дистанционного управления прибором посредством протокола bluetooth

- Трехфазный высокоточный источник, использующий однофазную сеть для питания

- Ток и напряжение могут задаваться отдельно

- Ток, напряжение и сдвиг фазы задаются с высокой точностью при помощи клавиатуры

- Устанавливаемые значения стабилизируются при помощи цифрового и аналогового модулей контроля

- Генерация гармоник (до 31-ой)

Функции

- Измерение активной, реактивной и полной мощности, в 3-х или 4-х проводных цепях с калькулятором погрешности и импульсными входами/выходами

- Векторная диаграмма, гармоники, форма сигнала и последовательность фаз – для анализа измерительной цепи

- Измерение нагрузки и коэффициента трансформации ТТ и ТН

- Измерение токов, напряжения и мощности измерительных преобразователей

Опции

- Программное обеспечение CAMCAL для Windows или CALSOFT

- Токовые электронно-компенсируемые (класс точности 0,2) клещи до 100А

- Токовые клещи до 1000 А

- Гибкие токовые клещи 30/300/3000 А

- Измерительные штанги до 40 кВ / 2000 А

- Сканирующая фотоголовка SH 2003 с крепежом SCD 2003

**Трехфазная, полностью автоматическая
поверочная система с образцовым счетчиком
класса 0,05 (0,1) и интегрированным источником
тока до 120 А (до 12 А) и напряжения**



Переносная поверочная система PTS 3.3 C состоит из интегрированного трехфазного источника тока и напряжения и трехфазного электронного образцового счетчика класса точности 0,05% (0,1 %). Особенности поверочной системы PTS 3.3 C являются широкий диапазон измерения, высокая точность и высокая устойчивость к воздействию внешних магнитных полей.

Система PTS 3.3 C позволяет контролировать счетчики на месте их установки и также анализировать состояние электрической сети.

Преимущества

- Простота проверки счетчиков в условиях устойчивой нагрузки с применением встроенного компактного источника нагрузки
- Автоматическое выполнение тестов для предварительно определенных точек нагрузки без использования компьютера или с компьютера
- Съёмная карта памяти (CF) для хранения результатов измерений и административных данных
- Измерение множества характеристик эл-сети
- Отображение векторной диаграммы и последовательности фаз для анализа измерительной цепи
- Дружественный для пользователя интерфейс при работе с источником и эталонным счетчиком
- Система может быть использована только как образцовый счетчик или совместно с источником

Функции

- Независимая генерация однофазной или трехфазной нагрузки для проверки счетчиков
- Измерение активной, реактивной и полной мощности для трехфазной 3-х или 4-х проводной сети с интегрированным калькулятором погрешности и импульсным выходом
- Векторная диаграмма, спектр гармоник, осциллограф и последовательность фаз для анализа измерительной цепи
- Измерение нагрузки трансформатора тока (ТТ) и трансформатора напряжения (ТН)

Области применения

- Проверка счетчика на месте установки или проверка и поверка в лаборатории
- Проверка измерения энергии и др. характеристик эл-сети
- Проверка условий нагрузки

Дополнительные опции

- Программное обеспечение CAMCAL для Windows или CALSOFT
- Токовые электронно-компенсируемые (класс точности 0,2) клещи до 100А
- Токовые клещи до 1000 А
- Гибкие токовые клещи 30/300/3000 А
- Измерительные штанги до 40 кВ / 2000 А
- Сканирующая фотоголовка SH 2003 с крепежом SCD 2003

Трехфазный переносной источник мощности для токов до 120 А и напряжения до 480 В - PPS 3.3



– это мощный переносной трехфазный источник тока и напряжения. Все величины для проведения тестов генерируются полностью синтетически с высокой степенью точности и стабильности.

Преимущества PPS 3.3C:

- Трехфазный высокоточный источник, использующий однофазную сеть для питания
- Ток и напряжение могут задаваться отдельно
- Цветной дисплей с графическим интерфейсом
- На дисплее отображаются величины нагрузки, векторная диаграмма и форма сигнала
- Ток, напряжение и сдвиг фазы задаются с высокой точностью при помощи клавиатуры индивидуально для каждой фазы
- Значения отображаются на дисплее и могут быть считаны посредством порта RS232C
- Устанавливаемые значения стабилизируются при помощи цифрового и аналогового модулей контроля
- Встроенный интерфейс RS 232 C предназначен также для управления источником при помощи внешней программы, установленной на ПК. Программа также позволяет считывать и отображать текущие показания
- Генерация гармоник (до 31-й)
- Генерация высокочастотного сигнала (ripple control)

Опции

- Программное обеспечение CAMCAL для Windows или CALSOFT

Образцовый трехфазный портативный счетчик и анализатор качества электрической энергии - PWS 3.3



PWS 3.3 – это прибор, сочетающий в себе образцовый трехфазный портативный счетчик класса точности 0,05% или 0,1% и **анализатор качества электрической энергии класса А**, соответствующий стандарту МЭК 61000-4-30 с 3-мя каналами измерения по напряжению и 4-мя каналами по току.

Образцовый счетчик используется для тестирования 1-фазных и 3-фазных счетчиков, а также измерительных трансформаторов тока и напряжения и измерительных каналов в целом.

Анализатор качества электроэнергии используется для разрешения конфликтных ситуаций по договорам поставки электроэнергии, для статистического анализа, включая отчеты согласно EN 50160, и для непосредственного решения различных проблем качества электроэнергии.

Прибор позволяет использовать различные токовые клещи и токовые пробники для удобной проверки трансформаторных счетчиков и счетчиков прямого подключения.

Питание прибора выполняется либо от измерительных цепей, либо от дополнительного 1-фазного источника. При анализе качества электроэнергии, в случае отключения питания, возможно использование аккумуляторной батареи в течение 15 минут.

Преимущества

- Два универсальных прибора в одном
- Большой цветной TFT дисплей - 6,4" (640 x 480) – с граф-м интерфейсом
- Обмен данными посредством USB или ETHERNET
- Хранение данных на съемной карточке Compact Flash
- Токовые клещи, «не привязанные» к конкретному прибору, что позволяет легко калибровать, заменять или докупать токовые клещи без возврата прибора на завод.
- Настраиваемые пользователем (на любой ГОСТ) параметры выборки измерения характеристик качества электрической энергии

Измерительные входы

- 3 входа напряжения U1, U2, U3
- 3 входа прямого включения тока I1, I2, I3
- 1 вход для токовых клещей для IN/IE
- 2 x 3-фазных токовых входа для подключения токовых клещей I1, I2, I3

Функции ОБРАЗЦОВОГО СЧЕТЧИКА

- Тестирование 1-фазных или 3-фазных 3-х или 4-х проводных счетчиков активной, реактивной и полной энергии и мощности при помощи 2-х импульсных входов (светодиод/метка диска/S0); один вход используется также как выход для поверки прибора.

- Измерение всех электрических величин (UI ф, PQS, f, PF), отображение векторной диаграммы, анализ гармоник и функция осциллографа.
- Тестирование измерительных трансформаторов (нагрузка ТТ/ТН, коэффициент трансформации)

Функции АНАЛИЗАТОРА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Провалы / Повышения / Прерывания напряжения
- Гармоники / Интергармоники до 63-й / Сигнальные напряжения
- Небаланс напряжения
- Фликер
- Транзиенты ≥ 100 мкс (22,7 кГц)

Дополнительно

- программное обеспечение CALSOFT
- аналоговый модем (встроенный, необходимо указывать при заказе)
- GSM модем (внешний)
- синхронизация по сигналу GPS (опция)
- Комплект 3-фазных клещей 100 А (класс точности 0,2) и/или 1000 А
- Комплект 3-фазных гибких пробников 30/300/3000 А
- Измерительные высоковольтные штанги до 2000 А и до 40 кВ

Образцовый трехфазный портативный счетчик для проверки счетчиков электроэнергии и трансформаторов - PWS 2.3 PLUS



Образцовый портативный счетчик PWS 2.3 PLUS – это трехфазный электронный прибор для проверки одно- и трехфазных счетчиков на месте их установки. Данный прибор позволяет проверять на месте все параметры установленного счетчика и цепи подключения. Счетчик PWS 2.3 PLUS, с интегрированными функциями тестирования измерительных трансформаторов, выпускается в классах точности 0,1 или 0,2.

Прибор может использоваться либо для прямого подключения в диапазоне от 1 мА до 12 А, или при помощи трансформаторов с разъемными сердечниками (токовых клещей) в диапазоне от 10 мА до 100 А. Это позволяет с необходимой точностью тестировать счетчики как прямого, так и трансформаторного подключения.

Прибор может быть запитан как от измеряемых цепей, так и при помощи внешнего источника напряжения.

Преимущества

- Высокоточное тестовое оборудование для значений переменного тока в частотном диапазоне от 45 Гц до 66 Гц
- Широкий диапазон измерения с автоматическим выбором поддиапазонов
- Отображение векторной диаграммы для анализа
- Измерение кривых и гармоник
- Простота при обнаружении ошибок подключения
- Встроенная память для записи результатов и дополнительной информации
- Небольшие размеры и вес
- Последовательный интерфейс для передачи данных (RS 232)

Функции

- Измерение активной, реактивной и полной энергии для 3-х или 4-х проводных цепей при помощи встроенного калькулятора погрешности
- Импульсный выход для энергии (с гальванической развязкой)
- Регистрация активной, реактивной и полной энергии для тестирования регистров счетных механизмов
- Измерение активной, реактивной и полной мощности
- Измерение токов, напряжений, частоты
- Измерение коэффициента мощности
- Индикация последовательности фаз (U1, U2, U3)
- Измерение нагрузки ТТ и ТН
- Измерение коэффициента трансформации ТТ и ТН (опция)

Дополнительные опции

- Программное обеспечение CALSOFT
- Токовые клещи 100 А (класс точности 0,2)
- Токовые клещи 1000 А
- Гибкие токовые пробники 30/300/3000 А
- Измерительные высоковольтные штанги до 2000 А и до 40 кВ

1-фазный портативный образцовый рабочий счетчик для тестирования и проверки счетчиков электроэнергии - CheckMeter 2.1



– это 1-фазный образцовый рабочий счетчик класса точности 0,2%, применяемый для тестирования и проверки 1-фазных счетчиков на месте их установки.

Прибор может использоваться совместно с комплектом активных электронно-компенсируемых токовых клещей 100 А (диапазон: 10 мА ... 100 А / Ø: макс. 11 мм / входит в стандартный комплект) или с комплектом токовых клещей до 1000 А (диапазон: 1 А ... 120 А / Ø: макс. 52 мм / поставляется за отдельную плату).

Преимущества

- Высокоточное оборудование для измерения значений переменного тока (45 ... 66 Гц)
- ЖКИ дисплей 1/4 VGA (240 x 320 точек) с графическим интерфейсом
- Широкий диапазон измерения и автоматический выбор диапазонов
- Векторная диаграмма
- Отображение формы сигнала и гармоник
- Простое обнаружение ошибок подключения
- Память для данных и результатов
- Встроенный принтер для печати результатов на месте
- Небольшие размеры и вес
- Последовательный порт (RS 232) для передачи данных

Функции

- Измерение активной, реактивной и полной энергии для 2-х -проводных цепей при помощи встроенного калькулятора погрешности
- Импульсный выход для энергии (с гальванической развязкой)

- Регистрация активной, реактивной и полной энергии для тестирования регистров счетных механизмов

- Измерение активной, реактивной и полной мощности
- Измерение токов и напряжений
- Измерение коэффициента мощности
- Измерение частоты

Опции

- Программное обеспечение CALSOFT для чтения данных из памяти прибора, онлайн чтения результатов, отображения и печати результатов и параметров.

- Токовые клещи 1000А (диапазон: 1 А ... 120 А / Ø: макс. 52 мм)

3-фазный портативный образцовый рабочий счетчик для тестирования и проверки счетчиков электроэнергии - CheckMeter 2.3



CheckMeter 2.3 – это 3-фазный образцовый рабочий счетчик класса точности 0,2%, применяемый для тестирования и проверки 1-фазных и 3-фазных счетчиков на месте их установки.

Прибор может использоваться совместно с комплектом активных электронно-компенсируемых токовых клещей 100 А (диапазон: 10 мА ... 100 А / Ø: макс. 11 мм / входит в стандартный комплект) или с комплектом токовых клещей до 1000 А (диапазон: 1 А ... 120 А / Ø: макс. 52 мм / поставляется за отдельную плату).

Преимущества

- Высокая точность для измерений значений переменного тока в диапазоне 45 ... 66 Гц

- ЖКИ дисплей 1/4 VGA (240 x 320 точек) с графическим интерфейсом
- Широкий диапазон измерения и автоматический выбор диапазонов
- Векторная диаграмма
- Отображение формы сигнала и гармоник
- Простое обнаружение ошибок подключения
- Память для данных и результатов
- Встроенный принтер для печати результатов на месте (модель)
- Небольшие размеры и вес
- Последовательный порт (RS 232) для передачи данных

Функции

- Измерение активной, реактивной и полной энергии для 2-х, 3-х или 4-х-проводных цепей при помощи встроенного калькулятора погрешности
 - Импульсный выход для энергии (с гальванической развязкой)
 - Регистрация активной, реактивной и полной энергии для тестирования регистров счетных механизмов
- Измерение активной, реактивной и полной мощности
- Измерение токов и напряжений
- Измерение коэффициента мощности
- Измерение частоты

Опции

- Программное обеспечение CALSOFT для чтения данных из памяти прибора, онлайн чтения результатов, отображения и печати результатов и параметров.
- Токовые клещи 1000 А (диапазон: 1 А ... 120 А / Ø: макс. 52 мм)

Сведения об авторе

Мандрусов Всеволод,

ООО «МТЕ», Санкт-Петербург, технический директор

Тел.: (812) 640-07-25; (921) 986-24-02

E-mail: mandrusov@meter-test.ru

Skype: MandrusovV

Сведения о фирме ООО «МТЕ»

Директор: Залесский Константин

Адрес: 105082, Россия, Москва, Б. Почтовая, д. 26, стр. 1, оф. 501

Тел.: (495) 640-07-25

Факс: (495) 725-54-64

E-mail: info@meter-test.ru

Skype: konstantin.zalesski

www.meter-test.ru

www.transformer-monitoring.ru

Цифровой информационно-измерительный комплекс на базе высоковольтного оптического измерительного преобразователя NXVCT

*С. Н. Рыкованов, В. И. Ухов, А. В. Мандрик,
С. Р. Слабостицкий, И. О. Ковцова,
ООО «Системы телемеханики»*

Традиционные аналоговые измерительные трансформаторы тока и напряжения, основанные на электромагнитных принципах, имеют ряд недостатков, связанных с явлениями насыщения, гистерезиса, резонанса, остаточного намагничивания. Этих недостатков лишены высоковольтные оптические измерительные преобразователи тока и напряжения.

Описание проекта «Цифровая подстанция»

Пилотный проект «Цифровая подстанция» реализован совместными усилиями специалистов ООО «Системы телемеханики» и ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забабахина» в 2011-2013 годах. В рамках этого проекта разработан Цифровой информационно-измерительный комплекс (ЦИИК) в соответствии с требованиями стандарта IEC 61850, включающий интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) уровня присоединения.

В качестве базового элемента полевого уровня в проекте «Цифровая подстанция» (ЦПС) применен высоковольтный оптический измерительный преобразователь тока и напряжения NXVCT-230 [1].

ЦИИК введен в опытную эксплуатацию в феврале 2013 г. и в настоящее время функционирует на ПС 110/10 кВ «Сосновая» в г. Снежинске Челябинской области, обеспечивая решение задач учета электроэнергии, измерения показателей качества электроэнергии, измерения параметров сети, регистрации аварийных событий.

Пуско-наладочные работы ЦИИК на подстанции выполнялись с использованием мобильного поверочного комплекса SysteLLogic УПН.11, обеспечивающего генерацию потоков тестовых данных согласно протоколу IEC 61850-9-2LE с частотой дискретизации 80 и 256 точек на период.

Поверочный комплекс SysteLLogic УПН.11 выполнен на базе промышленного компьютера с сенсорным экраном и обеспечивает три режима работы:

- генерация потоков симметричных сигналов тока и напряжения с одинаковой амплитудой по всем фазам;

- генерация потоков индивидуальных сигналов тока и напряжения по каждой фазе;
- воспроизведение потоков сигналов из csv-файла, в котором предварительно записаны мгновенные значения тока и напряжения.

Структурная схема ЦИИК (рис. 1) включает три уровня:

Полевой уровень, представленный высоковольтным оптическим измерительным преобразователем тока и напряжения NXVCT-230.

Уровень присоединения, представленный ИЭУ, обеспечивающими прием данных от преобразователя NXVCT-230 по протоколу IEC 61850-9-2LE: SysMLLogic PAC.11, SysMLLogic УИП.12, SysMLLogic ПКЭ.12.

Станционный уровень, представленный сервером ЦПС, сервером синхронизации времени и Автоматизированным рабочим местом (АРМ).

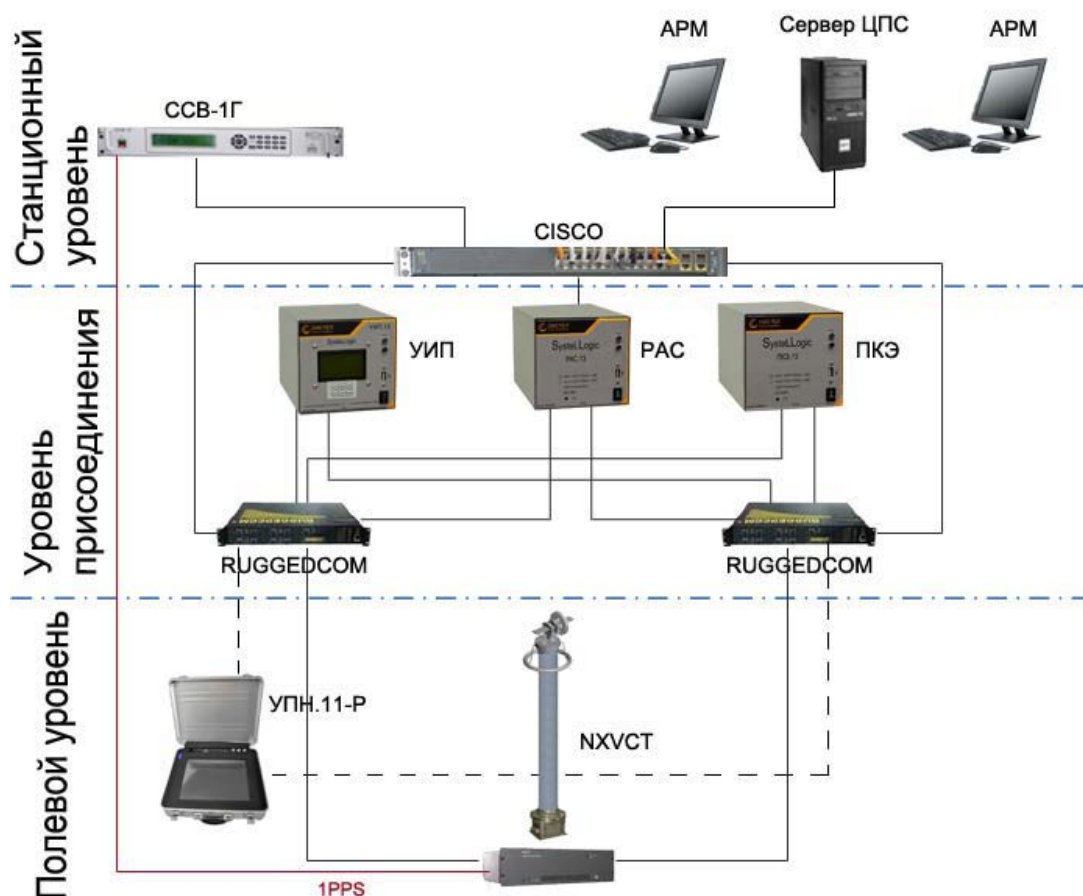


Рис. 1

Физическая реализация станционной шины и шины процесса выполнена на коммутаторах Ethernet.

Для синхронизации времени компонентов ЦИИК используется сервер точного времени ССВ-1Г, обеспечивающий формирование эталонных сигналов 1PPS и поддерживающий протоколы NTP и SNTP.

Преобразователь NXVCT-230 установлен в ОРУ-110 кВ (рис. 2) и используется как первичное средство измерения, альтернативное традиционным трансформаторам тока и напряжения. Вторичное измерительное оборудование и вычислительные средства размещены в шкафах, установленных в помещении ЗРУ 6 кВ (рис. 3).



Рис. 2

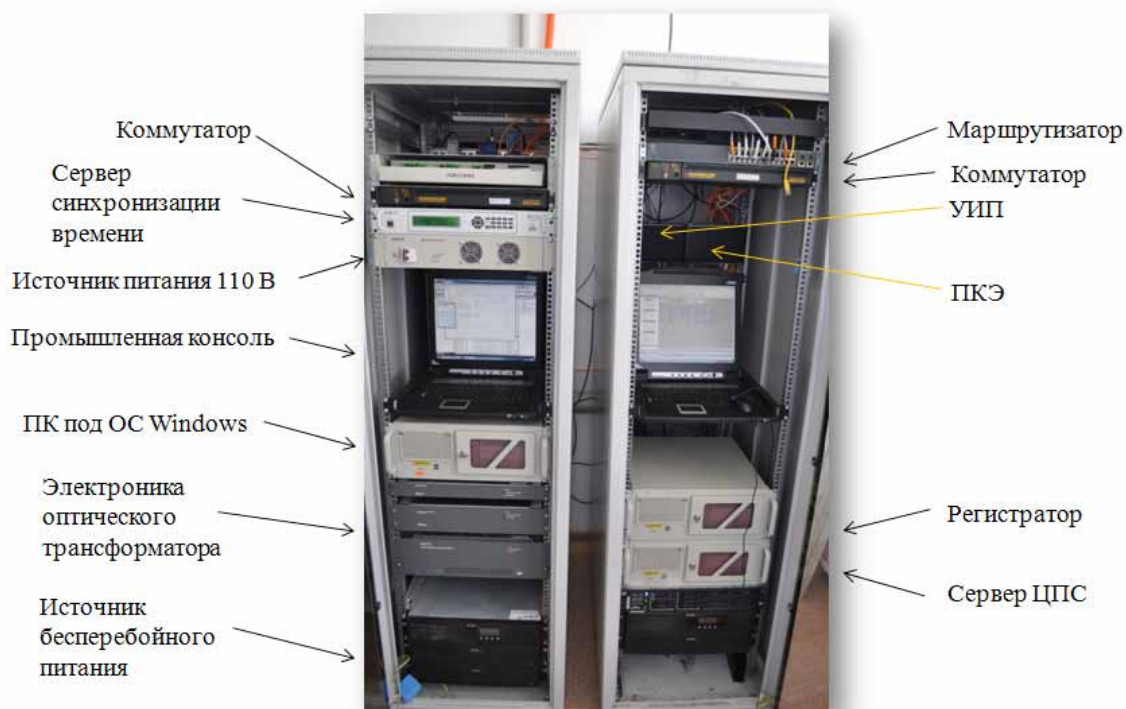


Рис. 3

Преобразователь NXVCT-230 измеряет мгновенные значения тока и напряжения по фазам А, В, С первичной сети и выдает их в виде потоков цифровых сигналов согласно протоколу IEC 61850-9-2LE (с частотой дискретизации 256 точек на период). Дополнительно NXVCT-230 предусматривает выдачу измерений в виде аналоговых сигналов.

В ЦИИК в качестве вторичного измерительного оборудования используются следующие интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ), принимающие поток данных от устройства полевого уровня NXVCT-230 и передающие результаты их обработки на стационарный уровень по протоколу IEC 61850-8-1 [2]:

1) **SystemLogic УИП.12** - для учета электроэнергии и мощности, измерения параметров электрической сети: напряжения, тока, частоты, коэффициента мощности и т.д.

Конфигурация устройства и отображения параметров обеспечивается человеко-машинным интерфейсом (рис. 4), предусматривающим несколько режимов представления данных:

- мультиметр: мгновенные значения измеряемых параметров сети;
- счетчик: суммарная энергия, принятая энергия, отданная энергия нарастающим итогом;
- профили: основные параметры учета электроэнергии на заданном интервале (1мин., 30 мин., на начало суток, на начало месяца).

ПАРАМЕТРЫ	А	В	С	АВС
Ток, А	0.999552	0.999552	0.999535	0.999546
Напряжение, В	119.995180	119.994879	119.994879	119.994973
Активная мощность, Вт	103.872355	-118.118882	112.708025	98.459498
Реактивная мощность, Вар	59.970518	20.827662	-41.021169	39.777011
Полная мощность, ВА	119.941357	119.941076	119.939088	359.821519
Совф	0.866026	-0.984808	0.939694	0.273634
Частота, Гц	50.000000	50.000000	50.000000	50.000000

ЛИНЕЙНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, В			УГОЛ СДВИГА ФАЗ, °		
АВ	ВС	СА	А	В	С
225.518949	169.698385	101.424388	330.000089	190.000055	19.999789

НЕЙТРАЛЬ	
Ток, А	Напряжение, В
0.000000	0.000000

Рис. 4

2) **SystemLogic ПКЭ.12** - для измерения показателей качества электроэнергии и их сопоставления с нормативными значениями (в со-

ответствии с ГОСТ Р 54149-2010). К основным показателям КЭ относятся: частота, фликер, провалы напряжения и перенапряжения, прерывания напряжения, несимметрия напряжения, гармоники и интергармоники тока и напряжения и т.п.

Устройством осуществляется архивация результатов измерений на основных интервалах времени: 10/12 периодов, 150/ 180 периодов, 10 минут и 2 часа.

Конфигурация устройства и представление результатов обеспечивается человеко-машинным интерфейсом (рис. 5), предусматривающим несколько режимов представления данных:

- базовые показатели качества электроэнергии;
- гармоники и интергармоники;
- фликер;
- профили (основные показатели качества электроэнергии на заданном интервале).



Рис. 5

3) **SystelLogic PAC.11** - для регистрации и хранения осциллограмм стационарных и переходных процессов, предшествующих и сопутствующих аварийным режимам в электрических сетях. Обеспечивается регистрация:

- переходных/аварийных процессов по заданному набору уставок (превышение установленных максимальных значений тока и напряжения);

- текущих значений тока и напряжения.

ИЭУ SysteLLogic PAC.11 обеспечивает одновременную регистрацию 4-х потоков мгновенных значений согласно IEC 61850-9-2LE, прием дискретных сигналов по протоколу IEC 61850-8-1 посредством GOOSE-сообщений.

Конфигурирование и визуализация данных, регистрируемых устройством, осуществляется с помощью человеко-машинного интерфейса (рис. 6).

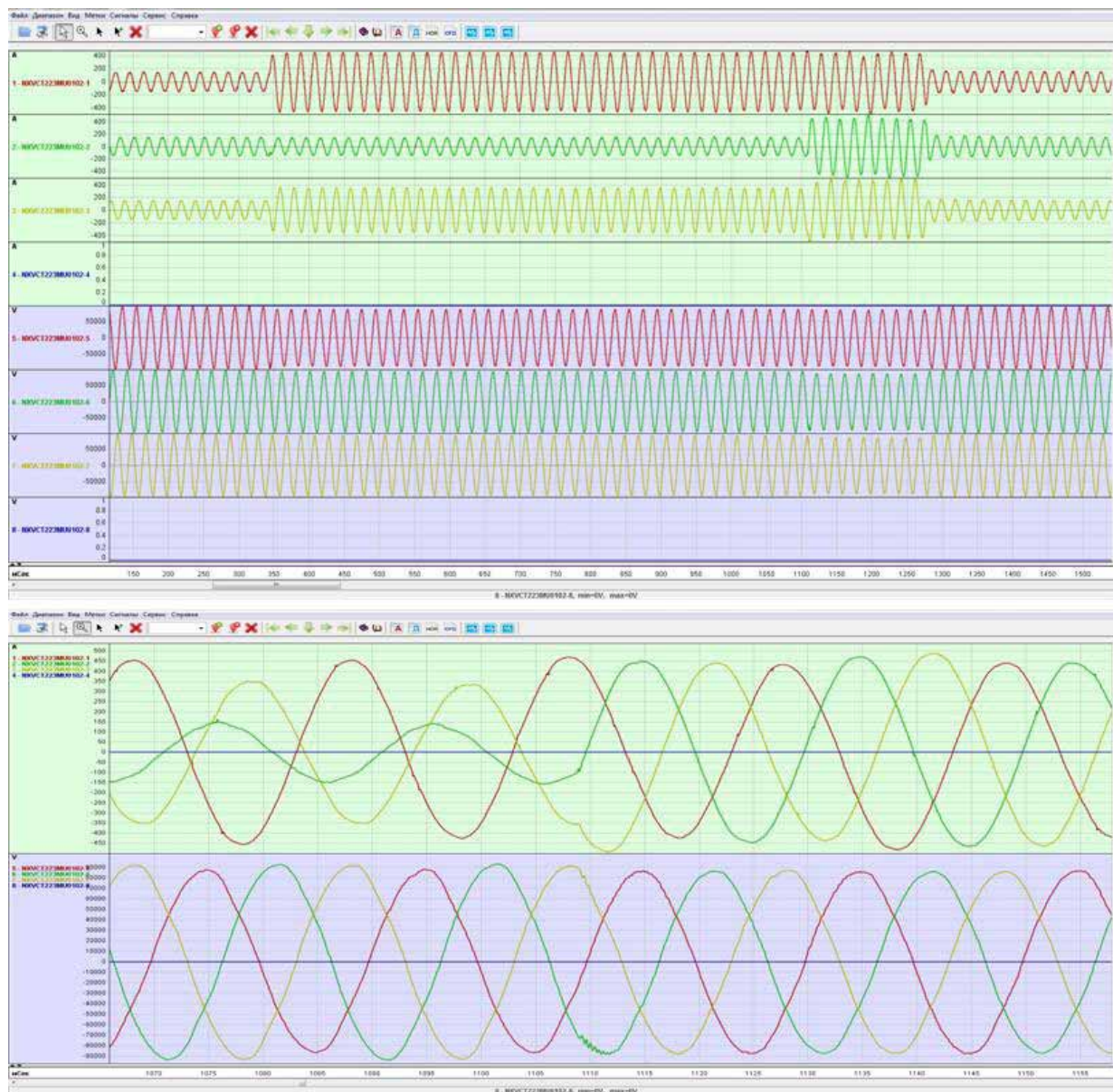


Рис. 6

Сервер ЦПС позволяет выполнять:

- информационный обмен с ИЭУ уровня присоединения по протоколу IEC 61850-8-1;
- ведение архивов текущих и аварийных событий;

- информационный обмен с устройствами, поддерживающими отличные от IEC 61850-8-1 протоколы;
- передачу данных на верхний уровень (ЦУС, РДУ и т.п.) по каналам связи с использованием протоколов МЭК 870-5-101/104;
- информационный обмен с АРМ станционного уровня;
- управление конфигурацией (в соответствии с IEC 61850-8-6).

Хранение оперативных данных в сервере ЦПС осуществляется с использованием объектной модели, соответствующей требованиям стандарта IEC 61850.

Сервер ЦПС, помимо поддержки протоколов стандарта IEC 61850 для сбора данных от ИЭУ поддерживает протокол IEC 870-5-104 для сбора данных от «традиционных» устройств, включенных в состав ЦИИК (устройство телемеханики МТК-30.КП, счетчики «Фотон» и «Протон-К»).

Сервер ЦПС обеспечивает хранение данных, получаемых от ИЭУ и перечисленных выше «традиционных» устройств, в том числе данных об аварийных срабатываниях релейных защит и связанных с ними осциллограмм.

Для взаимной интеграции «традиционных» и «цифровых» устройств и систем разработан преобразователь протоколов SysteLLogic ПП, выполняющий преобразование протокола IEC 61850-8-1 в протоколы IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, IEC 870-5-104 и наоборот. С помощью такого преобразователя можно «включать» ИЭУ в «традиционные» АСУ ТП, а также интегрировать функционирующие устройства телемеханики, терминалы РЗА и приборы учета в «Цифровую подстанцию».

Анализ метрологических характеристик

Для проведения сравнительного анализа метрологических характеристик измерительного канала на базе NXVCT-230 в ЦИИК используются один основной цифровой и два дополнительных аналоговых измерительных канала, реализованные с использованием:

- ИЭУ SysteLLogic УИП.12, сопряженного с цифровым выходом преобразователя NXVCT-230 и принимающего данные по протоколу МЭК 61850-9-2LE;
- счетчика электрической энергии «Протон-К» (класс точности 0.2S), подключенного к аналоговым выходам преобразователя NXVCT-230;
- счетчика электрической энергии «Фотон» (класс точности 0.2S), подключенного к вторичным цепям измерительных ТТ и ТН (класс точности 0,5S).

Таким образом, измерения параметров сети (ток, напряжение, частота, активная и реактивная мощности и т.д.) для ВЛ 110 кВ «Сосновая -

Снежинская», а также учет электроэнергии (активная и реактивная энергия за полчаса/час/сутки/месяц) проводились одновременно по трем измерительным каналам (рис.7).

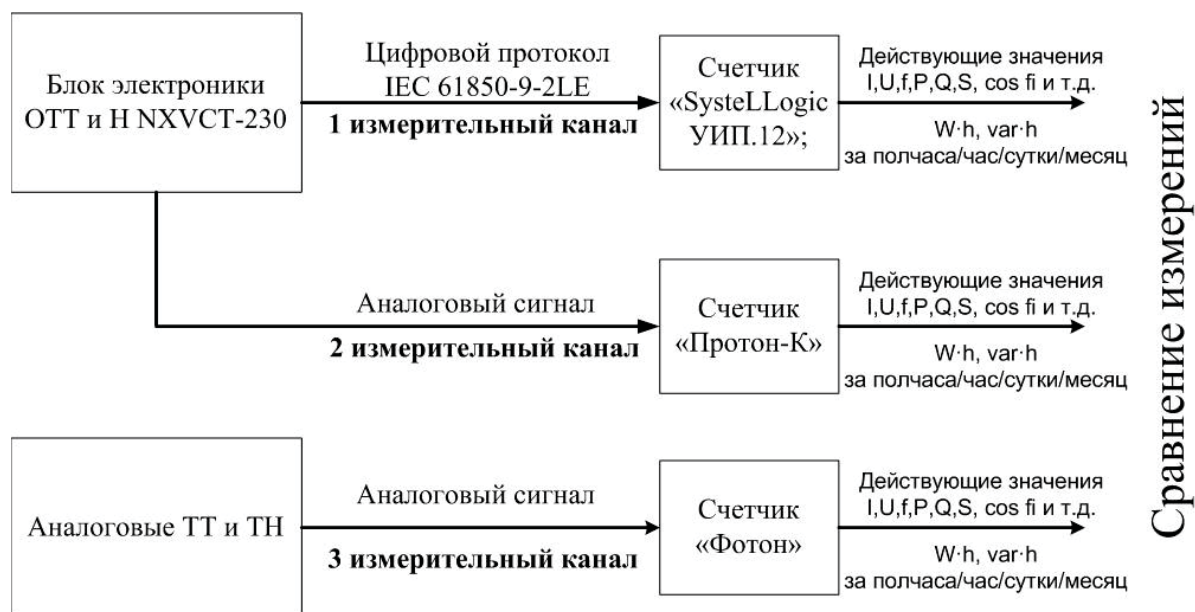


Рис. 7

Статистический анализ данных

На рис.8 представлены графики зависимости напряжения от времени по трем каналам за один зимний и один летний день, а на рис.9 - графики зависимости тока от времени по трем каналам (фазы А и В) за 3 и 4 августа 2013 г.

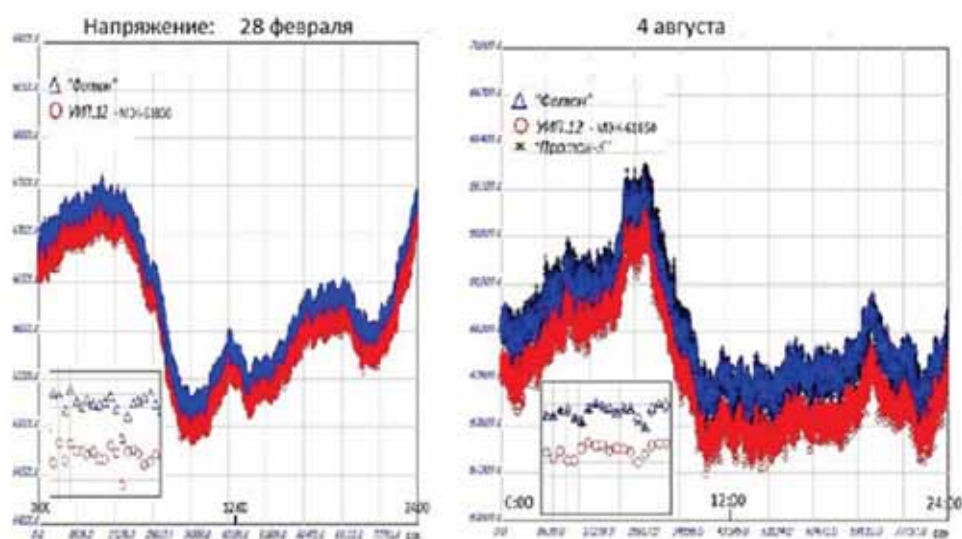


Рис. 8

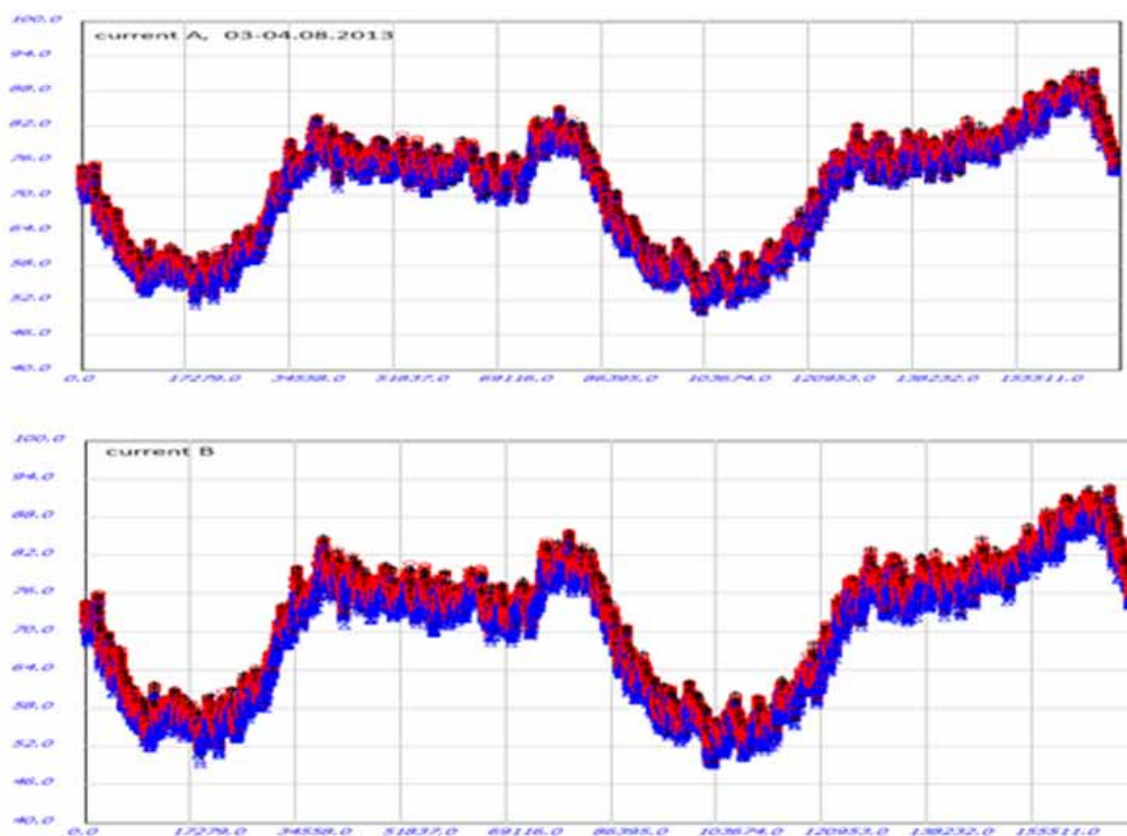


Рис. 9

Измерения параметров сети, проведенные по трем каналам, хорошо согласуются между собой с учетом класса точности приборов в широком динамическом диапазоне.

Отметим, что по данным счетчика «Протон-К» можно анализировать работу собственно высоковольтного оптического измерительного преобразователя тока и напряжения. Для сравнительного анализа метрологических характеристик измерительного канала на основе традиционных ТТ и ТН и измерительного канала на основе преобразователя NXVCT-230 использовались данные от счетчика «Фотон» и цифрового прибора SysteLLogic УИП.12 за несколько дней проведения измерений, при этом даты (дни) выбирались произвольно.

Измерения выполнялись с интервалом в 10 секунд (данная величина является настраиваемой, минимальное значение 1 секунда). В результате дневная выборка содержит

$$N = 8640 \quad (1)$$

действующих значений.

Первичными (измеряемыми) сигналами являются:

- действующие значения токов (по трем фазам);
- действующие значения напряжения (по трем фазам);

- частота (по трем фазам).

Остальные параметры (мощность, напряжение между фазами, $\cos \varphi$, ...) являются вычисляемыми.

Для сравнения использовались действующие значения параметров для каждой фазы (А, В, С): напряжение (U), ток (I), мощности: активная (P), реактивная (Q), полная (S), $\cos \varphi$ и частота (f).

Для сравнения вычислялся коэффициент соответствия синхронно измеряемых параметров счетчиком «Фотон» и прибором SysteLLogic УИП.

Например, для фазы А

$$r = \frac{V_{\Phi;A}}{V_{Y;A}} \quad (2)$$

где $V_{\Phi;A}$ и $V_{Y;A}$ - значения (напряжения, тока, ...) фазы А для счетчика «Фотон» и SysteLLogic УИП. Аналогичные соотношения используются и для сравнения других параметров.

Для определения статистической значимости использовались «интегральные» характеристики: среднее отношения по выборке (сутки) и среднее квадратичное отклонение:

$$R = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} r_k; \quad \sigma_R = \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} r_k^2 \right) - R^2} \quad (3)$$

Заметим, что среднее квадратичное отклонение является статистической погрешностью.

Абсолютная погрешность интегрального отношения определяется статистической и систематической погрешностями:

$$\Delta R = \sqrt{\sigma_R^2 + (\Delta r)^2}; \quad \Delta r = R \cdot \delta r \quad (4)$$

где величины относительных систематических погрешностей для коэффициента соответствия (δr).

Ниже представлены относительные систематические погрешности для коэффициентов соответствия измеренных параметров (Ф – «Фотон», У – SysteLLogic УИП).

Коэффициент соответствия	U_{Φ}/U_Y	I_{Φ}/I_Y	P_{Φ}/P_Y	S_{Φ}/S_Y	$\cos \varphi_{\Phi}/\cos \varphi_Y$	f_{Φ}/f_Y
δr (%)	0.574	0.735	0.608	0.608	0.860	0.10

На рис. 10 приведена зависимость коэффициента соответствия для различных параметров от времени (секунды с начала суток – 00:00). Характер поведения коэффициента соответствия для измерений, сделанных в различные дни, практически не меняется. Поэтому далее, как типовые, приведены графики коэффициента соответствия для измерений выполненных 4 августа.

Графики коэффициента соответствия, приведенные на рис. 10, относятся к фазе А, графики для фаз В и С имеют такой же вид. На рис. 11 показаны (для примера) графики коэффициентов соответствия тока и напряжения для всех трех фаз А, В, С.

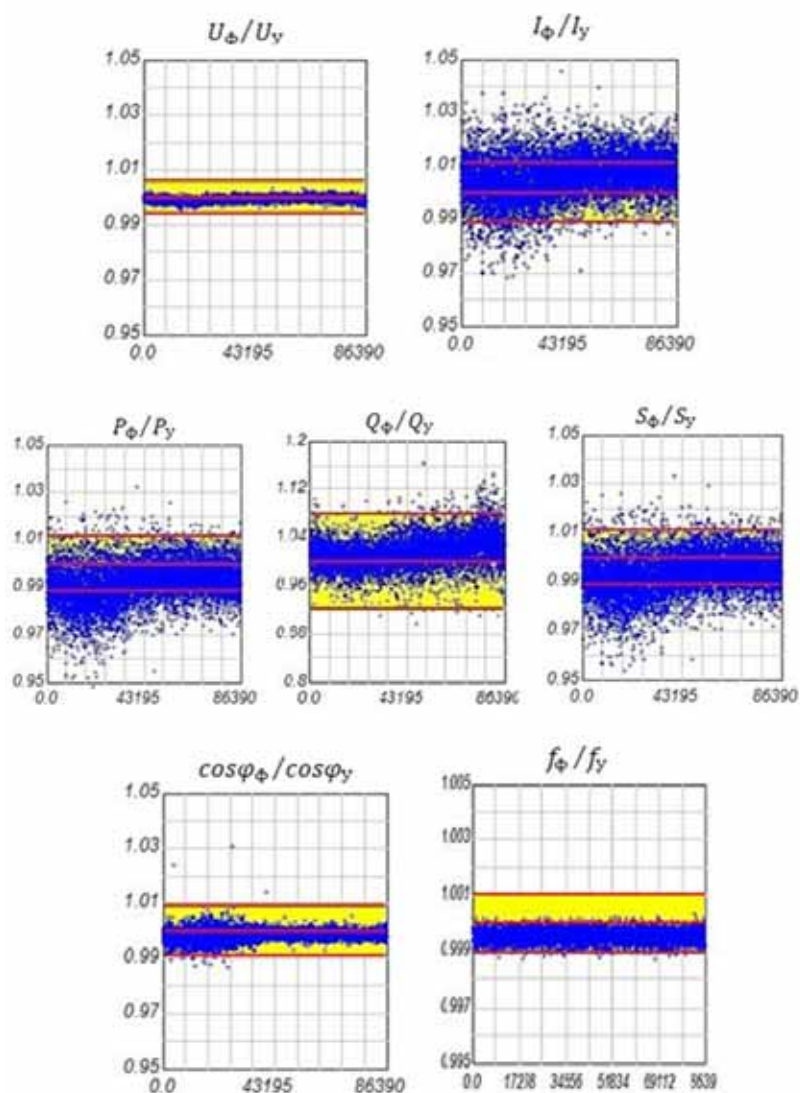


Рис. 10

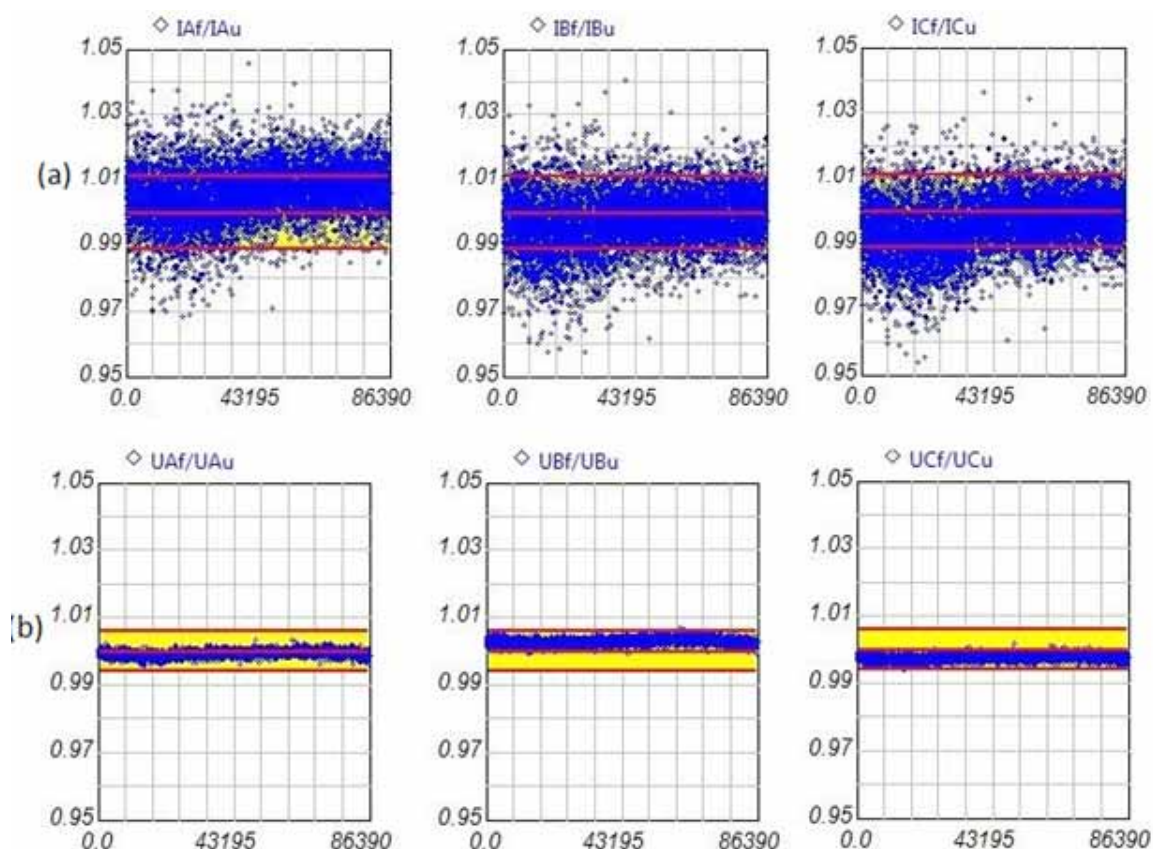


Рис. 11

Исходя из проведенного анализа экспериментальных данных, можно сделать вывод что коэффициенты соответствия различных параметров для фаз А, В, С на протяжении всего времени работы ЦИИК были стабильны и близки к единице.

Оценка статистической значимости

Для определения статистической значимости полученных результатов использовалась оценка методом χ^2

$$\chi_{exp}^2 = \chi^2(N) = \sum_{k=0}^{N-1} \frac{(R_0 - R_k)^2}{(\Delta R)^2} \quad (5)$$

где $R_0 = 1$ - ожидаемое значение, ΔR – погрешность, вычисляемая по формуле (4).

Для оценки статистической значимости использовался критерий Пирсона. А именно, гипотеза

$$R_k = R_0 = 1 \quad (6)$$

принимается с вероятностью β , если выполняется неравенство:

$$\chi_{exp}^2 \leq \chi_{\alpha;N}^2 \quad (7)$$

Теоретические значения критерия $\chi_{\alpha;N}^2$ при $N = 8640$ (что соответствует одному измерению параметра с интервалом в 10 с) для различных значений вероятностей β равны:

$$N = 8640; \chi_{\alpha;N}^2 = \begin{cases} 8336 \text{ при } \alpha = 0.999 = 99.9\% \\ 9050 \text{ при } \alpha = 0.01 = 1\% \end{cases}$$

Полученные значения коэффициента соответствия, статистические (ΔR_{stat}), систематические (ΔR_{syst}) и общие погрешности (ΔR) для измеренных величин приведены в нижеследующей таблице.

V	$R = V_\phi / V_y$	ΔR_{stat}	ΔR_{syst}	ΔR	$ 1 - R $	χ_{exp}^2
U_A	0.9994	0.00081	0.00574	0.00580	0.0006	259.9
U_B	1.0029	0.00085	0.00574	0.00581	0.00287	2283.4
I_A	1.0059	0.00809	0.00735	0.0109	0.00587	7053.1
I_B	0.9979	0.00843	0.00735	0.01118	0.00207	5285.1
P_A	1.00377	0.00867	0.00762	0.01154	0.00377	5711.3
P_B	1.00006	0.0089	0.00762	0.01178	0.00006	5046.5
Q_A	1.02778	0.0253	0.07637	0.08047	0.00278	1697.4
Q_B	1.01284	0.0258	0.0834	0.08732	0.00128	892.1
S_A	1.00526	0.00835	0.00762	0.01133	0.00526	6447.39
S_B	1.00079	0.00870	0.00762	0.01156	0.00079	4928.7
$\cos \varphi_A$	0.99852	0.00243	0.00860	0.00894	0.00148	606.8
$\cos \varphi_B$	0.99927	0.00202	0.00860	0.00884	0.00073	385.8
f_A	0.99955	0.00023	0.0010	0.00101	0.00045	2079.9
f_B	0.99955	0.00023	0.0010	0.00101	0.00045	2077.3

Из таблицы следует, что значения параметров сети, измеренные как традиционным способом, так и с помощью преобразователя NXVCT-230, совпадают с вероятностью не хуже 99.9%:

$$\chi_{exp}^2 < \chi_{0.999;8640}^2 \quad (8)$$

Результаты

Получен практический опыт реализации инновационных решений в части разработки ЦИИК для цифровой подстанции и его опытной эксплуатации на действующей подстанции в течение длительного времени, подтверждена стабильность функционирования комплекса.

Исследованы метрологические характеристики ЦИИК на большой статистической выборке, полученной в течение года непрерывной работы ЦИИК, в том числе в зимний и летний период. Показано что измерения основных параметров электрической сети, полученные с использованием преобразователя NXVCT-230 и традиционных измерительных средств, совпадают в пределах заявленных погрешностей.

Авторы выражают искреннюю благодарность сотрудникам ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забабахина» Ю.В. Румянцеву, А.В. Проскурину, В.В. Сергодееву, В.С. Краеву и С.Ю. Шепель, выполнивших большой объем организационных и экспериментальных работ.

Список литературы

1. «NXVCT. Преобразователь измерительный высоковольтный оптический напряжения и тока» - Руководство по установке, эксплуатации и техническому обслуживанию.
2. Рыкованов С.Н., Ухов В.И., Слабоспицкий С.Р., Ковцова И.О. Пилотный проект «Цифровая подстанция». // Журнал Релейщик. №1. 2014.

Сведения об авторах:

Рыкованов Сергей Николаевич,

ООО «Системы телемеханики», генеральный директор, к. т. н.

Ухов Владимир Иосифович,

ООО «Системы телемеханики», заместитель генерального директора, к. ф.-м. н.

Мандрик Андрей Владимирович,

ООО «Системы телемеханики», ведущий инженер, к. т. н.

Слабоспицкий Сергей Ростиславович,

ООО «Системы телемеханики», ведущий специалист, д. ф.-м. н.

Ковцова Ирина Олеговна,

ООО «Системы телемеханики», инженер

Цифровые подстанции. Наладка, тестирование и поверка оборудования

*Б. С. Зайцев,
ООО «НПП Динамика»*

Развитие мировой энергетики неразрывно связано с внедрением интеллектуальных сетей SmartGrid, как одним из наиболее перспективных направлений. Ключевым элементом таких сетей является использование специально разработанного для этого стандарта МЭК 61850, как современной технологии связи и обмена данными, обеспечивающего надежную работу энергосистемы. Подстанции, использующие данный стандарт называются цифровыми подстанциями (ЦПС). Понятно, что такие кардинальные изменения в столь консервативной области как энергетика не могут произойти быстро. Необходимо провести огромную работу по разработке, как самого стандарта, так и соответствующей документации, выполнить испытания, набраться опыта и получить неопровержимые доказательства в его надежности. Научно-производственное предприятие «Динамика» также работает в этом направлении и рассчитывает внести свой вклад в развитие новой технологии.

В настоящее время запущены опытные полигоны или пилотные проекты, где нетрадиционная система на базе стандарта МЭК 61850 работает в качестве вспомогательной параллельно с основной традиционной системой. При этом кроме GOOSE-сообщений уже применяется и передача SampledValues(SV) потока данных. Следовательно, существует определенная проблема тестирования всей системы сбора и обработки информации, особенно при пуско-наладочных работах и перед сдачей оборудования в эксплуатацию, поскольку необходимо проводить наладку каждого устройства по-отдельности, а затем собирать их в полноценную систему и демонстрировать ее работу.

В настоящем докладе предложен порядок и способы проведения этих работ с применением оборудования серии РЕТОМ.

Проверка вторичного оборудования

Во время наладки, когда терминалы и счетчики электроэнергии еще не работают и не подключены к информационной сети, можно достаточно просто проверить работоспособность и настройку устройств приема цифровой информации. С помощью прибора РЕТОМ-61850 на них можно воз-

действовать, подавая SV-поток, передавая и принимая GOOSE-сообщения, а затем оценивать реакцию прибора на данные воздействия (рисунки 1).

Такое тестирование необходимо выполнять для проверки и настройки терминала на прием необходимых для работы определенных потоков. Например, на подстанции количество измерительных трансформаторов напряжения (ТН) гораздо меньше, чем трансформаторов тока (ТТ). Для того, чтобы не прокладывать провода через все ОРУ от измерительных ТН ко всем ТТ, где стоят первичные преобразователи, можно объединить в общий поток информацию о напряжении и информацию о токе, включить ее в ближайший или отдельный поток. Терминал или счетчик необходимо подписать на прием двух потоков, при этом из одного берется только напряжение, а из другого – ток. Количество обрабатываемых потоков может быть разным. Обычно для терминалов – не менее четырех. То же касается и счетчиков.

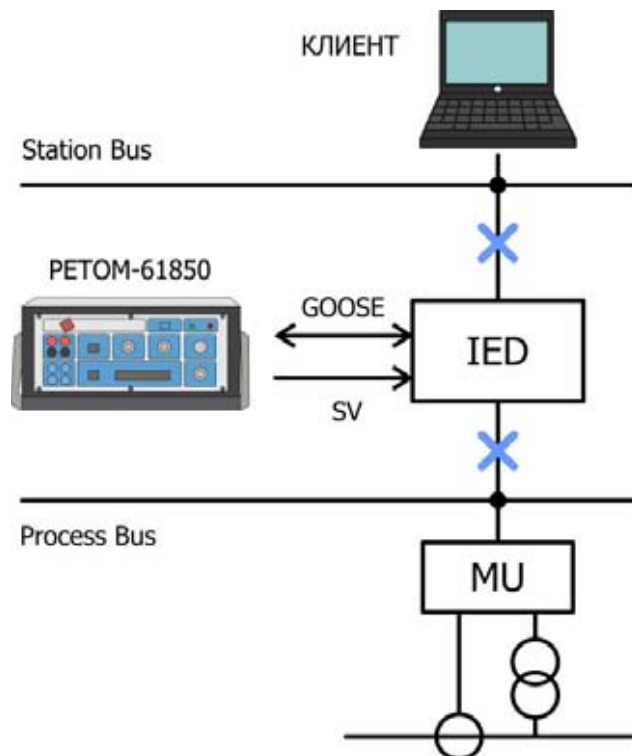


Рисунок 1 – Тестирование в традиционной конфигурации

Прибор РЕТОМ-61850 выдает и принимает как 80, так и 256 выборок за период, что также позволяет проверять работоспособность и настройку параметров счетчиков электроэнергии и измерителей качества электроэнергии.

С помощью устройства РЕТОМ-61850 можно также выполнять проверку счетчиков и измерителей, поскольку он выдает качественный SV-поток данных, позволяя оценивать точность цифровой обработки информации в проверяемом устройстве. Но все же это будет не совсем корректно, т.к.

поверять необходимо всю систему, включающую и полевые преобразователи (термин из концепции «Цифровая подстанция» или устройство сопряжения с шиной, или «mergingunit»), и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Только в этом случае можно оценить точность измерения внешнего сигнала.

Проверка первичного оборудования

При тестировании обычных трансформаторов, работающих на полевые преобразователи, сначала необходимо проверить сами преобразователи и трансформаторы, а затем их совместную работу.

Для преобразователей проводится сравнение выходного цифрового потока данных с данными аналогового входа. При этом для полноценного тестирования необходимо иметь возможность приема не только 80, но и 256 выборок за период по двум каналам – основному и резервному. Прибор РЕТОМ-61850 позволяет одновременно принимать четыре потока данных как 80, так и 256 выборками. Источниками аналогового сигнала могут служить устройства РЕТОМ-51 или РЕТОМ-61 (рисунок 2), которые совместно с прибором РЕТОМ-61850 работают как синхронизированный комплекс. Наличие регистратора позволяет оценивать время задержки формирования, прохождения каждого блока данных и судить о работоспособности оборудования. Главное в этом случае протестировать устройство сопряжения с шиной на правильность его настройки, проверить, что все выходные потоки имеются и подписаны соответствующим образом.



Рисунок 2– Проверка устройства сопряжения с шиной

При такой проверке устройство РЕТОМ-61(51) на вход преобразователя выдает аналоговые величины тока и напряжения, а РЕТОМ-61850 – регистрирует потоки SV. Для удобства анализа погрешности по амплитуде, фазе, искажений, оценки задержки преобразования следует отображать информацию о токе и напряжении в потоках SampledValues на осцил-

лограмме по реальным меткам времени, зафиксированных при приеме пакетов (рисунок 3). Для правильной оценки временных параметров обязательна синхронизация источника аналоговых сигналов и регистратора цифрового потока.

Наличие в приборе РЕТОМ-61850 входов и выходов дискретных сигналов и низковольтных аналоговых выходов делает прибор более универсальным и позволяет проводить множество процедур. Например, можно завести низковольтные выходы на усилители и получить источник SV потока и аналоговых токов и напряжений без привязки к единому изготовителю тестового оборудования. Либо принимаемый SV поток транслировать на низковольтные аналоговые выходы в виде постоянного уровня напряжения, соответствующего какому-либо параметру (действующее значение тока, напряжения или активной мощности) и измерять его обычным вольтметром и т.д. Специалисты НПП «Динамика» продолжают работать над аналоговыми входами прибора РЕТОМ-61850, и по завершении работ, мы получим полноценный преобразователь из аналогового сигнала в цифровой поток и наоборот.

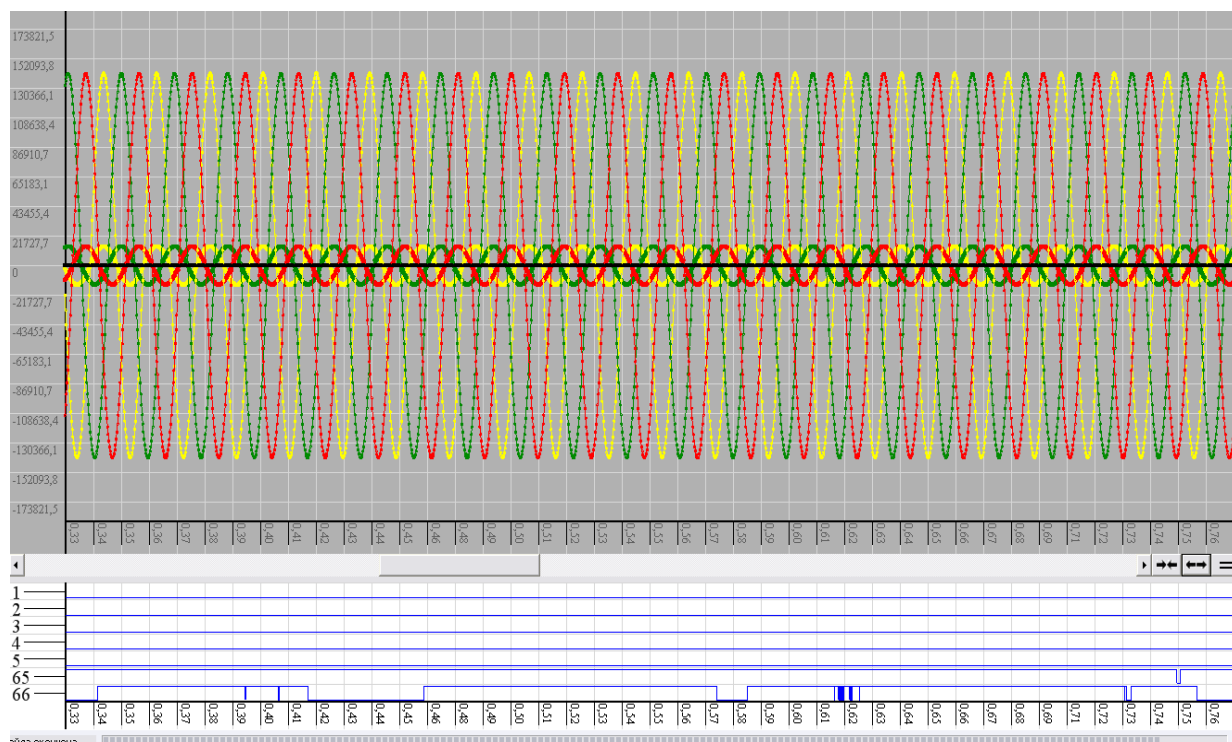


Рисунок 3 – Осциллограмма входного потока SampledValues и GOOSE-сообщений по реальным меткам времени

Несколько слов о проведении поверочных работ и точности, которая необходима для этих целей. В качестве примера рассмотрим совместную работу устройств РЕТОМ-61850 и РЕТОМ-61/51. Гарантированная относи-

тельная точность приборов РЕТОМ-61/51 составляет 0,4%, что недостаточно для проведения метрологической поверки полевого преобразователя. Однако, если учитывать, что основное назначение прибора – это диагностика устройств РЗА, то имеющаяся точность распространяется на широкие диапазоны выходных параметров: по току – от 10мА до 200А, на напряжению – от 10мВ до 400В, а также на широкие диапазоны нагрузок и выходной мощности. В данном случае условия работы будут конкретно известные: устройство преобразования имеет минимальное сопротивление по току и достаточно большое по напряжению, следовательно, от испытательного оборудования не требуется широкий диапазон выходных данных. В этих условиях РЕТОМ-61/51 показывают более высокую относительную точность, на уровне 0,08-0,1%. Однако для того чтобы применять их в качестве калибровочных устройств, необходимо выполнить их отдельную калибровку и сохранить данные в виде отдельного файла. Такая возможность существует. Для официального разрешения на подобный род деятельности требуется метрологическая сертификация устройств РЕТОМ-61/51. Но поскольку на данный момент такие приборы почти не востребованы, рассматриваемые устройства данную сертификацию не проходили. В случае, если со стороны потребителей все же появится интерес в подобных поверочных устройствах, наше предприятие готово предоставить прибор, специально предназначенный для этих целей, работающий с необходимой высокой точностью.

Проверка измерительных трансформаторов

Измерительные трансформаторы необходимо проверять классическими методами, и здесь ничего нового не предлагается. Далее требуется проводить комплексную проверку совместной работы измерительных трансформаторов с первичным преобразователем. Для этого достаточно подавать любое значение внешнего сигнала, сравнивать его с цифровым значением и проверять соответствие подписей в SV-потоке. По сути это практически тоже, что проверять новые цифровые и оптические трансформаторы тока и напряжения, которые получают всё большее распространение, поскольку обладают лучшими характеристиками. Они сразу преобразуют информацию о первичных величинах в цифровой код, поэтому проверять данные измерители традиционными методами бессмысленно. Необходимо выполнять только их комплексную проверку.

Все эти действия достаточны для проведения наладки первичного оборудования.

Для оценки же метрологических характеристик необходимо выполнять полноценное сравнение первичных аналоговых величин с циф-

ровыми данными на выходе. В этом случае можно также оценить передаточную характеристику, фазовые сдвиги, искажения, шумы и т.д. К сожалению, в настоящее время наше предприятие не может предложить системы измерения большого тока и напряжения, обеспечивающих высокий уровень точности для проведения подобного типа работ. Выпускаемые НПП «Динамика» устройства, предназначенные для выполнения основных видов проверок первичного оборудования, имеют класс точности 0,5-1. Для проведения большинства видов работ наше предприятие предлагает использовать комплекс РЕТОМ-21, который с помощью блока РЕТ-3000 выдает ток до 3500А, а с помощью РЕТ-ВАХ-2000 – напряжение до 2 000В (рисунок 4). Он обладает достаточной мощностью для прогрузки любых ТТ и ТН. В случае необходимости выдачи более высокого уровня мощности применяется комплекс РЕТОМ-30кА, который позволяет выдавать ток на ТТ до 15кА (два блока последовательно) либо до 30кА (два блока параллельно) в зависимости от способа включения выходных обмоток. Для повышения выходного напряжения до 6000В применяется прибор РЕТОМ-6000. Также ведутся работы по разработке устройства для выдачи еще больших значений напряжения.

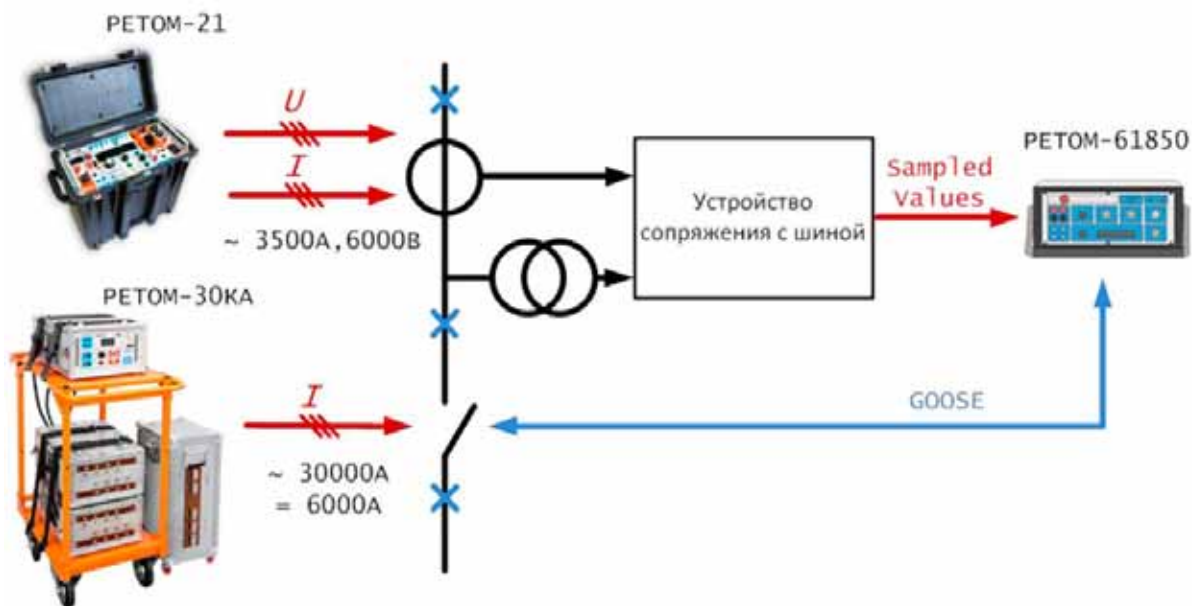


Рисунок 4 – Проверка первичного оборудования

Проверка выключателя

Современные полевые преобразователи обладают функцией сбора дискретных сигналов от выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и т.д., передачи их в виде GOOSE-сообщений, а также управле-

ния данными устройствами путем приема GOOSE-сообщений от устройств РЗА. Для полноценной проверки полевых устройств или «merging unit» необходимо оценить время, затрачиваемое ими на управление выключателем. Для этого на полевое устройство подается GOOSE-сообщение об отключении выключателя, а дискретный сигнал состояния выключателя, например РПВ, подается на дискретный вход прибора РЕТОМ-61850. Встроенный в прибор секундомер измеряет время между подачей сигнала на отключение и реальным отключением выключателя. Чтобы оценить время, необходимо полевому устройству для принятия решения, можно подключить его дискретный выход на другой дискретный вход нашего прибора.

Таким же образом можно измерить время преобразования дискретных сигналов в GOOSE-сообщение. С дискретного выхода прибора РЕТОМ-61850 подается сигнал на вход полевого преобразователя и запускается секундомер. Останов секундомера производится GOOSE-сообщением, в котором указано, что поступил соответствующий дискретный сигнал.

Проверка сети

Одной из важнейших характеристик системы РЗА является её быстродействие. При организации цифровой подстанции к общему времени работы определенной защиты добавляется также время передачи GOOSE-сообщения от полевого преобразователя до терминала и от терминала до управления выключателем. Стандарт МЭК 61850 определяет максимальное время прохождения важной информации через сеть – не более 4мс. Следовательно, тестовое оборудование должно измерять этот параметр. Для этих целей можно использовать два прибора РЕТОМ-61850 (рисунок 5), которые подключаются в разных точки сети и обеспечивают обмен информации между собой, позволяя эмулировать различную загрузку канала связи и оценивать работу сети в целом.

Другой способ проверки быстродействия сети состоит в подключении прибора РЕТОМ-61850 вместо полевого устройства, подачи на терминал GOOSE-сигнала о срочном отключении выключателя и измерении времени полученного GOOSE-ответа. Для комплексной оценки времени целесообразно измерить его по обычным дискретным сигналам, загрузив канал связи на 30-50%.

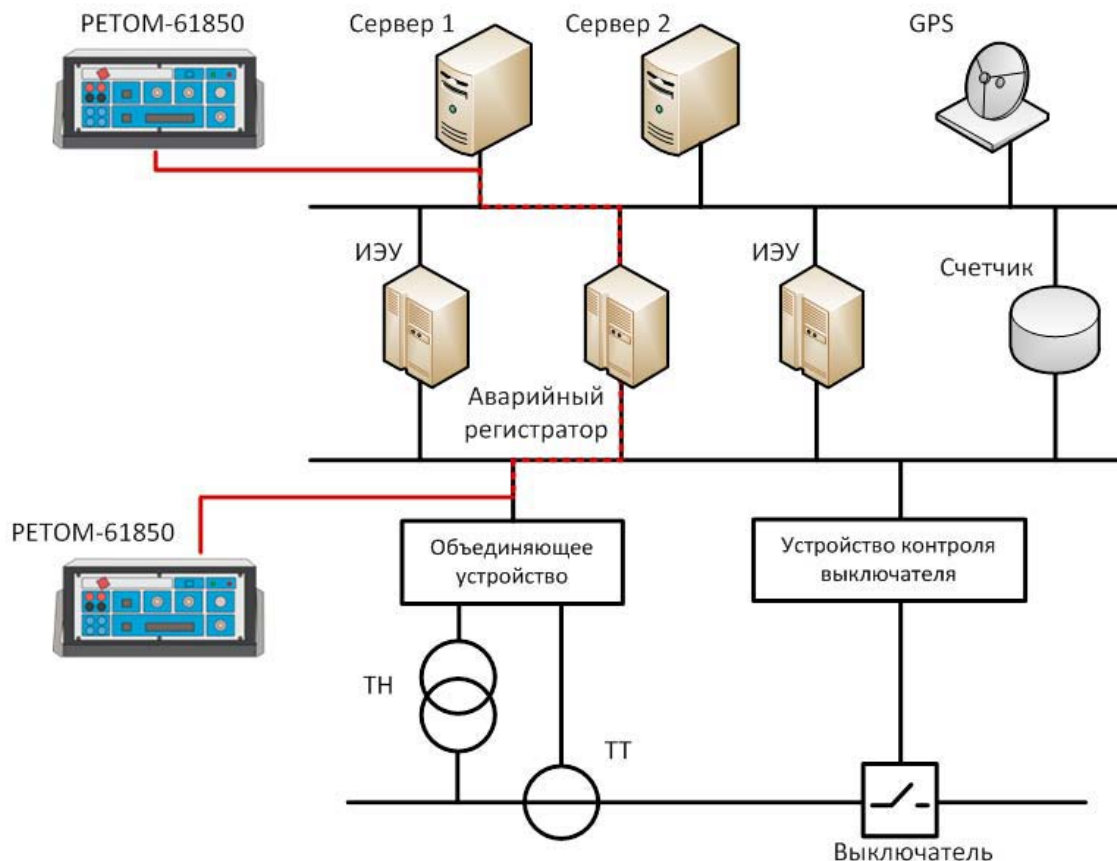


Рисунок 5— Проверка сети

Особенности комплексной проверки

Во время наладки часто возникает ситуация, когда часть оборудования уже находится в работе, и требуется, не нарушая его работу, выполнить тестирование другой части. При этом проверку необходимо выполнять, используя то же самое сетевое оборудование. Данная проверка обычно требуется на последнем этапе перед введением оборудования в работу. Однако здесь следует учитывать несколько особенностей, связанных с работой в условиях ЦПС. Во-первых, это контроль целостности взаимосвязи между устройствами, которые постоянно обмениваются между собой информацией, и разрывы между ними недопустимы. Во-вторых, общее информационное пространство, в котором одни и те же данные используют несколько устройств. Во время тестирования появляются рабочие сигналы, которые могут привести к ложному срабатыванию выключателей, находящихся в работе. После подключения полевого преобразователя к сети от него сразу становится доступной информация для всех устройств. В случае, если какое-либо оборудование подписано на эти данные, то во время проверки возможна его некорректная работа (рисунок 6).

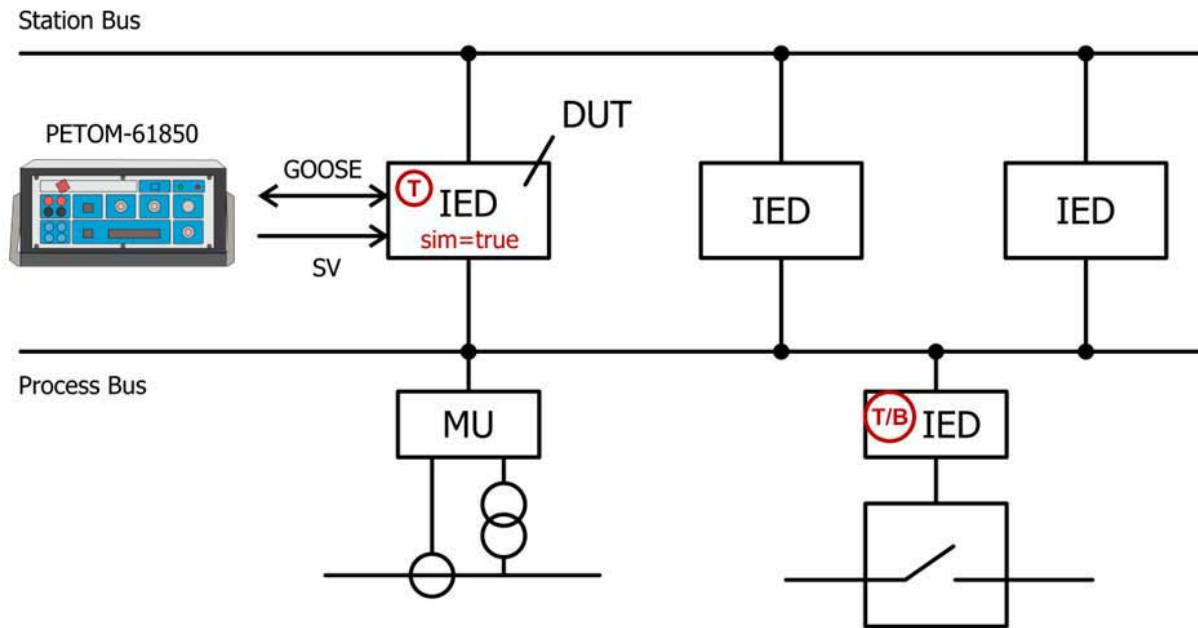


Рисунок 6 – Проверка в режиме ТЕСТ

В стандарте МЭК 61850 приведено описание работы оборудования в тестовом режиме и предусмотрена потенциальная возможность перевода в тестовый режим любой отдельной функции устройства. Стандарт предлагает отказаться от физического вывода из работы проверяемого устройства и перейти к его логической изоляции, т.е. проводить работу без отключения терминала от информационной сети. Во второй редакции стандарта для этого были добавлены новые возможности. Например, возможность использования объекта данных Behavior «Beh» соответственно его значениям «on», «test», «blocked», «test/blocked» и «off», что представляет удобство при наладке самого терминала, но неудобно при наладке схемы взаимодействия его с другими терминалами. Дело в том, что при включении этого режима, терминал фактически пропадает из системы и становится невидимым для других устройств (фактически это ситуация ничем не отличается от физического отключения устройства из работы). Следует реализовать тестовый режим таким образом, чтобы остальные устройства системы «видели» проверяемый терминал и работали с ним тестовыми сигналами. Это позволит в реальном режиме настраивать и проверять общую схему их работы. По данному вопросу пока не сформировалось единого ответа. Специалисты нашего предприятия совместно со специалистами ИЦ «Бреслер» составили предложения по улучшению стандарта с точки зрения тестирования, которые были направлены в исследовательский комитет B5 CIGRE.

Заключение

В стандарте МЭК 61850 отсутствует определенность по вопросам проведения наладки, поверки и тестирования устройств ЦПС. Необходимо работать в данном направлении, поскольку традиционные методы для этих целей неприменимы. В данном докладе большое внимание было уделено релейной защите, поскольку наше предприятие уже более двух десятилетий работает в этой области. Помимо этого, существуют счетчики и устройства контроля качества электроэнергии, которые, как нам кажется, мало чем отличаются от терминалов. В упрощенном режиме они используют подключение типа «точка-точка», когда требуется контроль времени прохождения информации. В остальном все тоже, что и с терминалами.

Основной целью данного доклада являлось рассмотрение способов проверки современных устройств, работающих по стандарту МЭК 61850. Все приведенные способы и методы иллюстрировались на примере использования оборудования серии РЕТОМ производства НПП «Динамика». Также можно применять оборудование других производителей.

Особое внимание было уделено устройству РЕТОМ-61850, которое специально разработано для тестирования оборудования, поддерживающего стандарт МЭК 61850. Оно имеет ряд преимуществ перед аналогами благодаря большому набору функций:

- прием и передача до 10 потоков SV с частотой выборок 80 и 256 за период,
- прием и передача до 128 GOOSE-сообщений и наличие дискретных входов и выходов,
- наличие низковольтных аналоговых выходов,
- возможность захвата трафика сети Ethernet и т.п.

Устройство РЕТОМ-61850 применяется практически во всех пилотных проектах по внедрению стандарта МЭК 61850, а также производителями соответствующей техники.

В заключении, отметим, поскольку в рамках нового стандарта необходимо учитывать интересы как служб РЗА, так и АСКУЭ, наше предприятие начало работу по повышению точности производимого оборудования и планирует и далее двигаться в данном направлении.

Сведения об авторе

Зайцев Борис Сергеевич,

ООО «НПП Динамика», зам. директора по инжинирингу

428015, г. Чебоксары, ул. Анисимова, 6

Тел.: (8352) 325-200

dynamics@chttps.ru

О межповерочном интервале измерительных трансформаторов

*Р. Ф. Раскулов,
ОАО «Свердловский завод
трансформаторов тока»*

С начала XXI века в России возобновилась периодическая поверка измерительных трансформаторов (ИТ) тока (ТТ) и напряжения (ТН).

В 2000 г. в на заседании НТК Госстандарта России в докладе сотрудников ВНИИМС была приведена информация о результатах проверок в Чехословацкой национальной и Словацкой региональной энергосистемах в период с 1975 по 1988 год, на измерительных ТН и ТТ, имеющих номинальные напряжения 110-400 кВ.

Так, в результате калибровок ИТ, проводившихся с помощью передвижной поверочной лаборатории в энергосистемах Словакии с октября 1986 г. по декабрь 1988 г., выявлено, что общее число ТН, погрешность которых не соответствует заявленному классу точности, может достигать 30 %, а по отдельным классам напряжений может быть значительно выше.

Сочтя эту информацию убедительной, комиссией Госстандарта было принято решение о возобновлении периодической поверки ИТ [1].

Несмотря на переписку между руководством РАО ЕЭС о приостановлении периодической поверки в связи с отсутствием фактических данных о выходе ИТ из класса точности в сетях РАО ЕЭС до получения объективных данных о ее необходимости, решение о проведении периодической поверки ИТ Госстандартом России было принято [2].

В решении комиссии было указание ВНИИМС установить межповерочный интервал (МПИ) 4 года для ИТ в описаниях типа которых не установлен МПИ [1].

В России, а затем и странах СНГ были созданы лаборатории, которые занялись периодической поверкой ИТ на местах эксплуатации на коммерческой основе.

В Европейских странах нет обязательных требований о периодической поверке ИТ, и в стандартах МЭК также нет требований о периодической поверке.

В Европе ИТ поверяют один раз при выпуске из производства, и далее за метрологические характеристики несет ответственность производитель оборудования.

За прошедшее время некоторые ИТ проходили периодическую поверку 2 раза, однако достоверной информации об изменении метрологических характеристик нет.

Поверка в эксплуатации нередко носит формальный характер (годен-негоден), результаты определения погрешностей, как правило, не

фиксируются, и определить старение по результатам периодических поверок невозможно.

П. 5 протокола заседания [1] гласил «Поручить ВНИИМС и УНИИМ проведение анализа результатов периодической поверки трансформаторов тока и напряжения, используемых для учета электроэнергии с целью установления технически обоснованных МПИ» [1].

Однако увеличение МПИ происходит только по инициативе производителей ИТ, а метрологические институты не заинтересованы в этом.

Ухудшение метрологических характеристик электромагнитных ИТ в течение длительной эксплуатации определяется двумя причинами:

1. Увеличение потерь в магнитопроводах;
2. Межвитковые замыкания в обмотках.

Увеличение потерь в магнитопроводах

Увеличение потерь в магнитопроводах вызывается следующими факторами:

1. Ослабление шихтовки магнитопроводов;
2. Внешние механические воздействия на магнитопровод;
3. Коррозия и нарушение межлистовой изоляции стальных листов магнитопровода при воздействии внешних климатических факторов;
4. Ухудшение магнитных свойств магнитопровода (старение);

В работе [3] приведены результаты исследований электротехнической стали на Верх-Исетском заводе, крупнейшем производителе электротехнической стали в СНГ.

По результатам исследований образцов стали из магнитопроводов силовых трансформаторов ТМ-400 проработавших более 30 лет, удельные потери возросли на 23-27 % [3].

Были сделаны выводы, что причиной старения электротехнической стали является повышение температуры в силовом трансформаторе в течение длительного времени, способствующее структурным изменениям в электротехнической стали и внешние воздействия на магнитопровод силового трансформатора, такие как температура и механические воздействия в различных режимах работы вибрация, электродинамические усилия при коротких замыканиях (КЗ) и при ремонтах трансформаторов [3].

В табл. 1 приведены отличия факторов, влияющих на старение стали в ИТ от силовых трансформаторов.

Таблица 1

Факторы, влияющие на старение стали

Параметр	Силовые трансформаторы	ТН	ТТ
Номинальная индукция, Тл	1,8	До 1,4	До 0,1
Нагрев магнитопровода от вихревых токов*	до 140 °С	До 100 °С	Нет
Вибрация магнитопровода при работе*	Имеется	Незначительная	Нет
Электродинамическое воздействие на магнитопровод от протекания токов КЗ	Передается на магнитопровод	Нет	Нет
Ослабление шихтовки магнитопровода**	Возможно	Возможно для ТН с шихтованными магнитопроводами	Нет

* Зависит от значения индукции

** Зависит от вибрации при работе

Исходя из табл. 1 видно, что воздействие факторов, влияющих на старение в ИТ намного меньше, чем в силовых трансформаторах и соответственно ухудшение метрологических свойств произойдет только через десятки лет.

Межвитковые замыкания

Наиболее опасным режимом, приводящим к межвитковому замыканию вторичной обмотки для ТТ, является размыкание вторичной обмотки.

При этом вторичная обмотка ТТ работает как повышающий трансформатор и на выводах вторичной обмотки индуцируются импульсы высокого напряжения, которые могут достигать нескольких десятков кВ.

Из-за высокой индукции происходит нагрев магнитопровода, что, как правило, приводит к пробое межвитковой изоляции.

Расчет напряжения на разомкнутой обмотке производится по следующей формуле [4]

$$E = E_{уд} \cdot W_2 \cdot S,$$

где E – напряжение на разомкнутой обмотке; $E_{уд}$ – удельная ЭДС на один виток вторичной обмотки, на 1 см² сечения магнитопровода, определяе-

мая экспериментально для определенного сорта стали в зависимости от удельной напряженности поля; W_2 – число витков вторичной обмотки; S – сечение магнитопровода.

В таблице приведены результаты расчета напряжения на разомкнутой обмотке ТТ ТОЛ 35.

Таблица

Расчетное напряжение на разомкнутой обмотке ТТ ТОЛ 35

Конструктивное исполнение трансформатора	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	$I \cdot W_0$, А/см	S , см ²	$E_{уд}$, В/виток·см ²	W_2	E , В
ТОЛ 35 III-II	15, 30, 75, 150, 300, 400, 600	5	18,8	22,8	0,72	240	3830
	20, 40, 50, 100, 200, 1000		15,6	22,8	0,67	200	3055
	800		24,6	16,6	0,85	320	4515
	1500		23,1	16,6	0,81	300	4034
	2000		31,25	13,3	0,91	400	4841
ТОЛ 35 III-III	500, 1000	5	15,6	30,4	0,67	200	4073
	2000		30,8	18,5	0,90	400	6660
	3000		46,9	14,25	1,05	600	8978
	1000	1	15,6	30,4	0,67	1000	20368
	2000		30,8	18,5	0,90	2000	33300
	3000		46,9	14,25	1,05	3000	44888

Из таблицы видно, что напряжение на разомкнутой обмотке может превышать 44 кВ, что намного превышает допускаемое для межвитковой изоляции.

Согласно ГОСТ 7746-2001 межвитковая изоляция ТТ должна выдерживать без пробоя или повреждения в течение 1 мин индуктируемое в них напряжение при протекании по первичной обмотке тока, значение которого должно быть номинальным, если амплитуда напряжения между выводами разомкнутой вторичной обмотки не превышает 4,5 кВ или меньше номинального; при этом амплитуда напряжения между выводами разомкнутой вторичной обмотки должна быть 4,5 кВ.

Размыкание вторичной обмотки практически неизбежно приводит к пробое межвитковой изоляции вторичной обмотки и резкому увеличению погрешностей ТТ.

Однако при этом ТТ может сохранять свою работоспособность, а данный вид повреждения в эксплуатации можно проверить измерением тока намагничивания и коэффициента трансформации.

Межвитковое замыкание в первичной обмотке ТТ возможно при протекании тока КЗ и при воздействии грозовых импульсов напряжения для ТТ с большим количеством витков первичной обмотки.

Это можно выявить при измерении коэффициента трансформации ТТ.

Для ТН из-за большого количества витков и слоев обмоток витковое замыкание более вероятно, чем для ТТ, но при этом ТН полностью выходит из строя.

Изменение магнитных характеристик и межвитковые замыкания в обмотках ИТ возможно определить при проведении планового обслуживания ИТ в энергоустановках без проведения поверки.

Результаты периодической поверки ИТ

В статье [5] приведены результаты поверки ФБУ «Пензенский ЦСМ».

Из 19081 поверенных ИТ непригодными признаны 330 шт., что составило менее 1,7 %.

Из статьи неясно насколько изменились метрологические характеристики после предыдущей поверки, проходили ли забракованные ИТ периодическую поверку ранее или периодическая поверка проводилась первый раз.

Если приведены данные о периодической поверке первый раз после выпуска из производства, то логично сделать вывод о том, что для многих ИТ можно увеличить МПИ до десятков лет.

Но по некоторым типам ТТ со сроками эксплуатации 40 – 50 и более лет, процент отбраковки составил более 20 %, а по ТПЛМ 10 составил 61,3 %.

Из 1478 поверенных ТН 6-35 кВ забраковано 96 шт., что составило 6,5 %, причем основную долю составили ЗНОМ 35 и НТМИ со сроками эксплуатации 50 – 60 лет, а все ТН с литой изоляцией поверку прошли успешно.

Из 208 шт. поверенных ЗНОМ 35 отбраковано 13 шт., из 575 НТМИ забраковано 57 шт.

Такой большой процент отбраковки объясняется следующими причинами:

- Конструктивно эти типы ТТ имеют магнитопровод, расположенный снаружи и с течением времени коррозия привела к ухудшению его магнитных свойств и соответственно к несоответствию класса точности.

- Более 40 лет назад оборудование не позволяло проводить поверку ТТ высоких классов точности.
- Из-за размыкания вторичной обмотки в эксплуатации ТТ имеют межвитковые замыкания обмотки.
- Имеющееся в те годы поверочное оборудование не позволяло поверять ТН класса 35 кВ с требуемой точностью.
- В то время не было незаземляемых лабораторных ТН и трехфазные ТН поверяли в однофазном режиме.
- По ГОСТ 1983-89 и 7746-89 допускалось проводить приемосдаточные испытания не сплошным контролем, а выборочно и поэтому не исключено, что ИТ выпущенные до 2001 г. и забракованные в нынешнее время по результатам периодической поверки первичную поверку не проходили.

Это подтверждается тем, что из 135 ТН ЗНОМ 35 более поздних годов выпуска забракован только один ТН.

Из 2621 поверенных ТТ 110 кВ и выше непригодными оказались 27 шт. изготовленных в 60-х гг. XX века, а для ТН 110 кВ и выше из 1186 непригодно 12 шт. (1%).

В статье [6] приводятся результаты периодической поверки ИТ концерна «Росэнергоатом», где по результатам поверки 1056 шт. ИТ было забраковано два ТН 1962 г. выпуска и один ТН 1983 г.

Этот факт объясняется тем, что у предприятий имеющих лицензию на поставку оборудования на атомные станции (АС) существуют программы обеспечения качества при изготовлении и разработке оборудования для АС.

В этих программах подробно оговаривается контроль всех стадий производства и разработки изделий для АС и требования к поставщикам комплектующих.

Кроме этого, оборудование для АС проходит приемку в присутствии представителя заказчика.

ИТ для поставок на АС имеют качество выше, чем общепром, причем полностью исключается возможность поставки неуправляемого оборудования.

Стоимость периодической поверки

В эксплуатации для проведения периодической поверки ИТ требуется проводить большой объем подготовительных работ, чтобы вывести ИТ из работы и подготовить их для поверки, что влечет финансовые затраты организации, где проводится поверка.

Сроки проведения планового техобслуживания ИТ не совпадают со сроками проведения периодической поверки и это приводит к дополнительным финансовым потерям эксплуатирующих организаций.

Кроме этого, стоимость периодической поверки достаточно высока и составляет в среднем две цены нового ИТ класса напряжения 0,66 -10 кВ.

Например, ТТ класса 0,66 кВ стоит от 250 руб., а поверка – от 600 и выше, ТТ класса 10 кВ стоит от 6000 руб., а поверка – от 12000 и выше.

На периодическую поверку 1056 ИТ концерном «Росэнергоатом» было потрачено 33,5 млн. руб. [6].

Все это приводит к тому, что дешевле заменить ИТ класса 0,66- 10 кВ, на новый, чем заниматься поверкой старого.

Периодичность поверки

Согласно [7] МПИ устанавливают в календарном времени для СИ, изменение МХ которых обусловлено старением (т.е. не зависит от интенсивности эксплуатации СИ) и в значениях наработки для СИ, изменение МХ которых является следствием износа элементов СИ (зависящего от интенсивности эксплуатации).

Старение для ИТ составляет десятки лет и объективных причин для МПИ 4 года не существует.

Например, для ТТ с литой изоляцией типа ТОЛ 10-1 время наработки до отказа составляет $40 \cdot 10^5$ ч.

Согласно методики [7], продолжительность метрологической исправности t_1 при загрузке ТТ 24 ч составит

$$t_1 = 4 \cdot 10^6 / 24 \cdot 365 = 456,6 \text{ г.}$$

Приняв $\sigma_0 = 0,56\Delta$, $\Delta\sigma = \Delta$ и все вероятности P , $P(t)$ и $P_{\text{м.н.}}$ равными 0,90, то $\lambda_p = \lambda_{p(t)}$.

Проведя расчеты по методике [7] получим при симметричном распределении погрешности интервал между поверками 42 г., при линейном распределении погрешности 36 лет.

Однако в свидетельстве об утверждении типа СИ приведен интервал 8 лет.

Для электронных счетчиков некоторых типов устанавливается МПИ до 16 лет,

В токовой цепи счетчиков, как правило, применяются бескорпусные ТТ.

Таким образом получается парадокс, что для ТТ, установленных в счетчики, МПИ равен 16 лет, а для отдельно применяемых ТТ 4 или 8 лет.

Более 20 лет назад на встроенные ТТ был установлен МПИ 20 лет, который был равен сроку ремонта выключателей и силовых трансформаторов.

Однако после введения периодической поверки ИТ в 2000 г., МПИ был уменьшен до 8 лет.

Степень влияния внешних факторов на метрологические характеристики ИТ зависит от конструкции ИТ и от качества изготовления.

Таблица 2

Степень влияния внешних факторов на погрешности ИТ

Конструкция ИТ	Степень защищенности обмоток от внешних факторов	Степень защищенности магнитопровода от климатических факторов	Степень защищенности магнитопровода от механических факторов	Возможность повреждения при ремонте
Полностью залитые	Полностью защищены	Полностью защищены	Полностью защищены	Нет
Масляные, элегазовые	Полностью защищены	Полностью защищены	Полностью защищены	Имеется
Литые ИТ с внешним магнитопроводом	Полностью защищены	Высокая	Низкая	Имеется
Пластмассовые корпуса	Высокая	Высокая	Высокая	Имеется
Картонные корпуса	Низкая	Низкая	Средняя	Имеется

По степени влияния срока эксплуатации на метрологические характеристики ИТ можно разделить на несколько групп:

1. ИТ с литой изоляцией образующей монолитный корпус, полностью герметизирующий магнитопровод и обмотки от воздействия влаги и механических воздействий – МПИ должен быть не менее срока службы;

2. Масляные, элегазовые ИТ, емкостные ТН и встроенные ТТ, в которых магнитопровод и обмотки защищены от воздействия влаги и механических воздействий, но не исключено повреждение магнитопровода и обмоток при ремонте или обслуживании оборудования, где работают ИТ – МПИ не менее половины срока службы;

3. ТТ без корпуса или в негерметичных пластмассовых или картонных корпусах, не предохраняющих магнитопровод и обмотки от воздействия влаги и в которых возможен доступ к магнитопроводу и обмоткам – МПИ 10 лет и более.

Как видно из табл. 2, наиболее защищенными от внешних воздействий являются ИТ с литой изоляцией.

Данный вид изоляции полностью предотвращает механические и климатические воздействия на материал магнитопровода, что гарантирует сохранение метрологических характеристик в течение всего срока службы ИТ.

На ОАО «СЗТТ» все литые ИТ выпускаются с витыми магнитопроводами, в конструкции которых ослабление шихтовки невозможно.

Это подтверждается результатами определения погрешностей литых ИТ [8].

Таблица 3

Погрешности ТТ после длительной эксплуатации

Тип ТТ / Номинальный первичный ток, А	№ ТТ год выпуска	Погрешности при первичном токе, % номинального				Класс точности 0,5
		5%	20%	100%	120%	
ТПЛ 10/200	<u>24366</u> 1960 г.	<u>-0,69</u> +32	<u>-0,36</u> +18	<u>-0,2</u> +8	<u>+0,22</u> +5	Соответствует
ТПЛ 10/30	<u>1701</u> 1988 г.	<u>-0,52</u> +27	<u>-0,2</u> +14	<u>+0,1</u> +5	<u>+0,32</u> +3	Соответствует
ТПЛ 10/400	<u>5636</u> 1962 г.	<u>-0,8</u> +18	<u>-0,41</u> +8	<u>-0,04</u> +1	<u>+0,17</u> ±0	Соответствует
ТПЛ 10/400	<u>26948</u> 1961 г.	<u>-1,05</u> +17	<u>-0,4</u> +6	<u>+0,02</u> ±0	<u>+0,22</u> -1	Соответствует
ТПЛ 10/400	<u>18409</u> 1965 г.	<u>-0,69</u> +26	<u>-0,29</u> +9	<u>+0,08</u> +1	<u>+0,24</u> -1	Соответствует
ТПЛ 10/400	<u>19400</u> 1965 г.	<u>-1,03</u> +33	<u>-0,45</u> +11	<u>-0,01</u> +1	<u>+0,18</u> -1	Соответствует
ТПЛ 10/30	<u>1762</u> 1982 г.	<u>-0,96</u> +65	<u>-0,45</u> +30	<u>+0,16</u> +5	<u>+0,35</u> +4	Соответствует
ТПОЛ 10/1000	<u>11011</u> 1964 г.	<u>-0,38</u> +15	<u>-0,26</u> +7	<u>-0,17</u> +3	<u>-0,11</u> +3	Соответствует
ТПОЛ 10/1000	<u>1459</u> 1964 г.	<u>-0,44</u> +15	<u>-0,31</u> +8	<u>-0,22</u> +3	<u>-0,11</u> +3	Соответствует

Примечание - в числителе токовая погрешность, %, в знаменателе угловая погрешность, мин.

Таблица 4

Погрешности ТН после длительной эксплуатации

Тип ТН	Номер год выпуска	Погрешность	<u>напряжения, %</u> угловая, мин	Класс точности 0,5
		При номиналь- ном напря- жении и 25 % номинальной мощности	При 120 % номинального напряжения и номинальной мощности	
ЗНОЛ.06-6	<u>1518</u> 1979 г.	+ <u>0,33</u> +5	- <u>0,35</u> +11	Соответствует
ЗНОЛ.06-6	<u>1690</u> 1979 г.	+ <u>0,41</u> +7	- <u>0,29</u> +13	Соответствует
ЗНОЛ.06-6	<u>2791</u> 1979 г.	+ <u>0,37</u> +4	- <u>0,3</u> +17	Соответствует
ЗНОЛ.06-10	<u>4944</u> 1981 г.	+ <u>0,32</u> +8	- <u>0,3</u> +17	Соответствует
ЗНОЛ.06-10	<u>6885</u> 1981 г.	+ <u>0,38</u> +6	- <u>0,23</u> +15	Соответствует
ЗНОЛ.06-10	<u>7767</u> 1981 г.	+ <u>0,35</u> +5	- <u>0,37</u> +12	Соответствует
ЗНОЛ.06-24	<u>2972</u> 1978 г.	+ <u>0,25</u> +4	- <u>0,24</u> +10	Соответствует
ЗНОЛ.06-24	<u>2975</u> 1978 г.	+ <u>0,27</u> +6	- <u>0,23</u> +12	Соответствует
ЗНОЛ.06-24	<u>4180</u> 1978 г.	+ <u>0,22</u> +3	- <u>0,31</u> +12	Соответствует
НОЛ.08-10	<u>715</u> 1983 г.	+ <u>0,19</u> +3	- <u>0,23</u> +8	Соответствует
НОЛ.08-10	<u>718</u> 1983 г.	+ <u>0,25</u> +5	- <u>0,2</u> +11	Соответствует

Выводы

1. Исходя из результатов периодической поверки, ухудшение метрологических характеристик ИТ в процессе эксплуатации происходит в течение десятков лет и МПИ 4 года необоснованно мал.

2. Продолжительность эксплуатации ИТ с литой изоляцией не оказывает влияния на их метрологические характеристики.

3. Для ИТ, изготавливаемых предприятиями имеющими лицензию на поставки для АС допустимо МПИ не устанавливать.

4. МПИ должны быть согласованы со сроками плановых ремонтов ИТ.

Список литературы

1. Выписка из протокола №3 Заседания научно-технической комиссии по метрологии и измерительной технике Госстандарта России. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС.– 2002. – С. 116-117.
2. О необходимости поверки измерительных трансформаторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС.– 2002. – С. 118-119.
3. Цицорин А.Н. О физических процессах изменения магнитных свойств электротехнической стали и росте потерь холостого хода силовых трансформаторов в процессе их эксплуатации. Электротехника, № 3, 2011.– С.52-57.
4. Бачурин Н. И. Трансформаторы тока. – Л.: Энергия, 1964.
5. А.А. Данилов, В.С.Жалдыбин. Некоторые аспекты достоверности оценок пригодности к применению измерительных трансформаторов, находящихся в эксплуатации. «Главный метролог» №5 (68), 2012.-с.9-14.
6. И.А. Кириллов, В.А. Травников. Краткий обзор результатов кампании по поверке измерительных трансформаторов АИИС КУЭ АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» и основные вопросы ее энергоэффективности / Метрология – Измерения – Учет и оценка качества электрической энергии.: Материалы 3-й научно-технической конференции. - С. Петербург.– 2010.– С. 77-82.
7. РМГ 74-2004. Рекомендации по межгосударственной стандартизации. ГСИ. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений.
8. Раскулов Р.Ф., Эткинд Л.Л, О метрологической стабильности и межповерочном интервале трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией/ VI симпозиум «Электротехника 2010 ».: Сборник докладов.– Московская область.– 2001.– Том I.– С.254–256.

Сведения об авторе

Раскулов Р. Ф.,

ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», главный метролог
620043, Россия, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, 25

Тел.: (343) 232 59 95

Факс: (343) 212-52-55

e-mail: cztt@cztt.ru

Средства и методы анализа потока мгновенных значений на соответствие стандарту IEC 61850-9.2LE

*В. В. Молчанов, В. И. Ухов, В. В. Маценко,
ООО «СИСТЕЛ»*

С каждым годом увеличивается интерес производителей и заказчиков к построению цифровых подстанций, стандарт IEC 61850 получает широкое распространение на объектах электроэнергетики по всему миру. Мировые и российские производители разрабатывают и выпускают новые устройства, работающие в соответствии с этим стандартом.

Производители подобных устройств, при сертификации своей продукции сегодня сталкиваются, по меньшей мере, с проблемами отсутствия нормативно технической документации, отсутствия эталонных средств измерений и приборов сравнения, что создает барьеры в процессе внедрения инновационных технологий в электроэнергетике.

В своей работе мы предлагаем обсудить средства и методы анализа потока мгновенных значений тока и напряжений в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2LE.

По протоколу IEC 61850-9-2LE передаются уже оцифрованные выборки мгновенных значений, поэтому анализ правильности этих данных представляет собой преимущественно программную задачу. Исключением является анализ времени прихода кадров относительно некоторого источника синхронизации времени.

Одним из возможных способов организации проверок потока IEC 61850-9-2LE является запись передаваемых по Ethernet кадров с меткой времени получения на постоянный носитель, с последующим детальным анализом записанных данных. При таком подходе программные продукты (в виде алгоритмов, библиотек, пакетов программ) должны предоставить средства записи требуемых данных, средства анализа, и средства отображения результатов. Структурная схема анализа потока представлена на рис. 1.

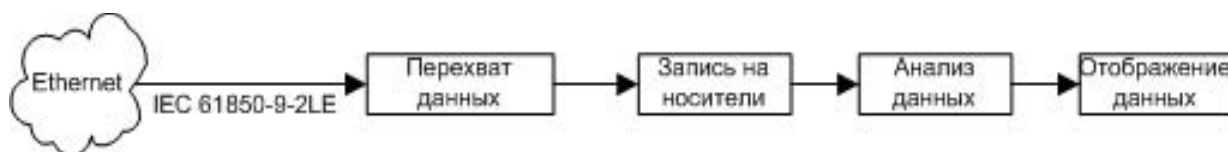


Рис.1. Общая схема анализа потока

В записанных данных должен присутствовать исходный Ethernet-кадр, а также время его прихода. Запись данных может быть совмещена

с фильтрацией по таким параметрам, как APID, svID. Для записи предпочтительно использовать существующие общепринятые форматы, например, PCAP.

Анализ данных можно подразделить на несколько типов.

Во-первых, это проверка корректности структуры отдельных кадров.

Во-вторых, статистические показатели корректности потока IEC 61850-9-2LE такие, как число пропущенных кадров на заданном промежутке времени, число дублированных кадров, нарушения последовательности номеров.

В-третьих, характеристики времени получения кадров относительно номинального времени измерения (среднее, минимальное и максимальное значения задержки, среднеквадратичное отклонение).

В-четвертых, соответствие собственно выборок мгновенных значений (в которые входят и признаки достоверности) исходному физическому сигналу в случае устройства-измерителя (УСШ, трансформатора с цифровым выходом), либо желаемым характеристикам сигнала в случае устройства-генератора (УПН, цифрового калибратора).

Проверка правильности выборок мгновенных значений от измерительного устройства может производиться через определение таких параметров сигнала, как действующее значение, частота, фаза, коэффициенты разложения по гармоническим составляющим, с последующим сравнением со значением исходного физического сигнала.

Проверка правильности выборок мгновенных значений от цифрового генератора может производиться путем сравнения с мгновенными значениями, вычисленными независимым образом. Разумеется, это предполагает полное документирование алгоритмов генерации.

Абсолютным минимумом является запись результатов анализа данных в текстовой файл с простой регулярной структурой, который был бы пригоден как для чтения человеком, так и для автоматического разбора. Более продвинутые средства могут предоставлять, например, графический интерфейс, автоматическую генерацию отчетов.

Предлагаем рассмотреть схему одного из вариантов тестирования корректности реализации протокола IEC 61850-9-2LE.

Тестирование потока проводим методом «черного ящика», т. е. без исследования исходных кодов, с использованием программного обеспечения, отвечающего наивысшим требованиям к его точностным и функциональным характеристикам, подтвержденным при его неоднократном тестировании и использовании.

Алгоритм тестирования предлагаем следующий:

- генерируем поток мгновенных значений тока и напряжений в устройстве;

- перехватываем поток, используя программу - анализатор трафика Wireshark, это приложение позволяет разобрать сетевой пакет, отображая значение каждого поля протокола;
 - анализируем перехваченные кадры на корректность реализации протокола IEC 61850-9-2LE;
 - используя эталонное ПО и перехваченные данные, с помощью известных формул, вычисляем значения:
 - действующих значений тока,
 - напряжения,
 - частоты,
 - фазовый сдвиг между сигналами;
 - сравниваем вычисленные данные с исходными.
- Схематично алгоритм показан на рис. 2.



Рис. 2. Алгоритм тестирования потока

Для справки следует отметить, что по протоколу IEC 61850-9-2LE кадр передачи данных имеет общий вид представленный на рис. 3.

Протокольный блок данных прикладного уровня APDU имеет 1 или 8, в зависимости от дискретизации, блоков данных прикладного уровня ASDU, формат которых представлен ниже на рис. 4.

Программа Wireshark позволяет пользователю просматривать весь проходящий по сети трафик в режиме реального времени, переводя сетевую карту в режим прослушивания. Для того чтобы выделить нужную информацию, необходимо использовать фильтры.

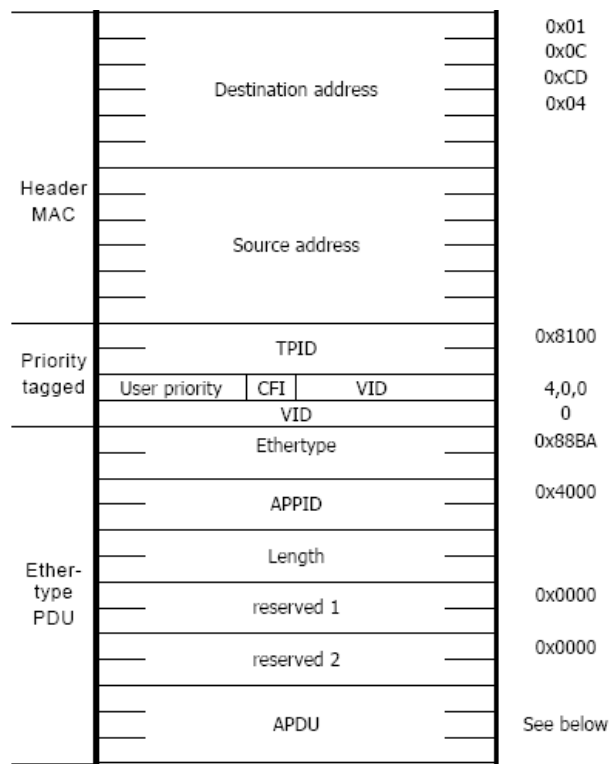


Рис. 3. Структура кадра Ethernet в соответствии с IEC 61850-9-2LE

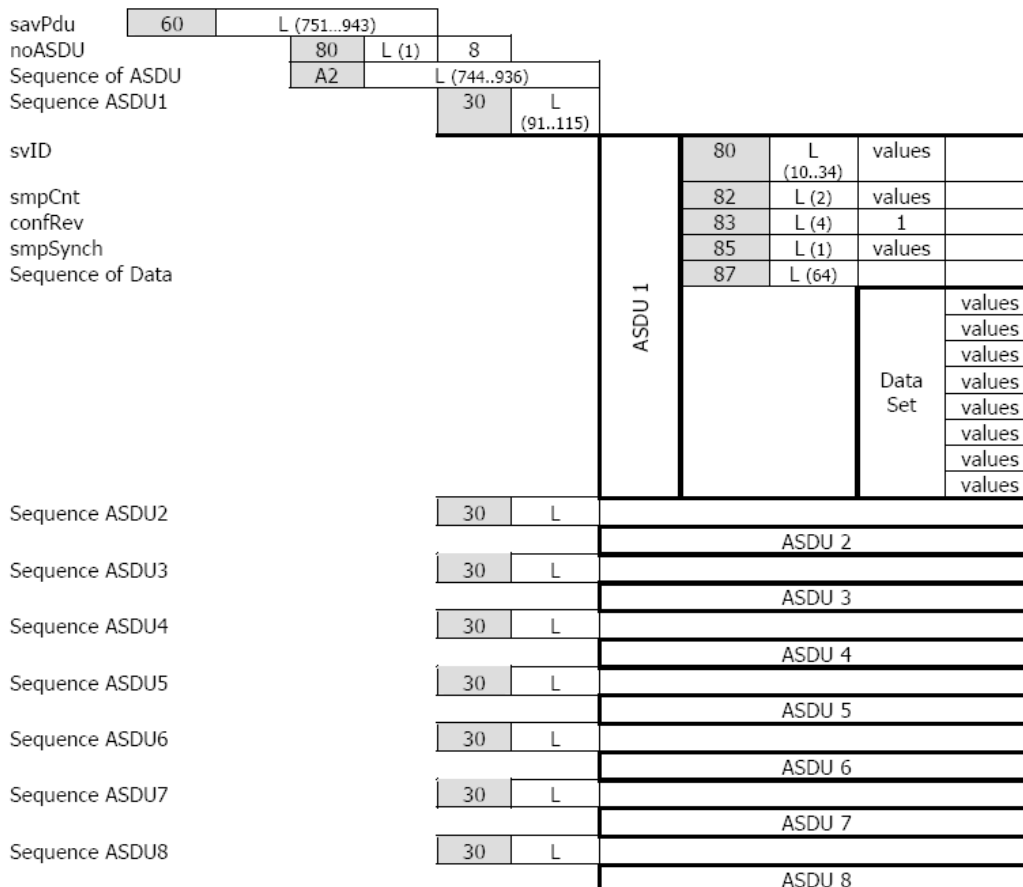


Рис. 4. Формат блока APDU

На рис. 5 приведен снимок участка экрана программы, на котором показан фрагмент отфильтрованных данных, используемых для структурного анализа перехваченного потока.

```

Ethernet II, Src: Armorlin_10:79:82 (00:18:7d:10:79:82), Dst: EquipTra_00:00:00 (01:01:00:00:00:00)
  Destination: EquipTra_00:00:00 (01:01:00:00:00:00)
    Address: EquipTra_00:00:00 (01:01:00:00:00:00)
      ....0. .... = LG bit: Globally unique address (factory default)
      ....1. .... = IG bit: Group address (multicast/broadcast)
  Source: Armorlin_10:79:82 (00:18:7d:10:79:82)
    Type: IEC 61850/SV (Sampled Value Transmission (0x88ba))
  IEC61850 Sampled Values
    APID: 0x433e
    Length: 723
    Reserved 1: 0x0000 (0)
    Reserved 2: 0x0000 (0)
  savPdu
    noASDU: 8
    seqASDU: 8 items
    ASDU
      sVID: METER
      smpCnt: 8768
      confRef: 1
      smpSynch: local (1)
    PhsMeas1
      value: -57205
    quality: 0x00000000, validity: good, source: process
      ....00 = validity: good (0x00000000)
      ....0.. = overflow: False
      ....0... = out of range: False
      ....0.... = bad reference: False
      ....0..... = oscillatory: False
      ....0..... = failure: False
      ....0..... = old data: False
      ....0..... = inconsistent: False
  
```

Рис. 5. Вид экрана Wireshark

Анализируя перехваченные пакеты данных, можно контролировать, в частности:

- имя потока;
- дискретизацию;
- идентификатор приложения;
- MAC адрес получателя потока;
- приоритет потока;
- идентификатор VLAN и др.

Для аналитического анализа данных используем известные формулы. Действующее значение тока I вычисляется по формуле:

$$I = K_I \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n I_k^2}$$

где I_k - мгновенное значение тока, n - число используемых выборок мгновенных значений, $K_I = 0.001A$ – нормировочный коэффициент.

Действующее значение напряжения U вычисляется по формуле:

$$U = K_U \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n U_k^2}$$

где U_k - мгновенное значение напряжения, n - число используемых выборок мгновенных значений, $K_U = 0.01B$ – нормировочный коэффициент.

В качестве эталонного ПО предлагаем использовать хорошо известные программные пакеты Excel, Access.

Процедура действий при вычислении действующих фазовых значений тока и напряжений подробно описана ниже.

1. Создаем БД Access, в которую импортируем перехваченные Wireshark данные.

2. Число строк должно быть кратно числу выборок за период (256/80).

3. Вычисляем действующие фазовые значения тока и напряжения, используя запрос, написанный на SQL. Пример запроса представлен на рис.6.

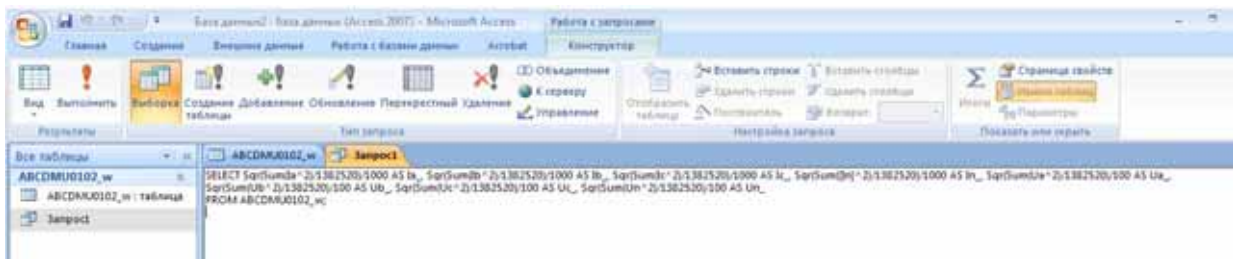


Рис.6 – Пример запроса БД

Результат вычисления действующих фазовых значений тока и напряжений представлен на рис.7.

Ia	Ib	Ic	Ua	Ub	Uc
49,9994004739188	34,9996211209348	27,9995981444098	19,9994910694009	219,99486776415	199,995670895512
					179,995693910095
					149,99554553307

Рис.7 – Пример вычисления действующих фазовых значений тока и напряжений

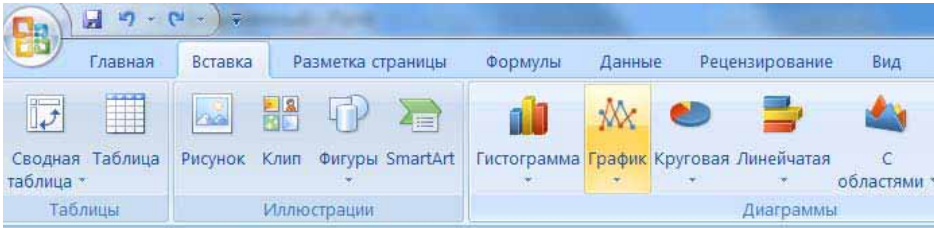
Частота сигнала F_s вычисляется по формуле:

$$F_s = n \frac{f_d}{k_2 - k_1}$$

где f_d – частота дискретизации (12800 Гц, 4000 Гц), n - число используемых выборок мгновенных значений, $k_2 - k_1$ - число точек в интервале измерения.

Подробная схема вычисления частоты описана ниже.

1. В Excel импортируем записанные данные потока.
2. По выбранному диапазону точек (рис.8) строим график функции.
3. Фиксируем номер точки пересечения синусоиды с абсциссой ($y=0$ или близкое к нулевому значению), при возрастании функции (рис.9). Точку пересечения можно определить более точно, если использовать интерполяцию.
4. Фиксируем номер другой точки пересечения синусоиды с абсциссой, при возрастании функции, отстоящей от первой точки на несколько периодов (рис.10).
5. Вычисляем значение частоты, используя формулу приведенную выше.



	A2							
	A	B	C	D	E	F	G	H
2133	65847	17002	32923	131694	28973	15803	-1569	28973
2134	65328	16236	32664	130656	28744	15679	-1845	28744
2135	64784	15463	32392	129569	28505	15548	-2120	28505
2136	64215	14685	32108	128431	28255	15412	-2394	28255
2137	63622	13900	31811	127244	27994	15269	-2667	27994
2138	63004	13110	31502	126007	27722	15121	-2939	27722
2139	62361	12316	31181	124723	27439	14967	-3210	27439
2140	61695	11516	30847	123390	27146	14807	-3480	27146
2141	61005	10712	30502	122009	26842	14641	-3749	26842
2142	60291	9904	30145	120582	26528	14470	-4016	26528
2143	59554	9092	29777	119108	26204	14293	-4281	26204
2144	58794	8277	29397	117588	25869	14111	-4545	25869
2145	58011	7458	29006	116022	25525	13923	-4807	25525
2146	57206	6637	28603	114412	25171	13729	-5067	25171

Рис.8 – Выбор диапазона значений

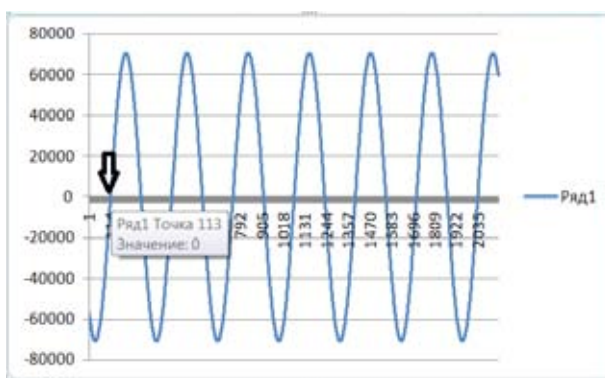


Рис.9 - Выбор начальной точки интервала

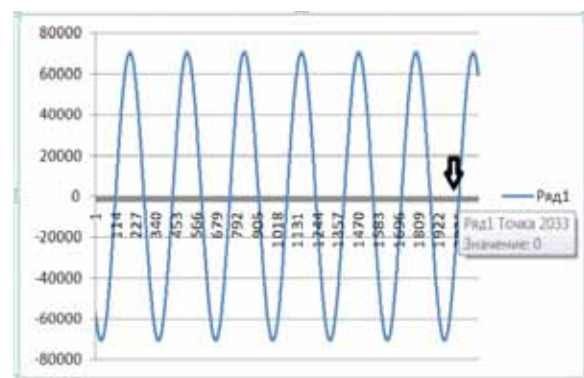


Рис.10 - Выбор конечной точки интервала

Пример вычисления частоты сигнала:

$$F_s = 6 * 12800 / (2033 - 113) = 40$$

Фазовый сдвиг между сигналами $\Delta\varphi$ вычисляется по формуле:

$$\Delta\varphi = -(k_2 - k_1) \cdot \frac{f_s}{f_d} \cdot 360^\circ$$

где $k_2 - k_1$ - расстояние между пересечениями нуля соответствующих сигналов, f_s - частота сигнала, f_d - частота дискретизации (12800 Гц, 4000 Гц).

Схема вычисления фазового сдвига между сигналами предлагается далее.

1. В Excel импортируем записанные данные потока.
2. Строим графики по выбранному диапазону точек.
3. Находим первую точку пересечения синусоиды с абсциссой ($y=0$ или близкое к нулевому значению), при возрастании функции одного фазового потока (рис.10). Точку пересечения можно определить более точно, если использовать интерполяцию.
4. Находим первую точку пересечения синусоиды с абсциссой, соответствующую первой точке первой фазы, при возрастании функции другого фазового потока (рис.11).
5. Вычисляем фазовый сдвиг между сигналами, используя приведенную выше формулу.

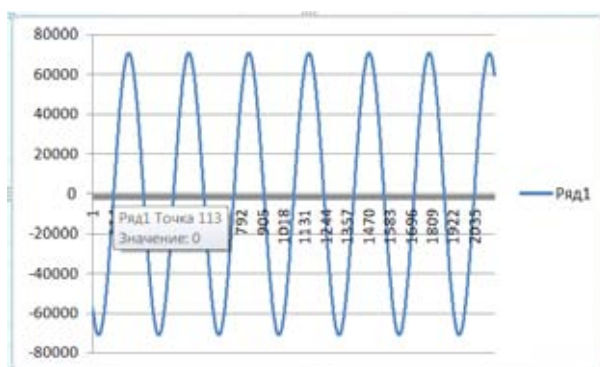


Рис.11 – Вид графика фаза А

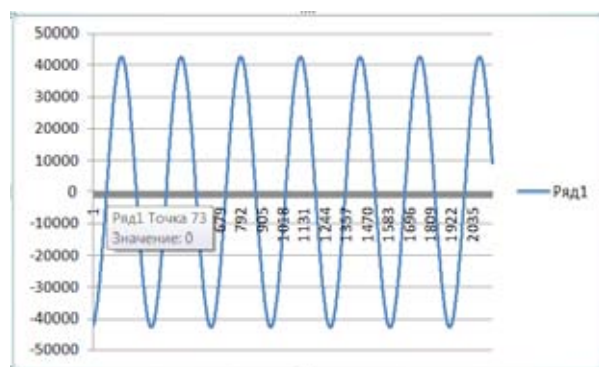


Рис.12- Вид графика фаза В

Пример вычисления фазового сдвига между сигналами:

$$\Delta\varphi = -(73 - 113) * 40 / 12800 * 360 = 45$$

Предлагаемая схема анализа была реализована при тестировании устройства «SysteLLLogic УПН.11».

Этот прибор - генератор цифровых сигналов - был разработан и создан компанией ООО «СИСТЕЛ» в рамках программно - технического

комплекса «SysteLLogic», представляющего собой линейку устройств с цифровым интерфейсом по стандарту IEC 61850-9-2.

Для тестирования устройства был собран простой стенд, представленный на рис.13.



Рис.13– Стенд испытаний методики

На генераторе задавались необходимые параметры, значения тока, напряжения, угол сдвига фаз, частота, указывались статусы передаваемых значений. Пример заполнения экранной формы прибора представлен на рис.14.

Рис.14– Интерфейс «SystemLogic УПН.11»

На ПК перехватывались и анализировались данные.

Результаты тестирования были оформлены в виде протоколов, пример протокола испытаний представлен в таблице 1.

Таблица 1

Результаты тестирования «SysteLLogic УПН.11»

Параметр	Значения	
	Исходные	Вычисленные
Ток, фаза А, А	5,0	4,999557
Ток, фаза В, А	5,0	4,999557
Ток, фаза С, А	5,0	4,999557
Ток, фаза N, А	5,0	4,999557
Напряжение, фаза А, В	150,0	149,995614
Напряжение, фаза В, В	150,0	149,995614
Напряжение, фаза С, В	150,0	149,995614
Напряжение, фаза N, В	150,0	149,995614
Частота, Гц	45,0	45.15511
сдвиг по току	0	0
сдвиг по напряжению	0	0

Надеемся, что предложенная методика может оказаться полезной при аттестации устройств, использующих передачу и прием мгновенных аналоговых значений в формате IEC 61850-9-2LE.

Сведения об авторах

Молчанов Владимир Викторович,

ООО «СИСТЕЛ», начальник группы разработки ПО АСУ ТП, д. ф.-м. н.

Тел.: (4967) 31-08-36(145)

E-mail: molchanov@mx.systel.ru

Ухов Владимир Иосифович,

ООО «СИСТЕЛ», заместитель директора по АСУ ТП, к. ф.-м. н.

Тел.: (4967) 31-08-36(131)

E-mail: uxob@mx.systel.ru

Маценко Валентина Викторовна,

ООО «СИСТЕЛ», инженер I категории

Тел.: (4967) 31-08-36(123)

E-mail: matsenko@mx.systel.ru

Адрес: 142281, МО, г. Протвино, ул. Железнодорожная, д. 5

Измерительные трансформаторы: нормативно-техническая документация и средства измерения для их эксплуатации

И. В. Матюхов,
Институт ПЭИПК

Как показала работа второй международной конференции «Инновационные решения в области качества изготовления и надёжности эксплуатации измерительных трансформаторов тока и напряжения», проходившей в конце 2013 г. в Петербургском энергетическом институте повышения квалификации, нормативные документы по измерительным трансформаторам – одна из наиболее проблемных областей, вызывающая сегодня множество вопросов и споров.

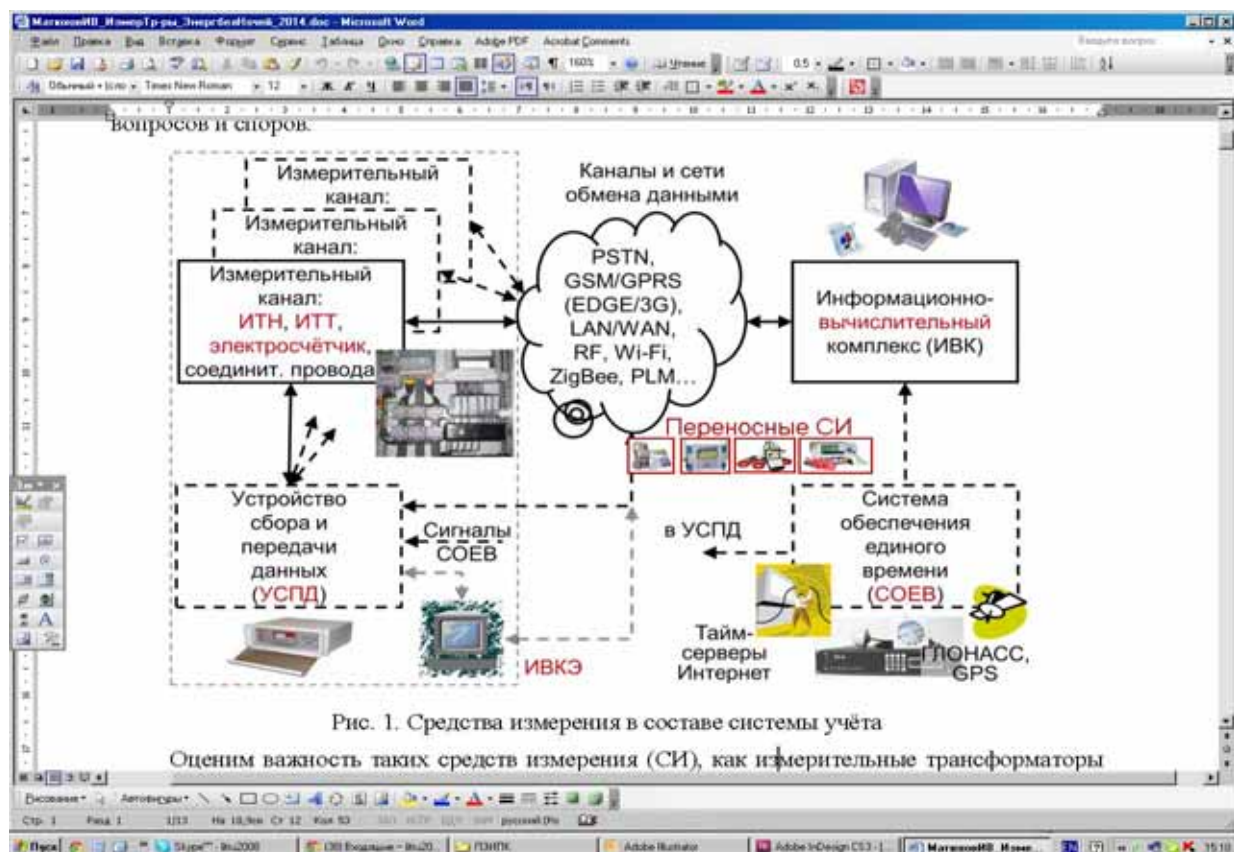


Рис. 1. Средства измерения в составе системы учёта

Оценим важность таких средств измерения (СИ), как измерительные трансформаторы тока и напряжения (ИТ, ИТН, ИТТ) по **структурной схеме системы учёта электроэнергии (ЭЭ)** – рис. 1. В состав такой системы входят следующие основные узлы: измерительные каналы (ИК), каналы и сети обмена данными, информационно-вычислительный ком-

плекс (ИВК). ИК в общем случае состоит из трансформаторов ИТТ, ИТН, электросчётчиков и соединительных проводов между счётчиками и ИТ. Счётчики по токам и напряжениям, полученным из ИТ, измеряют электрическую энергию и мощность, параметры сети и др. Комплекс ИВК через каналы и сети обмена данными считывает информацию со счётчиков и обрабатывает её с помощью программного обеспечения системы учёта. Дополнительно в состав системы учёта могут входить устройства сбора и передачи данных (УСПД), система обеспечения единого времени (СОЕВ) и информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) с сервером на удалённой подстанции. Система СОЕВ позволяет исключить коммерческие потери из-за несвоевременного переключения тарифов в электронных СИ путём синхронизации времени по данным спутниковой системы или из Интернета. Устройство УСПД собирает, хранит и обрабатывает данные со счётчиков, а так же позволяет оптимизировать передачу информации в ИВК. Переносные СИ позволяют оценивать работу и точность стационарных СИ. Как видим, все измерения начинаются с ИТ, от качества которых зависит точность такого СИ, как система учёта, а значит и исключение коммерческих потерь участников рынка ЭЭ.

Для ИТ, как и для других СИ, входящих в состав системы учёта, можно обозначить перечень основных видов нормативно-технической документации:

- Стандарты (ГОСТ);
- Метрологическая документация, т.е. документация, которая подтверждает метрологические свойства СИ;
- Документы, подтверждающие безопасность и другие свойства СИ;
- Эксплуатационная и конструкторская документация.

О важности стандартов. Стандарты необходимы широкому кругу специалистов ИТР: разработчикам (производителям), поверителям (метрологам), энергетикам (конечным пользователям).

Стандарты (ГОСТ и др.) вводят и задают:

- термины и определения систем, устройств и их частей (элементов);
- метрологические, технические характеристики и диапазоны их изменений;
- требования к точности СИ (влияющие величины);
- электрические, механические требования, климатические условия – т.е. условия эксплуатации устройств и систем и многое другое.

Знания требований и рекомендаций ГОСТ позволяют: предъявлять претензии, если работа СИ не соответствует требованиям ГОСТ, оценивать техно-рабочий проект, грамотно разрабатывать ТЗ и т.д. Чтобы положения ГОСТ стали ОБЯЗАТЕЛЬНЫМИ, необходимо в договорах указывать, что «продукция поставляется в соответствии с требованиями ГОСТ такого-то».

Сведения по стандартам на ИТ можно найти на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (ФАТРИМ или Росстандарт) в разделе «Информационные ресурсы по стандартизации» (<http://www.gost.ru>). Информация о стандартах сгруппирована в трёх подразделах: «Каталог национальных стандартов», «Опубликование стандартов», «Опубликование стандартов – Экспресс стандарт». В «Каталоге национальных стандартов» даны краткие сведения по выбранному ГОСТ, но его текст не отображается. В подразделе «Опубликование стандартов» можно ознакомиться с полным текстом стандартов, выпущенных, в общем случае, за последние двенадцать месяцев. В подразделе «Опубликование стандартов – Экспресс стандарт» доступен полный текст стандартов, уже утверждённых, но находящихся на стадии издательского оформления. Этот подраздел – важная новинка, позволяющая познакомиться с ГОСТ ещё до его официального опубликования.

В «Каталоге национальных стандартов» для поиска наиболее удобен запрос по наименованию ГОСТ (ключевым словам из наименования), например, «трансформаторы измерительные». При наличии в базе данных искомых стандартов пользователь на свой запрос увидит список ГОСТ: номера и наименования, в которых содержатся указанные ключевые слова. Номер (обозначение) стандарта является гиперссылкой на краткие сведения по этому стандарту: наименование, дата введения, отмены или замены, код по общероссийскому классификатору стандартов (ОКС) – рис. 2.

По результатам поиска в «Каталоге национальных стандартов» составим список ГОСТ для измерительных трансформаторов:

1. ГОСТ 18685-73 Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения;
2. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
3. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
4. ГОСТ 8.217-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки;
5. ГОСТ 8.216-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
6. ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения;
7. ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока;
8. ГОСТ 23625-2001 Трансформаторы напряжения измерительные лабораторные. Общие технические условия;
9. ГОСТ 23624-2001 Трансформаторы тока измерительные лабораторные. Общие технические условия;

10. ГОСТ IEC 60044-1-2013 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока – вводится с 01.01.2014 г. (для экспортных поставок);

11. ГОСТ IEC 61869-3-2012 Трансформаторы измерительные. Часть 3. Дополнительные требования к индуктивным трансформаторам напряжения;

12. ГОСТ 4.375-85 Система показателей качества продукции. Преобразователи, усилители, стабилизаторы и трансформаторы измерительные аналоговые. Номенклатура показателей;

13. ГОСТ 2.723-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Катушки индуктивности, дроссели, трансформаторы, автотрансформаторы и магнитные усилители.

Каталог стандартов

Выполнив поиск в каталоге, Вы можете получить сведения о действующих в России международных стандартах (ГОСТ) и национальных стандартах Российской Федерации (ГОСТ Р). Поиск производится по обозначениям (номерам) стандартов, по наименованиям стандартов (ключевым словам) и по ОКС (классификационным делениям Общероссийского классификатора стандартов).

Трансформаторы измерительные **ФОРМИРОВАНИЕ ЗАПРОСА**

Поиск по обозначению: (по номеру) Например, 302-79, Р 51834-2001, 6799*

1 Поиск по наименованию: (по ключевым словам) трансформаторы измерительные 2 Например, Машины землеройные, землеройные, землер*

Поиск по коду ОКС: Например, 13.040, 17.040.10

Введите ответ: 3 + 12 = 15 3 4

Каталог стандартов 5 **Результаты поиска**

Номер	Наименование
ГОСТ IEC 61869-3-2012	Трансформаторы измерительные. Часть 3. Дополнительные требования к индуктивным трансформаторам напряжения
ГОСТ IEC 60044-1-2013	Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока
ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010	Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока
ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010	Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения
ГОСТ 4.375-85	Система показателей качества продукции. Преобразователи, усилители, стабилизаторы и трансформаторы измерительные аналоговые. Номенклатура показателей

Страницы: 1 Предыдущая | Следующая . Найдено результатов - 5

Рис. 2. Пример поиска стандартов по ключевым словам: ввод и результаты

Напомню, что МЭК – это международная электротехническая комиссия (IEC), разрабатывающая стандарты для Евросоюза. Россия в стандартизации осуществляет «гармонизацию» - приводит свои аналогичные стандарты в соответствие с нормами МЭК.

«Опубликование стандартов». В этом подразделе можно ознакомиться с полным текстом новых ГОСТ на ИТ. Стандарты здесь объединены не по тематике, а по месяцам их опубликования. Поэтому для быстрого обнаружения нужного документа предусмотрена поисковая строка, в

которую можно вводить обозначение или ключевое слово (словосочетание) из наименования ГОСТ, используя представленный выше список.



Федеральное агентство
по техническому регулированию и метрологии

ГОСТ 8.216-2011

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.
ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ. МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

 [ПОЛНЫЙ ТЕКСТ ГОСТ 8.216-2011](#) (28 страниц)

БИБЛИОГРАФИЯ

Обозначение ГОСТ	ГОСТ 8.216-2011
Наименование на русском языке	Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки
Наименование на английском языке	State system for ensuring the uniformity of measurements. Voltage transformers. Verification procedure
Дата введения в действие	01.01.2013
Код ОКС	17.020
Количество страниц	28
Статус	Действует

Рис. 3. Библиографические сведения и ссылка на полный текст ГОСТ

Например, если для поиска ГОСТ 8.216-2011 ввести «8.216», то получим следующие сведения по документу: найден, обозначение, наименование, количество страниц, статус. Обозначение показано как гиперссылка, которая позволяет перейти к более подробной информации о стандарте: библиографическим сведениям и ссылке на полный текст. Библиографические сведения содержат следующую информацию по ГОСТ: обозначение, наименование (на русском и английском языках), дата введения в действие, код ОКС, количество страниц и статус (действует или отменён). Статус позволяет оценить применимость стандарта, а код ОКС – заказать документ. По гиперссылке «полный текст...» можно перейти к окну полностраничного просмотра документа – рис. 3. Надо отметить, что некоторые стандарты содержат более сотни страниц и, конечно, пользователю для просмотра было бы удобнее загружать документ целиком, например, так как для просмотра загружают видеоролик.

Отметим, что в «ГОСТ 8.216-2011 ...Трансформаторы напряжения. Методика поверки» в разделе «Нормативные ссылки» перечислены только российские стандарты. В разделе «Термины, определения и обо-

значения» упоминаются иностранные нормативы, но официально переведённые на русский язык, например, «МЭК 60044-2», а перечисление этих документов приведено в разделе «Библиография».

Поиск стандартов в подразделе «Опубликование стандартов» доступен по ключевому слову или обозначению. Например, после ввода слова «трансформаторы» будут показаны все новые ГОСТ, содержащие такое слово в наименовании, в том числе интересующие нас стандарты по ИТ: ГОСТ 8.216-2011, ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010, ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Тексты всех найденных стандартов доступны для просмотра. По введённому обозначению «60044» тоже будут найдены стандарты этой группы, но некоторые из них, вошедшие в список, составленный по КATALOGу, не отображаются в результатах поиска (например, ГОСТ 60044-1-2013). Для доступа к таким документам необходимо перейти в подраздел «Опубликование стандартов – Экспресс стандарт».

«Опубликование стандартов – Экспресс стандарт». Здесь поиск осуществляется аналогично рассмотренному выше. Введя «трансформаторы», получим в том числе данные о двух утверждённых стандартах на ИТ: обозначение (ГОСТ IEC 61869-3-2012 и не найденный выше ГОСТ IEC 60044-1-2013 – рис. 4), наименование, сведения о соответствующем приказе Росстандарта, дата ввода ГОСТ в действие. Обозначение стандарта тоже выполнено в виде гиперссылки перехода к полному тексту документа (постранично).

Наименование стандарта: трансформаторы 1

Найти 2

Найдено 5 3

Страницы: 4

1

№ п/п	4 Обозначение стандарта	5 Наименование стандарта	6 Утвержден (№ приказа Росстандарта, дата)	7 Дата ввода в действие
1	ГОСТ IEC 60044-1-2013 8	Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока	483-ст от 12.08.2013	01.01.2014
2	ГОСТ IEC 61558-2-7-2012	Трансформаторы силовые, блоки питания. Реакторы и аналогичные изделия. Безопасность. Часть 2-7. Частные требования к трансформаторам и энергоснабжению для игрушек	903-ст от 06.09.2013	01.11.2014
3	ГОСТ IEC 61869-3-2012	Трансформаторы измерительные. Часть 3. Дополнительные требования к индуктивным трансформаторам напряжения	904-ст от 06.09.2013	01.11.2014

Рис. 4. Результаты поиска по ключевому слову «трансформаторы» (фрагмент)

В ряде случаев требуется уточнить статус стандарта, ознакомившись с приказом о его введении, в котором могут присутствовать сведения о статусе стандарта, действовавшего ранее. Как пример, могу привести двойной статус стандартов по нормам качества ЭЭ – ГОСТ 13109 и ГОСТ Р 54149, когда действие прежнего стандарта ГОСТ 13109 было пролонгировано. К сожалению, на сайте ФАТРИМ найти текст соответствующего приказа достаточно тяжело. В этом случае полезным является правовой негосударственный сайт, например, сайт компании «Консультант-Плюс» (<http://www.consultant.ru>), позволяющий ознакомиться с содержанием по номеру приказа, указанному на сайте ФАТРИМ.

Для постраничного просмотра стандарта выбираем соответствующую гиперссылку, например, ГОСТ IEC 60044-1-2013 – рис. 4. Отметим, что данный стандарт является межгосударственным. На первой же странице видим, что соответствующий европейский стандарт МЭК (IEC) принят в 2003 году. Насколько целесообразно вводить стандарт, принятый в Европе десять лет назад? Ведь там внедряются новые стандарты МЭК на ИТсерии IEC 61869.

1.2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты.

IEC 60028:1925 International standard of resistance for copper (Международные нормы к сопротивлению меди)

IEC 60038:2009 IEC standard voltages (Напряжения стандартные по IEC)

IEC 60044-6:1992 Instrument transformers – Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance (Трансформаторы измерительные. Часть 6: Требования к переходным характеристикам защитных трансформаторов тока)

IEC 60050(321):1986 International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 321: Instrument transformers (Международный электротехнический словарь. Глава 321. Измерительные трансформаторы)

IEC 60060-1:2010 High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements (Технология испытаний высоким напряжением. Часть 1. Общие определения и требования к испытаниям)

Рис. 5. ГОСТ IEC 60044-1-2013. Нормативные ссылки только на английском!

Не меньше вопросов вызывают и последующие страницы этого ГОСТ:

- Оказывается, требования стандарта распространяются только на ИТТ для экспортных поставок. Почему это не включено в название на титульном листе? Гармонизация предполагает не слепое копирование МЭК, а учёт национальных особенностей, в том числе и в наименовании.

И пример тому новый ГОСТ 31819.23-2012 «Статические счётчики реактивной энергии». Его наименование отличается от соответствующего МЭК 62053-23:2003... - «Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)», поскольку в РФ действуют иные нормы по классам точности для измерения реактивной энергии;

- В разделе «Нормативные ссылки» указаны иностранные нормативные документы, не принятые в РФ, как ГОСТ – рис. 5 и даже официально не переведённые на русский язык! Россия уже перешла на английский язык в своих национальных стандартах? Как показано выше на примере ГОСТ 8.216-2011 место подобным зарубежным нормативам только в разделе «Библиография». Подобные «странности» обнаруживаются и в других электроэнергетических стандартах. Так, в обновлённом ГОСТ ИЕС 61038-2011 Учёт электроэнергии. Тарификация и управление нагрузкой. Особые требования к переключателям по времени (с 01.01.13, взамен ГОСТ Р МЭК 61038-2001) - тоже иноязычные документы в разделе «Нормативные ссылки»!

Похожая картина наблюдается и при ознакомлении с ГОСТ ИЕС 61869-3-2012 – это стандарт для экспортных поставок, с иностранными нормативными ссылками. Из этого же ГОСТ узнаем, что минимум одиннадцать подобным образом «гармонизированных» стандартов планируется к внедрению в РФ! Посмотрим на эти нормы с позиции производства и экспорта. Теперь российский производитель, планирующий выход на европейский рынок должен самостоятельно закупать стандарты МЭК, перечисленные в нормативных ссылках, переводить и легализовать их? А ведь стоимость оригинальных МЭК весьма высока, плюс перевод, плюс юридическая экспертиза правильности перевода. Какова же будет конечная стоимость готовой продукции, в особенности для поставок на экспорт небольшими партиями? И это лишь часть накладных расходов на выпуск «экспортной» продукции. Мы такими «стандартами» лишаем отечественных производителей возможности экспорта в дальнее зарубежье? А поставки внутри СНГ – они тоже – «экспортные»? Думали ли об этом разработчики подобных ГОСТ? Справедливости ради следует отметить, что в стандартах на электронные трансформаторы тока и напряжения ГОСТ Р МЭК 60044-7/8 в качестве нормативных ссылок указаны официально переведённые нормативы МЭК. Однако, в России есть свои основополагающие стандарты. Например, ГОСТ 18685-73 «Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения». В том, что данный стандарт действующий может убедиться каждый, зайдя на сайт ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» (<http://www.standards.ru>). Почему, по какому праву в ряде «гармонизированных» стандартов на ИТ нет ссылки на ГОСТ 18685-73? Не могу не отметить, что подобное нарушение основополагающих принципов разработки стандартов наблюдается в ЭЭ и в

других направлениях стандартизации. Так, в РФ выпущен новый «ГОСТ Р 54130-2010 Качество электрической энергии. Термины и определения», в котором однозначно указывается, что «термины, установленные настоящим стандартом, обязательны для применения во всех видах документации и литературы, входящей в сферу действия стандартизации...». Практически одновременно выпускается «ГОСТ Р 54149-2010 ...Нормы качества электроэнергии...», в котором нет даже упоминания о ГОСТ Р 54130. Почему, по какому праву?

Если же взглянуть на другие направления разработки стандартов, например в сфере связи, где уровень интеграции и глобализации ничуть не ниже, чем в ЭЭ, то там наблюдается как последовательность в написании стандартов, так и отсутствие пресловутой «гармонизации». Приведу список некоторых из этих документов:

1. ГОСТ Р 53724-2009 Качество услуг связи. Общие положения
2. ГОСТ Р 53731-2009 Качество услуг связи. Термины и определения
3. ГОСТ Р 53532-2009 Качество услуг связи. Показатели качества услуг телефонной связи в сети общего пользования. Общие требования
4. ГОСТ Р 53728-2009 Качество услуги «Передача данных». Показатели качества
5. ГОСТ Р 53729-2009 Качество услуги «Предоставление виртуальной частной сети (VPN)». Показатели качества
6. ГОСТ Р 53730-2009 Качество услуги «Предоставление каналов связи в аренду». Показатели качества
7. ГОСТ Р 53732-2009 Качество услуг сотовой связи. Показатели качества и другие.

Стандарт ГОСТ Р 53732-2009 Качество услуг сотовой связи. Показатели качества, как положено, ссылается на ГОСТ Р 53731-2009 Качество услуг связи. Термины и определения» а вот ссылок на европейские и американские стандарты (EN, DIN, ANSI) нет и в помине. Выходит, что можно отвечать мировому уровню и без «гармонизации»?

Заказ ГОСТ. В профессиональной деятельности следует пользоваться официальными изданиями стандартов, которые позволят уверенно отстаивать свои права. Заказ печатной или электронной копии стандарта можно сделать через территориальные отделы распространения, центры стандартизации и метрологии, другие организации, указанные в списке на странице «Заказ стандартов» раздела «Информационные ресурсы по стандартизации» сайта ФАТРИМ по опубликованному на той же прејскуранту. В связи с активной разработкой межгосударственных стандартов, целесообразно организовать подписку по электронной почте о стандартах: планируемых к изданию, утверждённых и опубликованных. По этой же причине целесообразно хотя бы раз в три месяца обращаться к указанным разделам сайта ФАТРИМ для контроля за появлением новых ГОСТ.

Отмечу, что в связи с регулярным обновлением интерфейсов сайтов, поиск стандартов даже на сайте ФАТРИМ может быть затруднён. И в этом случае весьма полезно использовать раздел «Карта сайта», который позволяет быстро найти необходимую информацию.

Завершая разговор о стандартизации в трансформаторостроении отмечу, что на упоминавшейся конференции по этой теме был сделан целый ряд докладов российских и европейских специалистов. Была подчеркнута важность активизации разработки стандартов по ИТ в технических комитетах РФ и МЭК. Причём участие представителей РФ в работе МЭК является острой необходимостью, поскольку стандарты ИЕС разрабатываются без учёта интересов России.

Метрологическая документация СИ:

- Свидетельство (ранее - Сертификат типа);
- Описание типа (ОТ);
- Национальные и международные сертификаты;
- Сертификат (Декларация) соответствия;
- Методика поверки (ПМ);
- Методика измерений (ранее – методика выполнения измерений - МВИ) и др.

Свидетельство о внесении в Госреестр СИ. Основное назначение системы учёта – коммерческие расчёты за потреблённую (поставленную) ЭЭ. В соответствии с Федеральным законом РФ от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», для коммерческих расчётов (торговли) используются средства измерения (приборы и системы), внесённые в Государственный реестр средств измерения (Госреестр СИ). Подтверждением наличия в Госреестре СИ является Свидетельство (ранее – Сертификат). Серийно выпускаемые СИ, входящие в состав системы учёта (ИТ, счётчики, УСПД, спутниковая система СОЕВ, программное обеспечение для ИВК), а так же единичные средства измерения: ИВКЭ, и сама система АИИС КУЭ (АСКУЭ) должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь указанные Свидетельства. Уточнить сведения о внесённых в Госреестр СИ (приборах и системах) можно на сайте ФАТРИМ в разделе «Информационные ресурсы по метрологии», подраздел «Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений», а в нём страница - «Сведения об утверждённых типах средств измерений». Здесь можно получить подтверждение о внесении ИТ в Госреестр по критериям поиска: номер в Госреестре или тип (наименованию) СИ или изготовитель.

На сегодняшний день ИТ, внесённые в Госреестр СИ, могут иметь один из трёх видов подтверждающих документов: Сертификат об утверждении типа, Свидетельство переходного периода и Свидетельство, выдаваемое в настоящее время. Обязательным приложением к каждому из

документов является ОТ. Важный момент - отличие в размещении в этих документах информации по интервалу между поверками (ранее –МПИ). В последней форме Свидетельства интервал между поверками указан в самом бланке. Ранее МПИ указывался в ОТ в разделе «Поверка». Эта характеристика является важным потребительским свойством ИТ, поскольку процесс поверки ИТ достаточно дорог и чем реже он будет проводиться, тем это выгоднее для владельца ИТ (конечно, при условии сохранения метрологических характеристик СИ!). Кроме того, к интервалу между поверками ИТ привязан, как правило, интервал поверки всей системы учёта. Увеличение первого должно привести и к увеличению второго, а, следовательно, к ещё большему снижению накладных расходов владельца системы учёта. В настоящее время интервал между поверками отечественных ИТ лежит в диапазоне 4 – 12 лет.

Описание типа. В бланке Свидетельства (Сертификата) записано: «Описание типа средства измерения является обязательным приложением к настоящему свидетельству». Об этом следует помнить производителям СИ при размещении Свидетельств на сайте своего предприятия. ОТ – это официальный документ, выданный ФАТРИМ, которым следует пользоваться при выборе ИТ.

Оценку характеристик и функциональности ИТ целесообразно начинать с раздела (таблицы) ОТ «Метрологические и технические характеристики». В ней указаны классы точности СИ, номинальные токи и напряжения, номинальная и минимальная вторичная нагрузка позволяющая сохранить заявленную точность, различные эксплуатационные характеристики. Сравнение ОТ на различные ИТ (ИТ различных производителей) позволяет в сжатые сроки выбрать наиболее подходящее изделие. Сведения о комплектации сложных ИТ позволяют заказать необходимое оборудование и документацию.

Все метрологические и многие технические характеристики, указанные в ОТ, подтверждены протоколами испытаниями. Поэтому, как говорит известный в РФ метролог Данилов А.А.: «Описание типа – это юридический паспорт СИ». Несоответствие характеристикам, указанным в ОТ, является легитимным основанием для предъявления претензий к производителю (поставщику) СИ.

Национальный сертификат. Для поставщиков российской продукции в страны ближнего зарубежья (СНГ) важно знать о том, что выпускаемый ИТ, имеет национальный Сертификат (Свидетельство) страны, куда планируется поставка, выданный в соответствии с межгосударственным соглашением о признании утверждения СИ. Поэтому, такие документы тоже целесообразно размещать на сайтах производителей ИТ.

Сертификат (Декларация) соответствия является документом, подтверждающим безопасность для обслуживающего персонала и дру-

гие свойства изделия в соответствии со стандартами. Новые ИТТ на класс напряжения 0,4 кВ могут иметь Сертификат соответствия Таможенного союза (ЕАС). Сертификат (Декларацию) производитель получает до внесения СИ в Госреестр, но срок действия этого документа - три года (у Свидетельства – пять лет). Поэтому при выборе СИ целесообразно убедиться в наличии, как Свидетельства, так и действующего Сертификата (Декларации) соответствия. Бланк Сертификата соответствия имеет форму установленного образца, а форма Декларации – произвольная, на листе формата А4. Декларация о соответствии выдаётся без дополнительных испытаний по протоколам, представленным заявителем, а Сертификат соответствия - по результатам дополнительных испытаний в органе по сертификации. Поэтому при декларировании за качество продукции ответственность несёт производитель, а при сертификации – сертифицирующий орган.

Методика поверки для ИТ в общем случае описана в стандартах на поверку этих СИ, но по мере усложнения данных изделий и появления электронных трансформаторов должны появиться индивидуальные методики поверки, которые тоже целесообразно публиковать на сайтах производителей. Методика измерений разрабатывается для каналов ИК при создании системы учёта.

Отмечу, что наиболее полно метрологическая документация представлена на сайте Свердловского завода трансформаторов тока («СЗТТ», Екатеринбург). К сожалению, у некоторых производителей подобных СИ на сайтах отсутствуют даже Свидетельства о внесении в Госреестр. Считаю целесообразным предложить всем производителям размещать метрологическую документацию выпускаемых СИ на своих сайтах, так, как это делают, например, производители электросчётчиков.

Эксплуатационная и конструкторская документация:

- паспорт (формуляр);
- руководство по эксплуатации (РЭ);
- технические условия (ТУ) и др.

Паспорт содержит такие сведения по СИ, как: поверки (даты и результаты), комплектация СИ, метрологические и технические характеристики, сведения о приёмке в эксплуатацию, ремонты и др. Для простых СИ допускается выпускать только паспорт, в котором кроме указанных сведений внесена информация по эксплуатации. В РЭ указываются сведения по монтажу-демонтажу и по обслуживанию изделия.

Переносные СИ для эксплуатации ИТ и ИК. Для поддержания метрологических характеристик ИК важно оценить правильность подключения электросчётчика к ИТТ и ИТН, измеряя углы фаз между фазными напряжениями и между напряжениями и токами. Эту операцию можно выполнять как с помощью сравнительно простых тестеров, так

и с помощью многофункциональных СИ. К простым и среднего уровня сложности можно отнести такие СИ, как энерготестеры и мультиметры, производства «НПП Марсэнерго», «Энергомера», «НПП Энерготехника». Этими же СИ можно оценивать функционирование ИТ и потери в соединительных проводах.




Область применения	Измерительные задачи	Типы приборов
Метрологическое обеспечение измерительных систем	Измерение выходной мощности измерительных ТН 	Ресурс-ПЭ, Ресурс-МТ, Ресурс-UF2М, UF2МВ 
	Измерение нагрузки измерительных ТТ	Ресурс-ПЭ, Ресурс-МТ, Ресурс-UF2МВ
	Определение потерь (падения) напряжения на линии связи между ТН и счётчиком	Ресурс-ПЭ, Ресурс-МТ
	Определение погрешности напряжения и угловой погрешности измерительных ТН	 Ресурс-UF2-ПТ
	Определение токовой и угловой погрешности измерительных ТТ	
Производство и эксплуатация СИ	Поверка измерительных ТН и ТТ	

Рис. 6. Применение СИ для метрологического обеспечения в ИК

К сложным СИ можно отнести, например, «Энергомониторы» производства «НПП Марсэнерго» и многофункциональные СИ типа «Ресурс». Подобными средствами можно проводить поверку и калибровку ИТ и счётчиков на местах эксплуатации – рис. 6.

Отмечу, что указанные производители всегда размещают документацию по выпускаемым СИ на страницах своих сайтов – рис. 7, обеспечивают техническую поддержку и обучение специалистов.

Применение многофункциональных устаревших СИ. Многофункциональные СИ ПКЭ, выпущенные по ГОСТ 13109, предназначены в т. ч. для проведения поверок (калибровок), а так же для измерения большого числа параметров, не связанных с отменяемым стандартом. К таким СИ можно, например, отнести «Энергомонитор 3.3Тхх», «Энерготестер ПКЭ» и др. Экономически целесообразно продолжить использование данных СИ, но при условии частичной поверки, допускающей исключение ряда испытаний (по ГОСТ 13109). Это позволит снизить расходы на приобретение новых СИ и сохранить их «моторесурс».

Чтобы применение multifunctional устаревших СИ ПКЭ было легитимным, должен быть официальный документ, например, письмо ФАТРИМ, разрешающий применение частично поверенных СИ с выдачей свидетельства о поверенных характеристиках.



Рис. 7. Пример размещения документации СИ на сайте производителя

Выводы:

1. Гармонизация стандартов должна проводиться в первую очередь в интересах российских участников рынка электротехнической продукции.
2. Издание ГОСТ на основе стандартов МЭК не должно иметь запатывание более 3 лет, чтобы не закреплять отставание отечественного производителя СИ.
3. Информация о разработке новых стандартов должна быть заблаговременно известна широкому кругу специалистов, обслуживающих это оборудование. Оповещение может быть организовано через подписку по электронной почте.
4. Разрабатываемые стандарты для СИ должны защищать интересы таких категорий, как конечные пользователи, специалисты энергокомпаний, специалисты по метрологии, производители этой продукции.
5. В разработке (гармонизации) стандартов должны участвовать производители, энергетики и метрологи.

6. Для исключения ошибок и перекосов в интересах отдельных категорий специалистов проекты новых стандартов целесообразно публиковать, например, на сайте ФАТР для обсуждения.

7. Коммерческий учёт постоянно связан с судебной (претензионной, арбитражной) работой. Поэтому терминология в стандартах не должна допускать многозначного толкования, а разрабатываемые (гармонизируемые) ГОСТ должны в обязательном порядке ссылаться на основополагающие отечественные стандарты «Термины и определения». Стандарты, не содержащие подобных ссылок, должны быть признаны юридически ничтожными, а их действие на территории РФ следует приостановить до приведения в соответствие.

8. Нормативно-техническая документация СИ должна быть доступна (опубликована) на сайтах производителей ИТ.

Сведения об авторе

Матюхов И. В.,

институт ПЭИПК (Санкт-Петербург),
преподаватель кафедры ЭНЭТ, доцент

lemz-askue@ya.ru

Тел.: 373-9018

Материалы конференции

13–17 мая 2014

Санкт-Петербург