

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ



КОНЦЕПЦИЯ создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи

ИКЭС-РД-043-2014

Москва
2014

**Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
Исполнительный комитет ЭЭС СНГ**



**КОНЦЕПЦИЯ
создания системы контроля показателей
качества электрической энергии применительно к
межгосударственным линиям электропередачи**

ИКЭС-РД-043-2014

**Москва
2014**



НТД разработан: Обществом с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»), ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

НТД утвержден: Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств (Протокол № 45 от 25 апреля 2014г.).



Содержание

	Введение.....	4
1	Область применения.....	5
2	Нормативные ссылки.....	5
3	Термины, определения, обозначения и сокращения.....	6
4	Общие положения.....	11
5	Нормативно-методическое обеспечение.....	13
6	Основные требования к системе.....	14
7	Методические указания по контролю качества электрической энергии с помощью системы.....	20
8	Техническое обеспечение.....	27
9	Метрологическое обеспечение.....	30
10	Информационное обеспечение.....	35
11	Программное обеспечение.....	38
12	Организационное обеспечение.....	39
	Приложение А Состав документов по нормативному, техническому и методическому обеспечению в области качества электрической энергии.....	43
	Приложение Б Структурная схема системы.....	45
	Приложение В Перечень нормативных, технических и методических документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение системы.....	46
	Приложение Г Перечень средств измерений ПКЭ, выпускаемых в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья	48
	Библиография.....	55



Введение

Настоящая Концепция разработана с целью формирования общих организационных и технических требований к построению эффективной системы контроля показателей качества электрической энергии при ее передаче по межгосударственным линиям электропередачи (далее – система), а также определения способов и средств достижения оптимальной точности и достоверности измерений показателей качества электрической энергии и других параметров электрических величин. Для практического создания системы контроля показателей качества электрической энергии на МГЛЭП необходимо принятие и введение в действие комплекса нормативных, методических и технических документов, регламентирующих различные аспекты контроля качества электрической энергии. При разработке этих документов положения настоящей Концепции могут быть использованы в качестве рекомендуемых.

Качество электрической энергии является важным фактором электромагнитной совместимости технических средств. Соблюдение норм качества электрической энергии является необходимым условием нормального функционирования подключаемого к сети электрооборудования. Снижение качества электрической энергии может привести к нарушениям режимов работы электрооборудования, что снижает его эксплуатационную надежность, проявляющуюся в сокращении срока службы, выходу из строя, возникновению аварий и поражению обслуживающего персонала.

В настоящее время контроль качества электрической энергии носит, как правило, периодический характер. Соответствие обязательным требованиям к электрической энергии и другим требованиям стандартов на нормы качества электрической энергии в подавляющем большинстве случаев проверяется в результате проведения краткосрочных испытаний электрической энергии (сертификационных, периодических, арбитражных и др.). Результаты краткосрочных испытаний электрической энергии не могут быть достоверно распространены на интервалы времени, в течение которых контроль качества электрической энергии не проводился. Кроме того, контроль качества электрической энергии по некоторым показателям качества электрической энергии (параметрам провалов напряжений и временных перенапряжений) принципиально требует проведения длительных испытаний продолжительностью до одного года.

Для выполнения современных требований, предъявляемых к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, необходимо создание эффективной системы управления качеством электрической энергии в электросетевых компаниях. Создание систем контроля качества электрической энергии, осуществляющих непрерывный мониторинг значений показателей качества электрической энергии и обладающих возможностью анализа причин его ухудшения, является необходимым условием успешной реализации проектов, связанных с разработкой эффективных систем управления качеством электроэнергии.

Концепция создания системы включает комплекс основных принципов и организационно-технических предложений по разработке всех видов обеспечения измерительных систем контроля качества электроэнергии на электрических подстанциях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения МГЛЭП, включая нормативное, методическое, техническое, метрологическое, информационное, программное и организационное обеспечение. При разработке настоящей Концепции учитывались положения



действующих международных, межгосударственных и национальных (государств-участников СНГ) нормативных, технических и методических документов в области контроля качества электрической энергии.

1 Область применения

Настоящая Концепция или отдельные ее положения могут быть использованы в качестве рекомендаций при разработке или модернизации измерительных систем контроля качества электроэнергии в национальных электросетевых компаниях с учетом их организационно-технических особенностей.

Настоящая Концепция разработана для применения системы на электрических подстанциях, участвующих в транспортировке электрической энергии по межгосударственным линиям электропередачи.

2 Нормативные ссылки

В настоящей Концепции использованы:

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза. О безопасности низковольтного оборудования

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза. Электромагнитная совместимость технических средств

ГОСТ 8.401–80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования

ГОСТ 12.2.049–80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

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

ГОСТ 30804.3.2–2013¹⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.3.3–2013¹⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.7–2013¹⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30–2013¹⁾ Электрическая энергия. Совместимость технических

¹⁾ Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 43-2013 от 07.06.2013).

¹⁾ Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).



средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.6.2–2013²⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.6.4–2013²⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30805.22–2013¹⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ 30969–2002 (МЭК 61326-1:1997) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Требования и методы испытаний

ГОСТ 32144–2013¹⁾ Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

ГОСТ Р 51275–2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения

ГОСТ Р 51317.3.2–2006 (МЭК 61000–3–2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.3.3–2008 (МЭК 61000–3–3:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7:2002) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ Р 51317.4.15–2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 51317.4.30–2008 (МЭК 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совмес-

²⁾ Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 43-2013 от 07.06.2013).



тимось технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 51317.6.2–2007 (МЭК 61000–6–2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.4–2009 (МЭК 61000–6–4:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.5–2006 (МЭК 61000–6–5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51318.11–2006 (СИСПР 11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Промышленные, научные, медицинские и бытовые (ПНМБ) высокочастотные устройства. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ Р 51318.22–2006 (СИСПР 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ Р 51318.24–99 (СИСПР 24–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования информационных технологий к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51522.1–2011 (МЭК 61326–1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51522.2.1–2011 (МЭК 61326–2–1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 2-1. Частные требования к чувствительному испытательному и измерительному оборудованию, незащищенному в отношении электромагнитной совместимости. Испытательные конфигурации, рабочие условия и критерии качества функционирования

ГОСТ Р 52069.0–2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ Р 54130–2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

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

ДСТУ EN 50160:2010 (EN 50160:2007, IDT) Характеристики напряжения в системах электроснабжения общего назначения

ДСТУ IEC 60044-1:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока (IEC 60044-1:2003 IDT)

ДСТУ IEC 60044-2:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Индуктивные трансформаторы напряжения (IEC 60044-2:2003 IDT)

СТБ МЭК 61000-3-2-2006 Электромагнитная совместимость. Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока для оборудования с потребляемым



током большим или равным 16 А в одной фазе

СТБ МЭК 61000-3-3-2005 Электромагнитная совместимость. Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током большим или равным 16 А в одной фазе, которое не подлежит условному соединению

СТБ ИЕС 61000-6-2-2011 Электромагнитная совместимость. Часть 6-2. Общие стандарты. Помехоустойчивость оборудования, предназначенного для установки в промышленных зонах

СТБ ИЕС 61000-6-4-2012 Электромагнитная совместимость. Часть 6-4. Общие стандарты. Помехоэмиссия от оборудования, предназначенного для установки в промышленных зонах

СТБ EN 55011–2012 Электромагнитная совместимость. Радиопомехи от промышленных, научных и медицинских (ПНМ) высокочастотных устройств. Нормы и методы измерений

СТБ EN 55024–2006 Электромагнитная совместимость. Оборудование информационных технологий. Характеристики помехоустойчивости. Нормы и методы измерений

СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы

ГН от 28.06.2013 № 59 Гигиенический норматив «Предельно-допустимые уровни нормируемых параметров при работах с видеодисплейными терминалами и электронно-вычислительными машинами» (Республика Беларусь).

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящей Концепции применены термины с соответствующими определениями, установленными в ГОСТ 13109, ГОСТ Р 54130, ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7), а также следующие термины и определения:

3.1.1 измерительная система: совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенных для:

- получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований в общем случае множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;
- машинной обработки результатов измерений;
- регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
- преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.

[ГОСТ Р 8.596-2002, пункт 3.1]

3.1.2 методика (метод) измерений: совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установ-



ленными показателями точности.

3.1.3 аттестация методик измерений: исследование и подтверждение соответствия методик измерений установленным метрологическим требованиям к измерениям.

[ГОСТ Р 8.563-2009, пункт 3.2]

3.1.4 верхнее (нижнее) значение показателей качества электрической энергии: Значение верхней (нижней) границы диапазона, которому принадлежат 95 % результатов измерений за время проведения испытаний.

3.1.5 наибольшее (наименьшее) значение показателей качества электрической энергии: наибольшее (наименьшее) из всех измеренных за время проведения испытаний значений показателей качества электрической энергии.

3.1.6 среднее напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ.

[ГОСТ Р 54149-2010, пункт 3.1.12]

3.1.7 высокое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 35 кВ, но не превышает 220 кВ.

[ГОСТ Р 54149-2010, пункт 3.1.13]

3.1.8 сверхвысокое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 220 кВ.

3.1.9 качество электрической энергии: степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества.

[ГОСТ Р 51317.4.30-2008, пункт 3.20]

3.1.10 электроэнергетические величины: физические величины, используемые в электроэнергетике для описания технологических процессов и решения измерительных задач, возникающих при производстве, передаче и использовании электрической энергии.

Примечание - В настоящей Концепции в качестве электрических величин рассматриваются: переменное напряжение, сила тока, углы фазовых сдвигов, мощность и энергия.

3.1.11 параметр (электрической величины): вспомогательная величина, количественно характеризующая какое-либо свойство данной электроэнергетической величины.

Пример – В качестве параметров силы электрического тока используются: среднеквадратическое значение силы тока, коэффициент искажения синусоидальности тока и др.

3.1.12 системы единичного производства: системы однократного производства, повторное изготовление которых не предусмотрено.

Примечание – Как правило, системы единичного производства проектируются из компонентов, выпускаемых различными изготовителями, и принимаются как законченные изделия непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 по ГОСТ Р 8.596).

3.1.13 системы серийного производства: системы, которые производятся постоянно (многократно) или периодически повторяющимися партиями.

Примечание – Системы серийного производства выпускаются изготовителем как законченные укомплектованные изделия (ИС-1 по ГОСТ Р 8.596).



3.1.14 статистические характеристики ПКЭ: результаты математической обработки объединенных (усредненных) на стандартных интервалах времени (см. п.7.5.1) результатов измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии для сравнения с нормативными значениями.

Примечание – В качестве статистических характеристик в настоящей Концепции используются: наибольшее и наименьшее значения ПКЭ (3.1.5), верхнее и нижнее значения ПКЭ (3.1.4), относительное время (относительно общей продолжительности испытаний) выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений и относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений.

3.1.15 среднеквадратическое значение напряжения: значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений напряжения, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого при обнаружении и определении параметров провалов напряжений, перенапряжений и прерываний напряжений в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), равно одному периоду сигнала основной частоты (см.п.6.4.1).

2. Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого для определения ПКЭ, характеризующего медленные изменения напряжения, в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (см.п.6.2).

3. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения напряжения включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

3.1.16 среднеквадратическое значение силы тока: значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений силы тока, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения силы тока в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (см.п.6.2).

2. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения силы тока включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

3.2 Обозначения

В настоящей Концепции применены следующие обозначения:

h – номер интергармонической составляющей;

n – номер гармонической составляющей;

$\delta U_{(-)}$ – отрицательное отклонение напряжения;

$\delta U_{(+)}$ – положительное отклонение напряжения;

δU_y – установившееся отклонение напряжения;



K_{2U} – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
 K_{0U} – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
 Δf – отклонение частоты;
 I – среднеквадратическое значение силы тока;
 $\varphi_{UI(1)}$ – угол фазового сдвига между током и напряжением основной частоты;
 P – активная мощность;
 Q – реактивная мощность;
 S – полная мощность;
 W_A – активная энергия;
 W_P – реактивная энергия.

3.3 Сокращения

В настоящей Концепции используются следующие сокращения:

БД – база данных;
ЕСПД – единая система программной документации;
ИВК – информационно-вычислительный комплекс;
ИИК ТК – измерительно-информационный комплекс точек контроля;
ИС – измерительная система;
МГЛЭП – межгосударственные линии электропередачи;
ПКЭ – показатели качества электрической энергии;
ПО – программное обеспечение;
СНГ – Содружество Независимых Государств;
СУБД – система управления базами данных;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
ТТ – измерительный трансформатор тока;
ЦСОД – центр сбора и обработки данных.

4 Общие положения

4.1 Назначение системы

Разрабатываемая система контроля показателей качества электрической энергии предназначена для:

- непрерывного автоматизированного контроля показателей качества электрической энергии на соответствие требованиям нормативных документов СНГ на нормы качества электрической энергии и условиям договорных отношений при передаче электрической энергии;

- получения измерительной информации, необходимой для анализа качества электрической энергии и разработки организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение необходимого уровня качества (управления качеством) электрической энергии;

- получения измерительной информации, необходимой для взаимодействия между субъектами хозяйствования государств-участников СНГ при урегулировании вопросов качества электрической энергии.

4.2 Основные принципы организации системы



При организации системы контроля показателей качества электрической энергии используются следующие положения:

1) система должна являться важнейшей составной частью системы управления качеством электрической энергии;

2) система должна основываться на принципах, предусмотренных стандартами и иными нормативными правовыми актами, нормах качества электроэнергии, а также методах и алгоритмах измерений параметров напряжения, которые используются в качестве ПКЭ;

3) при контроле качества электрической энергии наряду с параметрами напряжений должны измеряться параметры других электроэнергетических величин, позволяющих осуществлять анализ качества электрической энергии (параметров силы тока, углов фазовых сдвигов между напряжениями и токами, мощности) с целью определения причин ухудшения качества электроэнергии и источника (Стороны) искажения ПКЭ;

4) 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;

5) периодический контроль и анализ качества электрической энергии должен применяться в качестве дополнительного вида испытаний электрической энергии для решения научно-технических задач, возникающих при осуществлении транспорта электрической энергии;

6) система должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ;

7) система должна предусматривать возможность расширения как по количеству контролируемых ПКЭ, так и по количеству точек контроля;

8) создание и развитие системы должно носить последовательный (от контроля качества электрической энергии на соответствие обязательным требованиям, до измерения всех параметров электрических величин, необходимых для эффективного управления качеством электрической энергии) и постепенный (от опытных проектов, до глобальной сети измерительных систем, установленных на всех электрических подстанциях, связанных с МГЛЭП) характер.

4.3 Интеграция систем учета количества и контроля качества электроэнергии

Результатом развития системы контроля качества электрической энергии может стать её интеграция с автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого или технического учета электроэнергии. В результате этой интеграции могут быть найдены эффективные решения задачи определения взаимосвязи количественных и качественных характеристик электрической энергии как товара. В рассматриваемой системе рекомендуется использовать общий измерительно-вычислительный компонент – многофункциональный прибор, в котором объединены функции счетчика электрической энергии и измерителя ПКЭ.

Развитие автоматизированных информационно-измерительных систем учета электрической энергии и появление системы контроля качества электрической энергии приведет или может привести к созданию инновационного продукта – автоматизиро-



ванных информационно-измерительных систем учета и контроля качества электрической энергии. Технические предпосылки создания подобных систем в виде современных интеллектуальных многофункциональных средств измерений уже имеются.

4.4 Анализ качества электрической энергии в сетях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения

В последние годы в некоторых государствах-участниках СНГ были проведены исследования качества электрической энергии в электрических сетях разных уровней напряжения.

Наибольший интерес представляют исследования, проведенные в сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Исследования, проведенные на ряде магистральных подстанций 330-750 кВ Украины [2], [3], показывают, что даже в системообразующих сетях наблюдаются случаи превышения нормативных значений ПКЭ, характеризующих отклонение напряжения и искажение синусоидальности напряжения (коэффициентов искажения синусоидальности и коэффициентов гармонических составляющих). Полученные в результате исследований результаты показывают на необходимость постоянного контроля качества электрической энергии на магистральных подстанциях и проведения организационно-технических мероприятий, направленных на улучшение качества электроэнергии в сетях сверхвысокого напряжения.

Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ в «МРСК Сибири» [4] также выявило существенные искажения синусоидальности напряжения и тока в сетях высокого напряжения. На это же указывают данные, полученные в результате исследований влияния несинусоидальных и нелинейных нагрузок на качество электрической энергии [5]. По данным, полученным в результате исследований на некоторых подстанциях высокого и сверхвысокого напряжения Сибири, Урала и Центра [6], можно сделать вывод, что существенные значения коэффициентов гармонических составляющих напряжений (3, 5 гармоники) наблюдаются и на уровнях напряжений 220 кВ.

Превышения нормативных значений ПКЭ, характеризующих несимметрию напряжений в сетях высокого и сверхвысокого напряжения, наблюдаются существенно реже, чем в сетях среднего напряжения. Тем не менее, в качестве электроприемников, создающих несимметрию напряжений в сетях 110 кВ, превышающую предельно допустимые значения ПКЭ, называются тяговые подстанции переменного тока, способные поднять значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности до 4,6 % [7], [8], [9].

Мировой опыт создания систем контроля качества электрической энергии, включая крупные общенациональные системы США, Канады, Румынии и Колумбии, приведен в научной работе [10].

5 Нормативно-методическое обеспечение.

5.1 Общие положения

В настоящей Концепции под нормативно-методическим обеспечением понимается совокупность документов нормативного, технического и методического характера в области качества электрической энергии, используемых в процессе создания системы,



и устанавливающих:

- состав измеряемых ПКЭ;
- нормативные значения, в пределах которых должны находиться значения ПКЭ в электрических сетях;
- правила организации и проведения измерений параметров напряжения в электрических сетях;
- методику проверки соответствия значений ПКЭ в электрических сетях установленным нормативным значениям;
- требования к средствам измерений, применяемым при проведении измерений ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в электрических сетях.

5.2 Назначение, цели и задачи нормативно-технического обеспечения

Проектирование системы и ее эксплуатации на основе нормативного, технического и методического обеспечения используется для:

- формирования в техническом задании и конструкторских документах на систему технических требований к системе, в частности требований к метрологическим характеристикам;
- выбора измерительных и измерительно-вычислительных компонентов (ТН, ТТ, измерителей ПКЭ и др.), применяемых в составе измерительных каналов системы;
- разработки методик измерений ПКЭ с помощью системы.

5.3 Состав нормативно-методического обеспечения:

- технические регламенты государств-участников СНГ;
- межгосударственные стандарты, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации;
- технические регламенты Евразийского экономического сообщества, технические регламенты Таможенного союза и иные технические регламенты (директивы), принятые международными договорами;
- международные стандарты, руководства, технические требования, технические отчеты и иные документы, принятые международными организациями по стандартизации;
- национальные стандарты, руководящие документы, методические указания, инструкции, правила, методики и рекомендации, принятые органами исполнительной власти государств-участников СНГ;
- отраслевые стандарты и стандарты организаций, действующие на территории государств-участников СНГ;
- нормативно-технические документы, разработанные в соответствии с «Положением о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем».

Справочные данные о составе действующих документов, а также проектах международных стандартов в области качества электрической энергии приведены в Приложении А.

6 Основные требования к системе

6.1 Требования к функциональным характеристикам



Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- управление конфигурацией системы и задание параметров работы компонентов системы;
- непрерывные измерения ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в линиях электропередачи разных классов напряжения на электрических подстанциях;
- обработка результатов измерений параметров электроэнергетических величин, в том числе расчет статистических характеристик ПКЭ;
- хранение результатов измерений ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин;
- формирование отчетов о качестве электрической энергии;
- визуализация текущей (оперативной) и архивной измерительной информации;
- обеспечение информационного обмена с другими системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам;
- синхронизация всех элементов системы от единого источника точного времени;
- непрерывный автоматический контроль и диагностика работоспособности системы и ее компонентов;
- управление доступом к измерительной информации и параметрам работы системы.

6.2 Требования к метрологическим характеристикам

6.2.1 Показатели точности системы при измерениях ПКЭ

Требования к показателям точности системы при измерениях ПКЭ в электрических сетях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения в нормальных и рабочих условиях применения приведены в таблице 6.1. Значения доверительных границ погрешности с доверительной вероятностью 0,95 указаны с учетом метрологических характеристик измерителей ПКЭ классов «А» и «S», ТН классов точности 0,2 и 0,5 и потерь напряжения в линиях связи между ТН и измерителями ПКЭ (0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН).

Метрологические характеристики измерений ПКЭ, характеризующие несинусоидальность напряжений (коэффициенты искажения синусоидальности напряжений, коэффициенты гармонических составляющих напряжений, коэффициенты интергармонических составляющих напряжений) и случайные события (параметры провалов напряжений, перенапряжений, прерываний напряжений), устанавливаются в методиках измерений ПКЭ при контроле качества электрической энергии.



Таблица 6.1 – Показатели точности системы при измерениях ПКЭ

ПКЭ	Доверительные границы абсолютной погрешности			
	ТН класса точности 0,2 и измеритель ПКЭ класса «А»		ТН класса точности 0,5 и измеритель ПКЭ класса «S»	
	нормальные условия ¹⁾	рабочие условия ²⁾	нормальные условия ¹⁾	рабочие условия ²⁾
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, %	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$, %	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
Установившееся отклонение напряже- ния δU_y , %	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$	$\pm 0,8$
Отклонение частоты Δf , Гц	$\pm 0,01^{3)}$	$\pm 0,03^{3)}$	$\pm 0,05^{3)}$	$\pm 0,1^{3)}$

¹⁾ Нормальные условия применения устанавливаются только для измерителя ПКЭ по ГОСТ 22261.
²⁾ Рабочие условия применения соответствуют 3 группе (климатические воздействия) по ГОСТ 22261.
³⁾ Определяется только измерителем ПКЭ.

6.2.2 Показатели точности системы при измерениях тока, углов фазовых сдвигов между напряжением и током, мощности и энергии.

Показатели точности системы при измерениях тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии в нормальных и рабочих условиях применения приведены в таблице 6.2. Значения доверительных границ погрешности с доверительной вероятностью 0,95 указаны с учетом метрологических характеристик измерителей ПКЭ классов «А» и «S», а также ТН классов точности 0,2S и 0,5S, ТН классов точности 0,2 и 0,5 и потерь напряжения на линиях связи между ТН и измерителями ПКЭ (0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН).

Метрологические характеристики измерений тока, характеризующие гармонические и интергармонические составляющие измеряемых сигналов, устанавливаются в методиках измерений параметров электрических величин при непрерывном мониторинге качества электрической энергии.



Таблица 6.2 – Показатели точности системы при измерениях параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии

Измеряемый параметр	Коэффициент мощности $(\sin(\varphi_{UI(1)}))^{1)}$	Доверительные границы погрешности ²⁾ : абсолютной (Δ), относительной (δ , %), приведенной ³⁾ (γ , %)			
		ТТ класса точности 0,2S, ТН класса точности 0,2 и измеритель ПКЭ класса «А»		ТТ класса точности 0,5S, ТН класса точности 0,5 и измеритель ПКЭ класса «S»	
		нормальные условия ⁴⁾	рабочие условия ⁵⁾	нормальные условия ⁴⁾	рабочие условия ⁵⁾
Среднеквадратическое значение силы тока I	–	$\pm 0,3$ (γ)	$\pm 0,4$ (γ)	$\pm 1,5$ (γ)	$\pm 2,0$ (γ)
Угол фазового сдвига между током и напряжением $\varphi_{UI(1)}$	–	$\pm 0,7^\circ$ (Δ)	$\pm 1,0^\circ$ (Δ)	$\pm 1,0^\circ$ (Δ)	$\pm 1,2^\circ$ (Δ)
Активная мощность P	1,0	$\pm 1,0$ (δ)	$\pm 1,2$ (δ)	$\pm 1,6$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)
	0,5	$\pm 1,5$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,5$ (δ)	$\pm 3,0$ (δ)
Реактивная мощность Q	1,0	$\pm 1,0$ (δ)	$\pm 1,2$ (δ)	$\pm 1,6$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)
	0,5	$\pm 1,5$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,5$ (δ)	$\pm 3,0$ (δ)
Полная мощность S	–	$\pm 1,0$ (δ)	$\pm 1,2$ (δ)	$\pm 1,6$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)
Количество активной энергии W_A	1,0	$\pm 1,0$ (δ)	$\pm 1,2$ (δ)	$\pm 1,6$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)
	0,5	$\pm 1,5$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,5$ (δ)	$\pm 3,0$ (δ)
Количество реактивной энергии W_P	1,0	$\pm 1,5$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,5$ (δ)
	0,5	$\pm 1,5$ (δ)	$\pm 2,0$ (δ)	$\pm 2,5$ (δ)	$\pm 3,0$ (δ)

¹⁾ Для активной мощности и активной энергии – коэффициент мощности, для реактивной мощности и реактивной энергии – коэффициент $\sin(\varphi_{UI(1)})$.

²⁾ Значения погрешности указаны для диапазона значений силы тока от $0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$, где $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение силы тока и диапазона значений напряжения от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ – номинальные значения напряжения.

³⁾ Погрешность, приведенная к максимальному значению силы тока $I_{\text{макс}}$.

⁴⁾ Нормальные условия применения устанавливаются только для измерителя ПКЭ по ГОСТ 22261.

⁵⁾ Рабочие условия применения соответствуют 3 группе (климатические воздействия) по ГОСТ 22261.

6.3 Требования безопасности

6.3.1 Требования безопасности к низковольтной части системы

Соответствие требованиям безопасности компонентов, входящих в низковольтную часть (до 1000 В) системы единичного производства, должно подтверждаться проведением соответствующих испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническому регламенту или иным нормативным документам государств-



участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

Соответствие требованиям безопасности системы серийного производства должны подтверждаться проведением испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, - техническим регламентам или иным устанавливающим обязательные требования документам государств-участников СНГ, распространяющимся на данный вид оборудования.

6.3.2 Требования безопасности к высоковольтной части системы

Измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы тока, являющиеся измерительными компонентами систем единичного производства, или стандартные трансформаторы, к которым подключается базовый блок систем серийного производства, до вступления в действие технических регламентов, распространяющихся на высоковольтное оборудование, должны иметь сертификаты или декларации соответствия обязательным требованиям национальных систем сертификации (в Российской Федерации система сертификации ГОСТ Р). Трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746 или ДСТУ ІЕС 60044-1:2008. Трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2:2008.

6.4 Требования электромагнитной совместимости

6.4.1 Требования электромагнитной совместимости к компонентам системы единичного производства

Соответствие требованиям электромагнитной совместимости компонентов системы единичного производства должны подтверждаться проведением соответствующих испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническим регламентами или иным нормативным документам государств-участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

6.4.2 Требования электромагнитной совместимости к системам серийного производства

Соответствие требованиям электромагнитной совместимости типовой системы должны подтверждаться проведением испытаний и принятием декларации или сертификата соответствия техническому регламенту Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническим регламентами или иным нормативным документам государств-участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

Виды испытаний на электромагнитную совместимость, степень жесткости испытаний и критерии качества функционирования оборудования во время испытаний должны быть указаны в технических условиях на типовую систему.

6.4.3 Основными документами для определения устойчивости к различным видам



электромагнитных помех и норм воздействия должны быть ГОСТ 30804.6.2 (ГОСТ Р 51317.6.2, ГОСТ ИЕС 61000-6-2), ГОСТ Р 51522.1 (ГОСТ 30969), ГОСТ Р 51522.2.1, ГОСТ Р 51318.24 (СТБ EN 55024), ГОСТ Р 51317.6.5.

Основными документами норм помехоэмиссии должны быть ГОСТ 30804.6.4 (ГОСТ Р 51317.6.4, СТБ ИЕС 61000-6-4), ГОСТ Р 51522.1 (ГОСТ 30969), ГОСТ Р 51318.11 (СТБ EN 55011), ГОСТ 30805.22 (ГОСТ Р 51318.22), ГОСТ 30804.3.2 (ГОСТ Р 51317.3.2, СТБ МЭК 61000-3-2), ГОСТ 30804.3.3 (ГОСТ Р 51317.3.3, СТБ МЭК 61000-3-3).

6.5 Требования к конструкции

Все компоненты системы, кроме измерительных компонентов, выполняющих функцию масштабирующих преобразователей (измерительных трансформаторов напряжения и тока), и связующих компонентов в виде линий связи между масштабирующими преобразователями и измерителями ПКЭ, должны размещаться в электротехнических шкафах. Отдельные компоненты (например, измеритель ПКЭ со вспомогательным оборудованием) могут помещаться в малогабаритных электротехнических шкафах. Обеспечение температурного режима в шкафах должно осуществляться за счёт естественной или принудительной вентиляции.

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации ИВК, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049. Технические средства ИВК должны размещаться с соблюдением требований СанПиН 2.2.2/2.4.1340 и ГОСТ 30805.22 (ГОСТ Р 51318.22) для оборудования класса А, а также обеспечивать удобство технического обслуживания. Массогабаритные характеристики компонентов системы должны обеспечивать их удобное и безопасное размещение внутри шкафов. Должны быть предусмотрены варианты размещения ИВК и измерителей ПКЭ в общих шкафах с целью упрощения конструкции и снижения стоимости системы. Должны быть предусмотрены меры защиты от ошибочных действий персонала, от случайного изменения и разрушения информации и программ, а также от несанкционированного доступа.

6.6 Требования к надёжности системы

Требования к надёжности системы должны быть установлены с учетом уровня надёжности лучших отечественных и зарубежных аналогов (прототипов), экономических и других факторов. Надёжность системы в целом и каждой ее автоматизированной функции должна быть достаточной для достижения установленных целей функционирования системы при заданных условиях применения. Работы по обеспечению надёжности обязательны при разработке, создании и эксплуатации системы.

Для обеспечения надёжности системы на стадиях проектирования, создания и эксплуатации должны использоваться следующие методы:

- построение системы в виде функционально распределенной структуры;
- аппаратное, информационное и программное резервирование, включая резервное копирование данных;
- реализация контроля правильности функционирования оборудования (тестовый контроль работоспособного состояния, контроль кодовых обменов и т.п.);
- обеспечение бесперебойного питания оборудования системы путем применения



источников бесперебойного питания;

- реализация мер по обеспечению помехозащищенности (экранирование линий связи, выполнение требуемых правил заземления);
- хранение программ и наиболее важных данных в энергонезависимой памяти;
- организация защиты данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;
- обеспечение требуемых для оборудования системы климатических и электромагнитных условий эксплуатации (установка в специальных помещениях, шкафах, применение дополнительных кожухов).

При производстве плановых (профилактических) работ на оборудовании системы её надежность не должна снижаться. При выявлении отказов компонентов в системе необходимо обеспечить целостность и корректность информации.

Система должна иметь следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ должна быть не менее 35000 ч.
- средний срок службы должен быть не менее 25 лет.

Система должна быть восстанавливаемой. Среднее время восстановления работоспособного состояния должно быть не более 4 ч.

6.7 Требования к электропитанию

Все оборудование системы должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при кратковременных перерывах электропитания. При отключении электропитания в системе должна обеспечиваться целостность и корректность информации в базе данных.

Электропитание компонентов системы должно осуществляться следующим образом:

- от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц;
- от резервных источников питания переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц или постоянного тока напряжением 220 В.

Непрерывность электропитания должна обеспечиваться применением источников бесперебойного питания и использованием резервных источников питания. При пропадании (прерывании, провале) напряжения основного электропитания должно производиться автоматическое переключение на резервное электропитание. После восстановления подачи напряжения основного электропитания должно осуществляться автоматическое переключение на основное электропитание.

7 Методические указания по контролю качества электрической энергии с помощью системы

7.1 Общие положения

Для выполнения измерений с требуемой точностью при контроле качества электрической энергии с помощью системы должна быть разработана методика измерений ПКЭ. В этом документе должна содержаться следующая информация:

- виды контроля качества электрической энергии (см. 7.2);
- перечень точек контроля качества электрической энергии с указанием мест установки и характеристик измерительных компонентов (см. 7.9);



- перечень измеряемых ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин (см. 7.3);
- нормы качества электрической энергии (см. 7.4);
- требования к измерениям (см. 7.5);
- требования к показателям точности измерений (см. 7.5.3);
- методика математической обработки результатов измерений (см. 7.6);
- формы представления результатов контроля качества электрической энергии (см. 7.7);
- продолжительность контроля качества электрической энергии (см. 7.8).

7.2 Виды испытаний и контроля качества электрической энергии

Методика измерений ПКЭ должна предусматривать проведение следующих видов контроля качества электрической энергии:

- непрерывный (технологический) контроль качества электрической энергии;
- контроль при рассмотрении претензий к качеству электрической энергии.

7.3 Перечень измеряемых ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин

7.3.1 Перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин должен включать все или некоторые из перечисленных ниже параметров:

- параметры напряжения, являющиеся ПКЭ;
- дополнительные параметры напряжения;
- параметры силы тока;
- параметры углов фазовых сдвигов;
- параметры электрической мощности;
- количество электрической энергии.

7.3.2 Показатели качества электрической энергии

7.3.2.1 ПКЭ, характеризующие продолжительные изменения характеристик напряжения:

- положительное отклонение напряжения;
- отрицательное отклонение напряжения;
- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (только для трехфазной четырехпроводной схемы подключений);
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения;
- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 2 до 50);
- коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения (h изменяется от 1 до 49);
- напряжение информационных сигналов в электрической сети.

7.3.2.2 ПКЭ, характеризующие случайные события:

- длительность провала напряжения;
- длительность прерывания напряжения;



- длительность временного перенапряжения;
- глубина провала напряжения;
- коэффициент временного перенапряжения;
- длительность импульса напряжения;
- амплитуда импульса напряжения.

7.3.2.3 ПКЭ можно распределить на группы в зависимости от степени важности и приоритетов их использования при поэтапном создании и развитии системы контроля качества электрической энергии:

- основные ПКЭ, используемые в настоящее время для установления обязательных требований к электрической энергии (установившееся отклонение напряжения, положительное и отрицательное отклонения напряжения, а также отклонение частоты);

- ПКЭ, на которые в настоящее время установлены требования в национальных и международных стандартах (коэффициенты несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательностям, коэффициент искажения синусоидальности напряжения, коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения при n от 2 до 40);

- ПКЭ, на которые в настоящее время не установлены требования в национальных и международных стандартах (коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения, коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения при n от 41 до 50);

- ПКЭ, на которые требования могут быть установлены в договорных отношениях (параметры провалов напряжения, временных перенапряжений и прерываний напряжения).

7.3.3 Дополнительные параметры напряжения:

- среднеквадратическое значение напряжения основной частоты;
- среднеквадратическое значение напряжения (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратическое значение напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- частота.

7.3.4 Параметры силы тока:

- среднеквадратическое значение тока (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратическое значение тока основной частоты;
- среднеквадратическое значение тока прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- коэффициент искажения синусоидальности тока;
- коэффициент n -ой гармонической составляющей тока (n от 2 до 50);
- коэффициент h -ой интергармонической составляющей тока (h от 1 до 49);
- коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности.

7.3.5 Параметры углов фазовых сдвигов:

- угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты;
- угол фазового сдвига между токами основной частоты;



- угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты;
- углы фазового сдвига между симметричными составляющими напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- углы фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжений и токов.

7.3.6 Параметры электрической мощности:

- активная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- активная мощность основной частоты;
- реактивная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- реактивная мощность основной частоты;
- полная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- полная мощность основной частоты;
- активная мощность n -ой гармонической составляющей;
- реактивная мощность n -ой гармонической составляющей;
- полная мощность n -ой гармонической составляющей;
- активные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- реактивные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- полные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей.

7.3.7 Количество электрической энергии:

- количество активной энергии;
- количество реактивной энергии.

7.4 Нормы качества электрической энергии

Нормативные значения ПКЭ должны устанавливаться с учетом требований нормативных документов Электроэнергетического Совета СНГ на нормы качества электрической энергии, а при их отсутствии – с учетом требований ГОСТ 13109 или ГОСТ 32144 (ГОСТ Р 54149, ДСТУ EN 50160).

Нормативные значения ПКЭ, устанавливаемые в национальных стандартах государств-участников СНГ, рекомендуется приводить в соответствие с указанными стандартами.

7.5 Требования к измерениям

7.5.1 Длительность измерительных интервалов времени и интервалов времени, в течение которых производится объединение (усреднение) результатов измерений

Длительность интервала времени, в течение которого происходит измерение среднеквадратического значения напряжения, используемое для обнаружения и определения параметров провала напряжения, перенапряжения и прерывания напряжения, равно одному периоду сигнала основной частоты, начиная с пересечения нуля напряжением основной частоты. Данные значения определяются через каждую половину периода сигнала основной частоты.

Длительность основного измерительного интервала времени при определении



значений ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, несимметрию и несинусоидальность, а также параметров силы тока, мощности и углов фазовых сдвигов должна быть равна длительности 10 периодов (10T) сигналов основной частоты (0,2 с при частоте 50 Гц). Для измерений частоты (отклонений частоты) должен быть использован специальный измерительный интервал времени равный 10 с.

Для получения объединенных (усредненных) результатов измерений должны использоваться следующие интервалы времени:

- 150 периодов (150T) сигналов основной частоты (3 с при частоте 50 Гц);
- 60 с;
- 10 минут;
- 2 часа.

Интервалы времени 30 и 60 минут, широко используемые в коммерческом учете, могут быть установлены как дополнительные интервалы обработки измерительной информации.

7.5.2 Классы процессов измерений, используемые в измерителях ПКЭ

Измерения ПКЭ в рассматриваемых приборах производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), устанавливающими два основных класса процессов измерений «А» и «S». Классы процессов измерений определяют требования к алгоритмам измерений и метрологическим характеристикам.

Мобильные приборы, применяемые для проведения точных измерений при краткосрочных испытаниях электрической энергии с целью проверки соответствия значений ПКЭ нормам качества электроэнергии, должны соответствовать классу процессов измерений «А».

Для непрерывного контроля (мониторинга) ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в составе измерительных систем рекомендуется использовать измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А».

7.5.3 Показатели точности измерений

7.5.3.1 Показатели точности средств измерений, которые применяются при контроле качества электрической энергии, должны быть выражены в виде пределов (или доверительных границ) погрешности. Показатели точности измерителей ПКЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30). Формы выражения пределов погрешностей должны быть установлены в документации на средства измерений конкретного типа по ГОСТ 8.009 и ГОСТ 8.401.

7.5.3.2 Показатели точности измерений ПКЭ при проведении измерений в электрических сетях среднего и высокого напряжения должны быть выражены в виде неопределенности измерений и должны быть установлены в документации на систему, в том числе в методике измерений ПКЭ.

7.5.4 Маркирование результатов измерений

Маркирование должно проводиться при воздействии провалов напряжения, перенапряжений и прерываний напряжения. Маркирование должно выполняться при проведении измерений показателей качества электрической энергии, относящихся к частоте, значению напряжения, дозе фликера, несимметрии напряжений, гармоникам и интергармоникам напряжения, напряжениям сигналов, передаваемым по электрическим сетям, и при измерениях отрицательного и положительного отклонений



напряжения. Если во время конкретного интервала времени какое-либо значение маркируется, объединенный результат измерений, включающий в себя это значение, тоже должен маркироваться.

7.6 Математическая обработка результатов измерений

7.6.1 Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, искажения синусоидальности, несимметрию напряжений, колебания напряжений, должны использоваться следующие статистические характеристики:

- наибольшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- наименьшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- верхнее значение ПКЭ (верхняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- нижнее значение ПКЭ (нижняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений;
- относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений.

Примечание – Для ПКЭ, характеризующих искажения синусоидальности, несимметрию напряжений и колебания напряжений, как правило, не определяются статистические характеристики, оценивающие нижнюю границу диапазона результатов измерений (наименьшее и нижнее значения).

7.6.2 Для ПКЭ, характеризующих случайные процессы, должны использоваться следующие статистические характеристики, полученные за интервал времени 1 год:

- общее количество случайных событий каждого вида (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения);
- общая продолжительность случайных событий каждого вида;
- количество случайных событий с определенными диапазонами значений параметров, характеризующих среднее квадратическое значение напряжения во время действия случайного события и его длительность.

7.6.3 В методике контроля качества электрической энергии должен быть установлен порядок использования маркированных результатов измерений. При определении необходимости использования (или не использования) маркированных результатов измерений следует руководствоваться положениями стандартов на нормы качества электрической энергии или условиями договоров на оказание услуг по передаче электрической энергии на объектах электроэнергетики (электрических подстанциях), расположенных на МГЛЭП.

7.7 Формы представления результатов контроля качества электрической энергии

Результаты контроля качества электрической энергии должны представляться протоколами испытаний электрической энергии и дополнительными материалами, оформляемыми по результатам контроля качества электрической энергии.



Протокол испытаний электрической энергии должен содержать следующую информацию:

а) результаты измерений в точке контроля, которые должны быть представлены в виде:

- наибольшего значения ПКЭ за интервал расчета статистических характеристик;
- наименьшего значения ПКЭ за интервал расчета статистических характеристик;
- верхнего значения ПКЭ (верхней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- нижнего значения ПКЭ (нижней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений;
- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений;

б) нормативное значение (норма) для измеренного значения;

в) максимальное значение погрешности измерений;

г) пределы допускаемой погрешности измерений.

Протокол краткосрочных испытаний электрической энергии должен дополнительно содержать следующую информацию:

- наименование документа («Протокол испытаний электрической энергии»);
- наименование организации, проводившей испытания;
- наименование организации, заказавшей испытания;
- идентификационные данные пункта контроля качества электрической энергии;
- наименование нормативного документа на методику измерений ПКЭ;
- перечень средств измерений, применяемых при испытаниях;
- условия проведения испытаний;
- приложение с результатами измерений мощности нагрузки ТН;
- приложение с результатами измерений показателей качества электрической энергии за время испытаний;
- заключение по результатам испытаний электрической энергии (качество электрической энергии (ПКЭ) соответствует установленным нормам);
- должность, подпись и расшифровку подписи (инициалы и фамилию) лица, проводившего испытания;
- дату проведения испытаний.

В качестве дополнительного материала, оформленного по результатам контроля качества электрической энергии, могут быть представлены графики в виде:

- зависимости значений измеряемых параметров от времени;
- зависимости двух произвольных параметров друг от друга;
- спектров сигналов (для гармонических и интергармонических составляющих);
- гистограмм основных ПКЭ, указанных в 7.3.2.3;



- векторных диаграмм сигналов токов и напряжений основной частоты, а также гармонических составляющих.

7.8 Продолжительность контроля качества электрической энергии

Контроль качества электрической энергии с помощью системы должен производиться непрерывно. Для оценки соответствия ПКЭ установленным нормативным значениям должны использоваться интервалы времени с длительностью, определенной в стандартах на нормы качества электрической энергии. Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, эти интервалы времени равны 24 часам или 7 суткам. Для ПКЭ, характеризующих случайные события, этот интервал времени равен 1 году.

7.9 Точки контроля качества электрической энергии

Контроль качества электрической энергии рекомендуется осуществлять на всех присоединениях электрических подстанций, участвующих в межгосударственных перетоках электрической энергии.

8 Техническое обеспечение

8.1 Средства измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии

Для непрерывного мониторинга ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин на уровне электрических подстанций среднего и высокого напряжения предусматривается использование измерительных систем серийного или единичного производства (соответственно ИС-1 и ИС-2 по ГОСТ Р 8.596, в состав которых в качестве измерительно-вычислительных компонентов рекомендуется включать измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А».

При дополнительных краткосрочных испытаниях электрической энергии должны быть использованы измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А» по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30).

8.2 Структура системы

8.2.1 В зависимости от особенностей энергообъекта (электрической подстанции) система может быть двухуровневой или трехуровневой. Общая структурная схема системы приведена в приложении Б. С помощью позиции 1 на схеме показаны каналы передачи данных во внешние информационные системы при двухуровневой структуре системы. С помощью позиции 2 показаны каналы передачи данных и связанные с ними компоненты системы при трехуровневой организации системы.

Первый уровень системы включает в себя измерительно-информационный комплекс точек контроля (ИИК ТК), состоящий из измерительных каналов (ИК). В состав ИК системы входят следующие компоненты:

- измерительные трансформаторы напряжения (измерительные компоненты);
- измерительные трансформаторы тока (измерительные компоненты);
- измерители ПКЭ (измерительно-вычислительные или комплексные компоненты);



- линии связи между ТН и измерителями ПКЭ, а также линии связи между ТТ и измерителями ПКЭ (связующие компоненты).

Второй уровень системы состоит из устройства сбора и обработки информации (вычислительный компонент) и модуля интерфейсов (связующий компонент).

Третий уровень системы содержит информационно-вычислительный комплекс энергообъекта (ИВК энергообъекта).

8.2.2 Измерители ПКЭ предназначены для автоматического измерения параметров электроэнергетических величин (включая показатели качества электроэнергии, их статистической обработки, хранения в энергонезависимой памяти и передачи информации в устройство сбора и обработки информации).

8.2.3 Устройство сбора и обработки информации используется для автоматизированного сбора, обработки и хранения результатов измерений, а также передачи данных в ИВК, расположенный на энергообъекте (3 уровень системы) или в ЦСОД (центре сбора и обработки данных), входящем в информационные системы верхнего уровня, если ИВК на энергообъекте отсутствует.

8.2.4 ИВК энергообъекта является основным вычислительным компонентом системы. ИВК используется для обработки и хранения результатов контроля качества электрической энергии, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи требуемых данных в системы верхнего уровня.

ИВК должен входить в состав систем контроля качества электроэнергии крупных энергообъектов с большим числом точек контроля и несколькими устройствами сбора и обработки информации. Возможность использования ИВК возникает также, если в составе обслуживающего персонала энергообъекта имеются квалифицированные специалисты, непосредственно осуществляющие контроль качества электрической энергии.

8.2.5 Модуль интерфейсов предназначен для передачи данных между измерителями ПКЭ и промышленным компьютером. Модуль интерфейсов может содержать коммутаторы, преобразователи интерфейсов, модемы, интерфейсные линии связи (связующие компоненты).

8.2.6 Измерительные и измерительно-вычислительные компоненты являются индивидуальными для каждого измерительного канала системы. Вычислительный компонент является общим для всех измерительных каналов (ИВК) или для части измерительных каналов системы (устройство сбора и обработки информации).

8.2.7 Система обеспечения единого времени предназначена для синхронизации работы системы и формируется на всех уровнях. Коррекцию времени таймеров измерителей ПКЭ осуществляет ИВК при расхождении времени в системе более чем на 1 с. Единое время должно обеспечиваться от: GPS, ГЛОНАСС или по сети Ethernet от сервера единого времени. При невозможности осуществления коррекции времени от ИВК синхронизация осуществляется в каждом измерителе ПКЭ с применением отдельных приёмников GPS, ГЛОНАСС.

8.3 Технические характеристики компонентов системы

8.3.1 Функциональные требования к измерительным каналам.

Измерительные каналы должны обеспечивать:

- автоматическое измерение ПКЭ;



- автоматическое измерение времени;
- хранение (архивирование) результатов измерений;
- автоматическую регистрацию событий;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств.

8.3.2 Требования к трансформаторам тока и напряжения:

- трансформаторы тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746 или ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 и иметь класс точности 0,2S или 0,5S;
- трансформаторы напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2:2008 и иметь класс точности 0,2 или 0,5.

8.3.3 Требования к связующим компонентам:

а) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – измеритель ПКЭ» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;

б) измеритель ПКЭ должен быть подключен к измерительным трансформаторам отдельными кабелями, защищенными от короткого замыкания, при этом подключение кабелей к измерителю должно быть проведено через испытательную коробку или через измерительные клеммы, снабжённые размыкателями (обеспечивающими замыкание вторичных обмоток трансформаторов тока) и защищённые от несанкционированного доступа.

8.3.4 Требования к измерителям ПКЭ

Требования к измерителям ПКЭ устанавливаются в межгосударственном стандарте или нормативно-техническом документе Электроэнергетического Совета СНГ, устанавливающим технические требования к регистраторам показателей качества электроэнергии.

Обзор современных измерителей ПКЭ, выпускаемых в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья, представлен в приложении Г.

8.3.5 Требования к ИВК

ИВК должен обеспечивать выполнение функций в соответствии с информационным и программным обеспечением. В состав ИВК должны входить:

- промышленный компьютер с устройствами ввода-вывода и отображения информации;
- вспомогательные компоненты (источники бесперебойного питания, автоматические выключатели, коммутационные устройства и др.).

Используемый в ИВК промышленный компьютер должен обладать необходимой производительностью, а также возможностью:

- взаимодействия с измерителями ПКЭ;
- обработки получаемой информации;
- представления результатов в удобной форме;
- обмена информацией с другими системами;
- контроля функционирования технических средств ИВК.



ИВК должен иметь конструкцию, позволяющую устанавливать его в стандартные электротехнические шкафы.

8.3.6 Требования к каналам связи

Каналы связи между ИВК и системами верхнего уровня должны предусматривать возможность:

- передачи результатов измерения в режиме автоматической передачи данных;
- передачи результатов измерения в режиме выполнения запроса «по требованию»;
- резервирования каналов связи с разделением основного и резервного каналов на физическом и логическом уровнях.

В качестве основного канала рекомендуется использовать выделенный канал связи до сети провайдера Интернет или канал единой сети связи электроэнергетики.

В качестве резервного канала связи могут быть использованы:

- телефонная сеть общего пользования;
- GSM-сеть связи;
- ведомственная сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных.

Резервный канал связи рекомендуется организовывать со скоростью передачи не менее 9600 бит/с.

Связь системы по основному каналу с системами верхнего уровня должна осуществляться с помощью интерфейса Ethernet спецификаций 10BASE-T и 100BASE-TX с поддержкой протоколов обмена:

- МЭК 60870-5-101 (МЭК-101);
- МЭК 60870-5-104 (МЭК-104);
- Modbus (RTU, ASCII);
- Modbus TCP.

В качестве каналов связи между ИИК ТК и ИВК на физическом уровне должны быть использованы отдельно выделенные линии:

- интерфейса RS-485;
- интерфейса Ethernet.

В качестве протоколов обмена между ИИК ТК и ИВК могут использоваться протоколы, поддерживаемые измерителями ПКЭ.

9 Метрологическое обеспечение

9.1 Общие положения

9.1.1 Под метрологическим обеспечением системы понимается деятельность метрологических служб, направленная на разработку нормативной, методической и метрологической документации, проведение комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих единство и требуемую точность измерений, а также разработку, выбор и применение рабочих и эталонных средств измерений при создании, испытаниях и эксплуатации системы.

9.1.2 Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и ме-



тодическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ в части измерений при выполнении работ по оценке соответствия электрической энергии обязательным требованиям. Справочные данные о составе действующих нормативных, технических и методических документов в области обеспечения единства измерений, в соответствии с которыми должно осуществляться метрологическое обеспечение системы, приведены в Приложении В.

9.1.3 Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла системы и включать в себя следующие виды деятельности:

а) на этапе проектирования:

- 1) нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов системы;
- 2) метрологическую экспертизу технической документации;
- 3) разработку проекта методики измерений ПКЭ;
- 4) разработку методик поверки и калибровки системы;
- 5) согласование проекта смежными субъектами.

б) на этапе ввода в эксплуатацию:

- 1) испытания в целях утверждения типа (или метрологическая аттестация) системы в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- 2) согласование и утверждение методик поверки и калибровки;
- 3) утверждение типа (или метрологическая аттестация) системы в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- 4) аттестацию методики измерений ПКЭ;
- 5) метрологическое обследование измерительных каналов системы с оформлением паспортов-протоколов измерительных каналов системы;
- б) первичную поверку и калибровку системы;

в) на этапе эксплуатации:

- 1) периодическую поверку и калибровку системы;
- 2) метрологический надзор за состоянием и применением системы, применением методик измерений ПКЭ.

Методики измерений, поверки и калибровки должны быть общими для участников общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

9.2 Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

9.2.1 Нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов системы

9.2.1.1 Метрологические характеристики системы должны устанавливаться для каждого измеряемого параметра и ПКЭ в каждом измерительном канале системы.

9.2.1.2 В техническом задании на разработку (проектирование) системы должны быть установлены метрологические характеристики системы в соответствии с ГОСТ 8.009 и с учетом МИ 2439. Показатели точности системы могут быть установлены в виде пределов допускаемой погрешности или границ (верхней и нижней) интервала, в котором находится погрешность с заданной вероятностью.

9.2.1.3 Установленные значения показателей точности системы должны соответ-



ствовать требованиям к точности измерений ПКЭ при контроле качества электрической энергии на МГЛЭП, установленным в соответствующих нормативно-технических документах.

9.2.1.4 Метрологические характеристики, нормированные изготовителем системы, должны обеспечивать:

- расчет характеристик погрешности (неопределенности) измерений, выполняемых посредством измерительного канала в рабочих условиях применения;
- контроль при испытаниях и поверке системы на соответствие нормированным метрологическим характеристикам измерительного канала системы.

9.2.1.5 Характеристики погрешности каждого канала системы могут быть нормированы в нормальных условиях применения и в рабочих условиях применения при таких значениях влияющих величин, когда характеристики погрешности измерительного канала принимают по модулю наибольшее значение. Рекомендуется также нормировать характеристики погрешности измерительного канала для промежуточных сочетаний влияющих величин (см. ГОСТ Р 8.596).

9.2.1.6 Установленные значения характеристик погрешности для каждого измерительного канала системы должны быть подтверждены их расчетом на основе характеристик всех компонентов, входящих в измерительный канал, включая оценку влияния программного обеспечения.

9.2.1.7 Расчет характеристик погрешности измерительных каналов системы должен выполняться в соответствии с МИ 222, а также ГОСТ Р 54500.3, МИ 2083, Р 50.2.038–2004, РД 50–453–84.

9.2.1.8 Методика расчета с примером расчета характеристик погрешности измерительных каналов системы должна быть приведена в эксплуатационной документации на систему.

9.2.2 Метрологическая экспертиза технической документации

Метрологическую экспертизу документов на систему, указанных в ГОСТ 8.437, проводят в соответствии с РМГ 63 и МИ 1314. При проведении метрологической экспертизы рекомендуется также использовать ГОСТ Р 8.596.

9.2.3 Разработка проекта методики измерений ПКЭ

9.2.3.1 Измерения ПКЭ с помощью системы должны выполняться с применением методики измерений.

Разработку методики измерений необходимо осуществлять в соответствии с ГОСТ 8.010; при оформлении документа на методику измерений необходимо также учитывать требования МИ 3269.

9.2.3.2 В документе на методику измерений ПКЭ должна содержаться следующая информация:

- вид испытаний и контроля качества электрической энергии;
- перечень точек контроля качества электрической энергии с указанием мест установки и характеристик измерительных компонентов;
- перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин и перечень ПКЭ;
- нормы качества электрической энергии;
- требования к измерениям;



- требования к показателям точности измерений;
- методика математической обработки результатов измерений;
- формы представления результатов контроля качества электрической энергии;
- продолжительность контроля качества электрической энергии.

9.2.4 Разработка методик поверки и калибровки системы

9.2.4.1 Построение, изложение и оформление документа по поверке системы должно соответствовать РМГ 51.

9.2.4.2 В документе на методику поверки системы должны быть установлены требования к проведению следующих видов поверок:

- первичной поверки при вводе системы в эксплуатацию;
- первичной поверки после ремонта (замены) компонентов системы, влияющих на погрешность измерительных каналов системы;
- периодической поверки, выполняемой в процессе эксплуатации системы.

9.2.4.3 В документе на методику поверки системы должны быть даны прямые указания, касающиеся видов поверки средств измерений, входящих в состав измерительных каналов системы:

- при комплектной поверке измерительных каналов системы (метрологические характеристики проверяют для измерительного канала в целом) – средства измерений, поверяемые комплектно в составе измерительного канала, не должны подлежать отдельной поверке в соответствии с нормативными документами, регламентирующими их поверку;

- при поэлементной поверке измерительных каналов системы должны быть указаны средства измерений, поверяемые отдельно в соответствии с нормативными документами, регламентирующими их поверку.

9.2.4.4 В целях сокращения продолжительности первичной поверки после ремонта (замены) компонентов измерительных каналов системы рекомендуется в документе на методику поверки системы предусматривать различный объем операций поверки в зависимости от изменений в измерительном канале (проведение поверки только в объеме вносимых изменений).

9.2.4.5 В документе на методику поверки системы должны быть приведены требования к проверке программного обеспечения.

9.3 Метрологическое обеспечение на этапе ввода в эксплуатацию

9.3.1 Измерительные системы подлежат испытаниям в целях утверждения типа и утверждению типа (или метрологической аттестации) в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государственных участников СНГ.

В составе измерительных каналов систем должны применяться средства измерений утвержденных типов.

Построение, содержание и оформление документов, необходимых для проведения испытаний в целях утверждения типа, утверждения типа системы и метрологической аттестации системы (программа испытаний в целях утверждения типа, описание типа системы, программа метрологической аттестации) должны соответствовать нормативным, техническим и методическим документам в области обеспечения единства



измерений государств-участников СНГ.

9.3.2 Документ на методику поверки системы в целях утверждения её типа должен утверждаться руководителем организации, проводившей испытания (метрологическую аттестацию) системы, по результатам испытаний или по результатам метрологической аттестации системы.

9.3.3 Методики измерений ПКЭ должны быть аттестованы в соответствии с требованиями, установленными законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

9.3.4 Измерительные каналы системы подлежат метрологическому обследованию, включающему в себя следующие виды работ:

- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения;
- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока;
- определение падения напряжения на линиях связи между трансформаторами напряжения и измерителями ПКЭ.

Измерения при проведении указанных выше работ должны выполняться в соответствии с МИ 3195, МИ 3196, РД 34.35.305 или по другим аттестованным методикам (методам) измерений.

По результатам метрологического обследования каждый измерительный канал системы должен иметь паспорт-протокол, составленный по утвержденной форме и согласованный сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ). Паспорта-протоколы должны быть универсальными для учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии.

9.4 Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации

9.4.1 Организация, применяющая систему, обязана своевременно представлять эту систему на периодическую поверку через определенные межповерочные интервалы, установленные при утверждении типа (метрологической аттестации) системы.

Организации, осуществляющие поверку системы (юридические лица, входящие в государственную метрологическую службу, государственные региональные центры метрологии, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели и т.д.) определяются в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ.

Порядок представления системы на поверку и порядок проведения поверки должны соответствовать порядку проведения поверки средств измерений, установленному в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ.

Поверка системы должна проводиться в соответствии с документом на методику поверки, утвержденным по результатам испытаний в целях утверждения типа (метрологической аттестации) системы.

9.4.2 Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при государственном метрологическом надзоре и метрологическом надзоре, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей систему, должны определяться в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений, а также нор-



мативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

10 Информационное обеспечение

10.1 Общие требования

При определении основных принципов информационного обеспечения системы рассматриваются:

- состав, структура и способы организации информации в системе;
- информационный обмен между компонентами системы (сбор, обработка и передача информации);
- информационная совместимость со смежными системами;
- возможности использования систем управления базами данных;
- способы и виды представления информации;
- способы защиты информации;
- хранение, обновление, контроль и восстановление информации.

10.2 Состав данных в системе

В системе присутствуют следующие виды данных:

- параметры конфигурации измерителей ПКЭ и системы;
- измерительная информация (результаты измерений и их статистические характеристики);
- результаты аналитической обработки информации;
- протоколы работы системы и отдельных ее компонентов.

10.2.1 Параметры конфигурации

Различные группы параметров конфигурации относятся как к конфигурации системы в целом, так и ее отдельных компонентов (прежде всего измерителей ПКЭ). Можно выделить следующие группы параметров:

- общие параметры (значение текущего времени, дата, значение величины коррекции времени и др.);
- нормативные значения ПКЭ (нормально и предельно допустимые значения ПКЭ);
- параметры, характеризующие объект испытаний (номинальные значения измеряемых величин, коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов напряжения, значения первичных токов измерительных трансформаторов тока и др.);
- параметры, определяющие методы и алгоритмы контроля и анализа качества электрической энергии (значения используемых интервалов объединения, длительность испытаний и др.);
- параметры работы интерфейсов.

10.2.2 Измерительная информация

В системе используются следующие виды измерительной информации:

- а) значения параметров электроэнергетических величин с различными интервалами объединения:

- стандартные интервалы (150Т / 10 сек / 1 мин / 10 мин / 2 часа по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30)),



- нестандартные интервалы, реализуемые в измерителях или в системе;
- б) статистические характеристики результатов измерений ПКЭ (за 24 часа / 7 суток);
- в) значения параметров случайных событий (провалы / перенапряжения / прерывания);
- г) мгновенные значения измеряемых сигналов напряжения и тока (форма кривой);
- д) параметры мощности и энергии, используемые при учете электрической энергии.

Каждый измеряемый параметр должен иметь следующие свойства:

- наименование;
- условное обозначение;
- единицу измерения;
- используемый интервал объединения;
- необходимые флаги достоверности.

10.2.3 Аналитическая обработка информации

В результате анализа измерительной информации в системе должны быть определены следующие данные:

- комплексные характеристики качества электрической энергии (соответствие или несоответствие нормативным значениям);
- направление распространения искажения качества электрической энергии;
- количество некачественной электрической энергии.

10.2.4 Протоколы работы системы

Система должна вести протокол своей работы. В протоколе работы системы фиксируются:

- события работы отдельных частей системы;
- события диагностики;
- нештатные ситуации;
- действия пользователя;
- другие важные события.

10.3 Способы и режимы передачи информации

В системе могут использоваться следующие способы получения измерительной информации:

- автоматизированный сбор данных с измерителей ПКЭ и запись в БД системы без участия пользователя;
- съем данных с измерителей ПКЭ силами пользователя (вручную либо с помощью утилит) с последующей записью в БД системы;
- расчет параметров в вычислительном компоненте системы на основании данных, предоставленных измерителями ПКЭ.

В процессе сбора данных с измерителей необходимо выполнять следующие условия:

- обеспечить устойчивость процесса обмена с измерителями, в т.ч. восстановление связи после ее разрыва;
- обеспечить возможность обмена с несколькими измерителями по одной линии связи;



- обеспечить возможность резервирования линий связи;
- использовать выделенные линии связи отдельно для процесса сбора и процесса конфигурирования;
- конфигурирование измерителя ПКЭ должно выполняться без остановки процесса сбора измерительной информации с других измерителей ПКЭ, входящих в систему;
- обеспечить периодическую проверку конфигурационных параметров измерителей с соответствующей информацией, хранимой в системе.

10.4 Контроль значений параметров.

В системе должен осуществляться контроль выхода значений параметров за границы допустимого диапазона (или нескольких диапазонов). В качестве границ таких диапазонов могут быть использованы параметры работы измерителей ПКЭ или произвольные значения.

Для осуществления более гибкого контроля в течение суток возможно разделение суток на зоны, например для осуществления раздельного контроля в часы максимальных нагрузок и в остальное время суток.

10.5 Сигнализация

В системе должны поддерживаться следующие типы сигнализации: звуковая и визуальная. Для каждого типа возможна настройка длительности сигнализации.

Список событий, для которых возможна установка сигнализации:

- выход значения за границу допустимого диапазона;
- нештатные ситуации.

10.6 Представление информации

В системе должно быть реализовано визуальное представление информации в удобном для пользователя виде: в виде таблиц, графиков, векторных диаграмм, мнемосхем с оперативным обновлением информации. Форма и внешний вид, используемый для представления информации, может определяться как самой системой, так и настраиваться пользователем. Должна быть обеспечена возможность различного представления информации для разных целевых групп пользователей (диспетчеры, обслуживающий персонал, руководители и др.).

Также необходимо обеспечить формирование отчетных документов с возможностью их последующего вывода на печать. Форма и внешний вид документов, используемых для представления информации в отчете, может определяться как самой системой, так и настраиваться пользователем.

10.7 Разграничение доступа к информации

Внутренняя система безопасности должна быть построена на основе разграничения прав доступа к информации. Для этого в системе должен быть определен список пользователей, работающих с ней.

10.8 Хранение данных

Результаты измерений в системе должны храниться в течение определенного интервала времени, называемого «глубиной хранения». Для каждого измеряемого параметра (группы параметров) должна быть возможность настроить собственное значение глубины хранения.



Система должна предоставлять возможность создания резервных копий всей хранящейся информации.

10.9 Система управления базами данных

В качестве СУБД должна быть выбрана надежная, устойчивая система, обеспечивающая целостное хранение данных в условиях многопользовательского распределенного доступа.

10.10 Внутрисистемные интерфейсы передачи информации

В качестве интерфейсов связи для взаимодействия с измерителями должны использоваться интерфейсы RS232, RS485 или Ethernet (с использованием протокола TCP/IP).

Части ПО системы должны взаимодействовать по протоколу TCP/IP.

10.11 Информационная совместимость со смежными системами

Информационная совместимость со смежными системами должна быть обеспечена следующими способами:

- экспорт внутренних данных во внешние системы;
- обмен данными с внешними системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам.

11 Программное обеспечение

11.1 Документация

Документация на программное обеспечение должна быть оформлена в соответствии с требованиями стандартов ЕСПД.

11.2 Структура программного обеспечения

Программное обеспечение предпочтительно должно иметь модульную архитектуру «клиент-сервер». Модульный подход позволяет рассредоточить выполнение отдельных задач.

В состав программного обеспечения системы должны входить программные средства для диагностики и конфигурирования компонентов системы и контроля на достоверность входной информации.

11.3. Защита программного обеспечения и данных

Программное обеспечение системы должно иметь встроенные средства защиты от случайных или намеренных изменений его собственных компонентов и данных.

Защита прикладного программного обеспечения должна быть построена на основе использования механизма проверки контрольной суммы (контрольных сумм компонентов и модулей). Возможна дополнительная защита с помощью сторонних программ-протекторов, а также аппаратных и программных ключей.

11.4 Функциональные характеристики

Программное обеспечение системы должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций во всех регламентированных режимах функционирования системы.

Основные функциональные возможности системы:



- сбор данных со средств измерений;
- обработка и хранение различных качественных показателей энергопотребления;
- возможность просмотра данных с оперативным обновлением информации в виде таблиц, графиков, мнемосхем;
- формирование отчетных документов;
- экспорт и передача данных в другие системы;
- обмен данными с внешними системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам;
- организация системы разграничения прав пользователей, гарантирующей высокий уровень безопасности и конфиденциальности.

11.5 Взаимодействие с другим программным обеспечением

Взаимодействие с другим программным обеспечением может происходить в следующих случаях:

- доступ к данным из других систем;
- представление данных системы в форматах других систем (экспорт в форматы других систем).

Взаимодействие не должно приводить к сбоям в работе программного обеспечения системы или стороннего программного обеспечения. Взаимодействие должно осуществляться с использованием открытых механизмов/протоколов, либо с применением специально разработанных механизмов/протоколов.

12 Организационное обеспечение

12.1 Организационное обеспечение системы должно быть достаточным для эффективного выполнения обслуживающим персоналом возложенных на него обязанностей при осуществлении автоматизированных и связанных с ними неавтоматизированных функций системы.

12.2 Задачи организационного обеспечения

Обслуживающий персонал системы должен быть подготовлен для выполнения следующих задач:

- контроль за поступлением информации по всем точкам контроля качества электрической энергии, входящим в состав системы, в соответствии с заданным режимом;
- передача потребителям информации в соответствии с регламентами взаимодействия;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, архивируемой и нормативной информации по контролю качества электроэнергии;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- подготовка комплекса технических средств системы (измерительных компонентов, измерителей ПКЭ, ИВК, связующих компонентов, каналов связи) к работе, их технический осмотр, проверка наличия неисправностей;



- эксплуатация комплекса технических средств системы в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;
- контроль за работой комплекса технических средств системы и принятие мер по своевременному и качественному выполнению их ремонта;
- обеспечение безотказной работы прикладного программного обеспечения системы и осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- защита от несанкционированного доступа к коммуникациям и средствам связи;
- учет и хранение документации, имеющей отношение к системе;
- ведение на внешних носителях архива информации используемых программных средств и нормативно-справочной информации;
- подготовка документов и внешних носителей информации к последующему хранению и использованию;
- учет и обеспечение сохранности принятых на хранение документов и внешних носителей информации;
- выдача в установленном порядке документов и внешних носителей информации;
- учет использования документов и внешних носителей информации, хранящихся в архиве;
- защита от несанкционированного доступа метрологически значимых компонентов системы (измерительных трансформаторов тока и напряжения, средств измерений ПКЭ, вторичных линий связи «измерительные трансформаторы тока и напряжения – средства измерений ПКЭ»);
- поверка и калибровка системы и средств измерений, входящих в состав системы.

12.3 Организационная структура системы

Организационная структура системы должна позволять выполнять все функции системы с учетом их распределения по уровням управления. Должны быть определены должностные лица, ответственные за выполнение следующих видов деятельности:

- обработку информации системы;
- администрирование системы;
- управление работой персонала по обслуживанию системы.

На основе вышеперечисленных задач обслуживающего персонала и видов деятельности организационная структура службы, создаваемой с целью обеспечения функционирования системы, должна состоять из следующих подразделений:

- группа эксплуатации;
- группа администрирования.

12.4 Требования к обслуживающему персоналу

Квалификация персонала, обслуживающего систему, должна обеспечивать эффективное функционирование закрепленного оборудования во всех заданных режимах.

Персонал, обслуживающий систему, должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по



эксплуатации на систему и входящее в ее состав оборудование.

К работе по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы должны допускаться лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В и прошедшие специальную подготовку по работе с системой.

Персонал, занимающийся обработкой результатов измерений, должен иметь образование не ниже среднего специального и обладать базовыми навыками работы с персональным компьютером (в объеме работы с текстовыми документами и электронными таблицами).

Численность, конкретный состав и режимы работы персонала системы должны быть определены с учетом положений, изложенных в отраслевых нормативных документах.

12.5 Требования к документации организационного обеспечения

12.5.1 Инструкции организационного обеспечения системы должны определять действия персонала системы, необходимые для выполнения каждой автоматизированной функции во всех режимах функционирования системы с учетом заданных требований по безошибочности и скорости реализации персоналом системы своих функциональных обязанностей, а также содержать конкретные указания о действиях в случае возникновения аварийных ситуаций или нарушении нормальных условий функционирования системы. Требования к содержанию инструкций должны соответствовать РД 50–34.698 [11].

12.5.2 По каждой автоматизируемой функции, которая выполняется во взаимодействии данной системы с другими системами, инструкции персоналу рассматриваемой системы и этих систем должны быть взаимосвязаны для всех режимов выполнения данной функции и содержать указания о действиях персонала при отказах технических средств системы.

12.5.3 В состав организационного обеспечения должны входить следующие документы:

- рабочая документация;
- эксплуатационная документация (включая паспорта (формуляры) на каждое средство измерений в составе системы);
- свидетельства о поверке и/или отметка о поверке в паспорте (формуляре) средств измерений, входящих в состав системы, в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- копии свидетельств об утверждении типа и описаний типа средств измерений, входящих в состав системы;
- оригинал свидетельства об утверждении типа (документ о метрологической аттестации) системы;
- аттестованная в установленном порядке методика измерений ПКЭ и документ об аттестации;
- утвержденная (согласованная) в установленном порядке методика поверки;



- паспорта-протоколы измерительных каналов системы, оформленные в установленном порядке и согласованные сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ).

12.5.4 В пояснительной записке рабочей документации должно быть приведено описание организационного обеспечения и разработана схема организационной структуры подразделений, создаваемой с целью обеспечения функционирования системы.

12.5.5 В состав эксплуатационной документации должны входить следующие документы:

- перечень (массив) входных данных;
- перечень выходных данных (отчетные формы);
- руководство оператора на программное обеспечение системы;
- инструкция по эксплуатации системы;
- формуляр на систему;
- эксплуатационная документация на все средства измерений, входящие в состав системы.



Приложение А

Состав документов по нормативному, техническому и методическому обеспечению в области качества электрической энергии

МЭК 61000-4-7:2002 Электромагнитная совместимость. Часть 4-7. Методики испытаний и измерений. Общее руководство по измерениям и приборам для измерения гармоник и промежуточных гармоник для систем энергоснабжения и связанного с ним оборудования (IEC 61000-4-7:2002 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto)

МЭК 61000-4-15:2010 Электромагнитная совместимость. Часть 4-15. Методики испытаний и измерений. Фликерметр. Технические условия на функциональные характеристики и конструкцию (IEC 61000-4-15:2010 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications)

МЭК 61000-4-30:2008 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Техника испытаний и измерений. Методы измерений показателей качества электрической энергии (IEC 61000-4-30:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods)

МЭК/ТО 61869-103:2012 Трансформаторы измерительные. Использование измерительных трансформаторов для измерения качества электроэнергии (IEC/TR 61869-103:2012 Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement)

Project IEC 62586-1 ed1.0 (2013-07) Power quality measurement in power supply systems – Part 1: Power quality instruments (PQI)

Project IEC 62586-2 ed1.0 (2013-07) Power quality measurement in power supply systems – Part 2: Functional tests and uncertainty requirements

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

ГОСТ 30804.4.7–2013¹⁾ Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30–2013¹⁾ Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.4.15–2002 (МЭК 61000-4-15:1997) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ 32144–2013¹⁾ Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

¹⁾ Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).



ГОСТ 32145–2013¹⁾ Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

АСТ 329–2010 Электрическая энергия. Электромагнитная совместимость технических средств. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

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

ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7:2002) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ Р 51317.4.15–2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 51317.4.30–2008 (МЭК 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 53333–2008 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

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

СТ РК ГОСТ Р 8.655–2011 Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

СТ РК ГОСТ Р 51317.4.30–2011 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ТКП 183.1–2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии

¹⁾ Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).

Приложение Б

Структурная схема системы

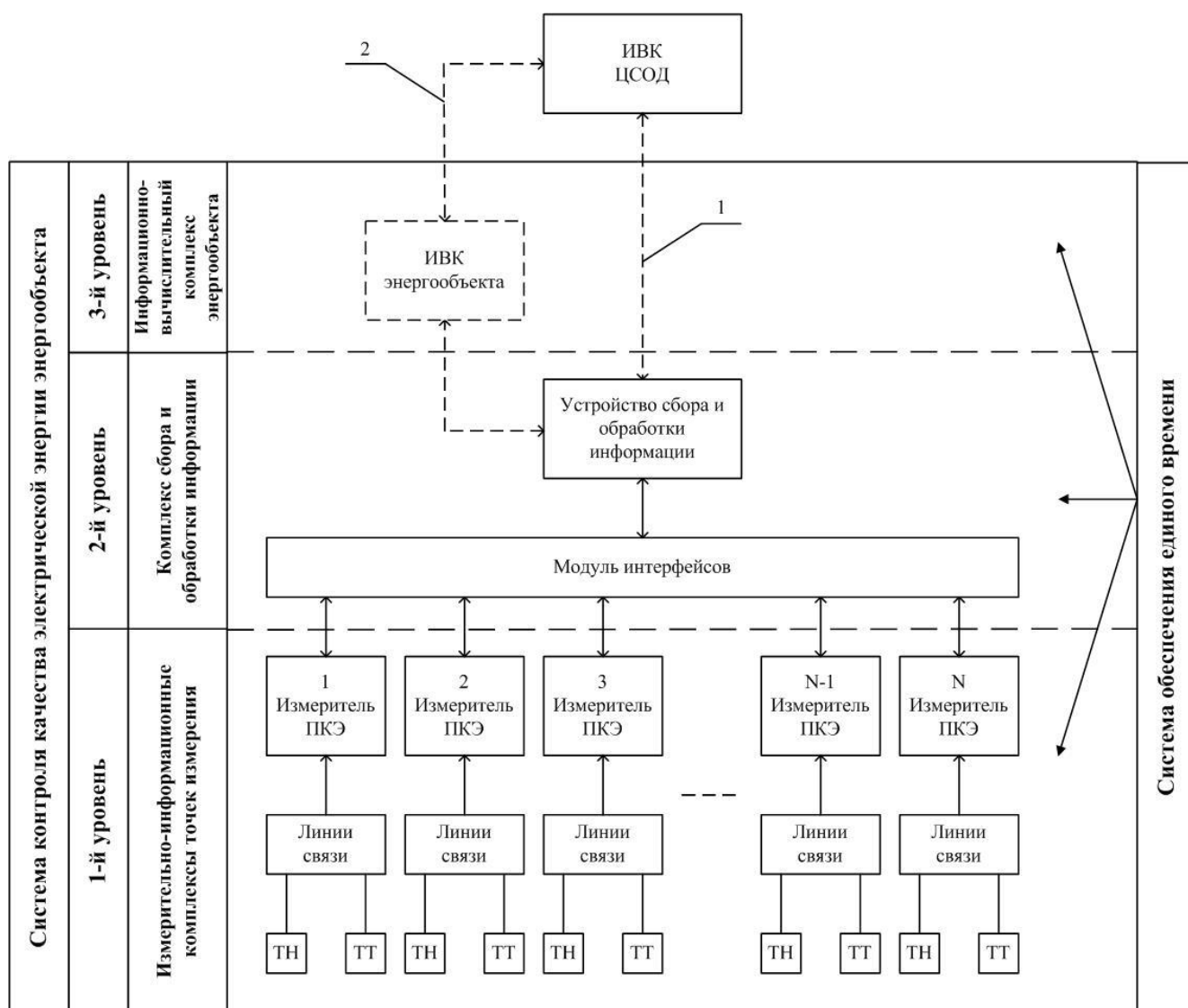


Рисунок Б.1



Приложение В

Перечень нормативных, технических и методических документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение системы

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.010–99¹⁾ Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ 8.437–81²⁾ Государственная система обеспечения единства измерений. Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения

ГОСТ Р 54500.3–2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

МИ 222–80 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов

МИ 1314–86 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения метрологической экспертизы технических заданий на разработку средств измерений

МИ 2083–90 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей

МИ 2304–2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Основные положения

МИ 2439–97 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля

МИ 2440–97 Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов

МИ 3195–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей

МИ 3196–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей

¹⁾ На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.563–2009.

²⁾ На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.596–2002.



МИ 3269–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Построение, изложение, оформление и содержание документов на методики (методы) измерений

МИ 3286–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа

МИ 3290–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа

ПР 50.2.006–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

ПР 50.2.016–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Российская система калибровки. Требования к выполнению калибровочных работ

ПР 50.2.104–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа

ПР 50.2.105–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений

ПР 50.2.106–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений

ПР 50.2.107–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядок их нанесения

Р 50.2.038–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений

Р 50.2.077–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения

РД 50–453–84 Методические указания. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета

РД 34.35.305 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей

РМГ 51–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения

РМГ 63–2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации

РМГ 74–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений



Приложение Г

Перечень средств измерений ПКЭ, выпускаемых в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Стационарные средства измерений ПКЭ (для непрерывного контроля качества электрической энергии)			
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , $\delta U_{(-)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), P_{st} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2-4.30»	ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А, S), δU_y , $\delta U_{(-)}$ (класс А, S), $\delta U_{(+)}$ (класс А, S), f (класс А, S), K_{2U} (класс А, S), K_{0U} (класс А, S), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А, S), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А, S), P_{st} (класс А, S), P_{lt} (класс А, S), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Счетчики электрической энергии многофункциональные «Ресурс-Е4»	ГОСТ 13109	U , δU_y , f , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_{π} , δU_{π} , $t_{\text{пер}U}$, $K_{\text{пер}U}$, P_{st} , P_{lt} , I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Приборы для измерений показателей качества электрической энергии «Ресурс-ПКЭ»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А, S), δU_y , $\delta U_{(-)}$ (класс А, S), $\delta U_{(+)}$ (класс А, S), f (класс А, S), K_{2U} (класс А, S), K_{0U} (класс А, S), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А, S), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А, S), P_{st} (класс А, S), P_{lt} (класс А, S)	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза



Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по ИЕС 61000-4-30)	Изготовитель
Измерители электрических параметров качества, мощности и количества электрической энергии телеметрические LPW-305	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), t_n (класс А), δU_n (класс S), $t_{перU}$ (класс А), $K_{перU}$ (класс В), P_{st} (класс А), P_t (класс А), I , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, P , Q , S , W_A , W_P	ООО «Л Кард», Россия, г. Москва
Преобразователи измерительные многофункциональные МИП-02XXX	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_n , δU_n , $t_{перU}$, $K_{перU}$, P_{st} (класс А), P_t (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, P , Q , W_A , W_P	ЗАО «РТСофт», Россия, г. Черноголовка
Регистраторы показателей качества электрической энергии «Парма РК3.02»	ГОСТ 13109	U , δU_y , Δf , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_n , δU_n , $t_{перU}$, $K_{перU}$	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-КЭ»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , f (класс А), K_{2U} (класс В), K_{0U} (класс В), K_U (класс В), $K_{U(n)}$ (класс В), t_n (класс В), δU_n (класс В)	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-М»	ГОСТ 13109	δU_y , Δf , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_n , δU_n	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-Т»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , f (класс А), K_{2U} (класс S), K_{0U} (класс S), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), t_n (класс А), U_n (класс А), $t_{перU}$ (класс А), $U_{пер}$ (класс А), I , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , P , Q , S	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для непрерывного измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энергомонитор-3.2»	ГОСТ 13109	U , δU_y , f , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_n , δU_n , $t_{перU}$, $K_{перU}$, P_{st} , I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург



Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Измерители показателей качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ.06»	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}, I, K_{2I}, K_{0I}, K_I, K_{I(n)}, \varphi_{UI}, \varphi_{UI(n)}, \varphi_{UI1}, \varphi_{UI2}, \varphi_{UI0}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	ООО «НПФ «Энергоконтроль», Россия, г. Москва
Устройства контроля параметров качества электрической энергии УК1	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, P_{st}, P_{lt}, t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}$	ОАО «АГАТ-системы управления», Беларусь, г. Минск
Анализаторы параметров качества электрической энергии SIMEAS Q80	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15 (ГОСТ Р 51317.4.15), EN 50160, ГОСТ Р 54149	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А) K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $\delta U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{lt} (класс А), $I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, \varphi_{UI}, \varphi_{UI(n)}, \varphi_{UI1}, \varphi_{UI2}, \varphi_{UI0}, P, Q, S$	Компания «Siemens AG», Германия
Регистраторы качества электроэнергии Fluke 1750	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	U, f (класс А), $K_{2U}, K_{U(n)}, K_{U(h)}, t_{\text{п}}, U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, U_{\text{пер}}, P_{st}$ (класс А), P_{lt} (класс А), $t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}, I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, P, Q, S$	Фирма «Fluke Corporation», США
Регистраторы параметров электрической энергии UPM и UPT	ГОСТ 13109, EN 50160	$U, f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, I, K_I, K_{I(n)}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Algodue Elettronica s.r.l.», Италия
Анализаторы показателей качества электрической энергии DIRIS A10R, DIRIS A20R, DIRIS A40R, DIRIS A60, DIRIS A80, DIRIS N300, DIRIS N600	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30, EN 50160	$U, f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, K_{U(h)}, t_{\text{п}}, U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, U_{\text{пер}}, P_{st}, P_{lt}, I, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, P, Q, S, W_A, W_P$	Фирма «SOCOMEC S.A.», Франция
Анализаторы параметров качества электрической энергии PQM-701	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15 (ГОСТ Р 51317.4.15), EN 50160, ГОСТ Р 54149	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{lt} (класс А), $I, K_I, K_{I(n)}, \varphi_{UI}, \varphi_{UI(n)}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Sonel S.A.», Польша
Приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии PM175, PM296	IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U, f, K_U, P_{st}, P_{lt}, I, K_I, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Satec», Израиль



Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по ИЕС 61000-4-30)	Изготовитель
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии ExpertMeter EM 720	ГОСТ 13109, ИЕС 61000-4-30, ИЕС 61000-4-7, ИЕС 61000-4-15, EN 50160	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), $t_{\text{ИМП}}$, $U_{\text{ИМП}}$, I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, P , Q , S , W_A , W_P , W_S	Фирма «Satec», Израиль
Приборы для измерения параметров качества и учета электрической энергии, регистрации и контроля нормальных и аварийных режимов энергосети G4410, G4420, G4430	ГОСТ 13109, ИЕС 61000-4-30, ИЕС 61000-4-7, ИЕС 61000-4-15, EN 50160	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, P , Q , S , W_A , W_P	Компания «Elspec Technologies LTD.», Израиль
Переносные регистраторы показателей качества электрической энергии			
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2M»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , $\delta U_{(-)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), t_{π} (класс А), δU_{π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), P_{st} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Регистраторы показателей качества электрической энергии «Парма РК3.01» и «Парма РК3.01ПТ»	ГОСТ 13109	U , δU_y , Δf , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_{π} , δU_{π} , $t_{\text{пер}U}$, $K_{\text{пер}U}$	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург
Регистраторы напряжения и тока «Парма РК6.05М»	ГОСТ 13109	U , δU_y , Δf , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_{π} , δU_{π} , $t_{\text{пер}U}$, $K_{\text{пер}U}$, I , I_1 , Φ_{UI} , P , Q , S ,	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург
Приборы для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор-3.3Т1»	ГОСТ 13109, EN 50160	U , δU_y , f , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_{π} , δU_{π} , $t_{\text{пер}U}$, $K_{\text{пер}U}$, P_{st} , I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург



Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А»	ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	U (класс А), δU_y , $\delta U_{(-)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А) K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{Π} (класс А), δU_{Π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, φ_{UI} , P , Q , S , W_A , W_P	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург
Измерители показателей качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ.02» «ЭРИС-КЭ.03» «ЭРИС-КЭ.04»	ГОСТ 13109	U , δU_y , Δf , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, t_{Π} , δU_{Π} , $t_{\text{пер}U}$, $K_{\text{пер}U}$, P_{st} , P_{It} , $t_{\text{имп}}$, $U_{\text{имп}}$, I , K_{2I} , K_{0I} , K_I , $K_{I(n)}$, φ_{UI} , $\varphi_{UI(n)}$, φ_{UI1} , φ_{UI2} , φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P , W_S	ООО «НПФ «Энергоконтроль», Россия, г. Москва
Анализаторы качества электрической энергии МІ 2592	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15, ГОСТ Р 54149, EN 50160	U (класс S), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А) K_U (класс S), $K_{U(n)}$ (класс S), $K_{U(h)}$ (класс S), t_{Π} (класс S), U_{Π} (класс S), $t_{\text{пер}U}$ (класс S), $U_{\text{пер}}$ (класс S), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , K_{2I} , K_{0I} , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, φ_{UI} , P , Q , S , W_A , W_P , W_S	Фирма «METREL d.d.», Словения
Анализаторы качества электрической энергии МІ 2792А	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15, ГОСТ Р 54149, EN 50160	U (класс А, S), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А) K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), t_{Π} (класс А), U_{Π} (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , K_{2I} , K_{0I} , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, φ_{UI} , P , Q , S , W_A , W_P , W_S	Фирма «METREL d.d.», Словения
Регистраторы качества электроэнергии Fluke 1743, Fluke 1744, Fluke 1745	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	U (класс А), f , K_{2U} , K_U , $K_{U(n)}$, $K_{U(h)}$, t_{Π} , U_{Π} , $t_{\text{пер}U}$, $U_{\text{пер}}$, P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), $t_{\text{имп}}$, $U_{\text{имп}}$, I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, P , Q , S , W_A , W_P , W_S	Фирма «Fluke Corporation», США



Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по ИЕС 61000-4-30)	Изготовитель
Анализаторы качества электроэнергии трехфазных сетей Fluke 434 series II, Fluke 435 series II, Fluke 437 series II	ИЕС 61000-4-30, ИЕС 61000-4-7, ИЕС 61000-4-15, EN 50160	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U , $K_{U(n)}$, $K_{U(h)}$, $t_{\text{п}}$, $U_{\text{п}}$, $t_{\text{пер}U}$, $U_{\text{пер}}$, P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, P , Q , S , W_A , W_P , W_S	Фирма «Fluke Corporation», США
Измерители показателей качества электрической энергии С.А 8220, С.А 8230, С.А 8332, С.А 8334, С.А 8335, С.А 8352, С.А 8340, С.А 8342	ГОСТ 13109, ИЕС 61000-4-30, ИЕС 61000-4-7, ИЕС 61000-4-15, EN 50160	U (класс А, В), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$, $U_{\text{п}}$, $t_{\text{пер}U}$, $U_{\text{пер}}$, P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S	Фирма «Chauvin-Arnoux», Франция
Приборы для измерения параметров и анализа качества электрической энергии Elspec BlackBox G4500	ГОСТ 13109, ИЕС 61000-4-30, ИЕС 61000-4-7, ИЕС 61000-4-15, EN 50160	U (класс А), f (класс А), K_{2U} (класс А), K_{0U} (класс А), K_U (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $\delta U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), P_{st} (класс А), P_{It} (класс А), I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, $K_{I(h)}$, Φ_{UI} , $\Phi_{UI(n)}$, Φ_{UI1} , Φ_{UI2} , Φ_{UI0} , P , Q , S , W_A , W_P	Компания «Elspec Technologies LTD.», Израиль
Измерители параметров сети VHR	ГОСТ 13109	U , f , K_{2U} , K_{0U} , K_U , $K_{U(n)}$, P_{st} , P_{It} , I , I_1 , I_2 , I_0 , K_I , $K_{I(n)}$, P , Q , S	Фирма «VERTESZ Elektronika», Венгрия

Примечание – В настоящей таблице использованы следующие обозначения измеряемых величин:

f – частота;

I – ток (среднеквадратическое значение тока основной частоты и среднеквадратическое значение тока, включающее гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);

I_0 – ток нулевой последовательности;

I_1 – ток прямой последовательности;

I_2 – ток обратной последовательности;

K_{0I} – коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности;

K_{0U} – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;

K_{2I} – коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности;

K_{2U} – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;

K_I – коэффициент искажения синусоидальности тока (суммарный коэффициент гармонических составляющих тока);

$K_{I(n)}$ – коэффициент n -ой гармонической составляющей тока;



$K_{I(h)}$ – коэффициент h -ой интергармонической составляющей тока;
 K_U – коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения);

$K_{U(n)}$ – коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения;

$K_{U(h)}$ – коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения;

$K_{перU}$ – коэффициент временного перенапряжения;

P – активная мощность;

P_{lt} – длительная доза фликера;

P_{st} – кратковременная доза фликера;

Q – реактивная мощность;

S – полная мощность;

$t_{имп}$ – длительность импульса напряжения;

$t_{п}$ – длительность провала напряжения;

$t_{перU}$ – длительность временного перенапряжения;

U – напряжение (среднеквадратическое значение напряжения основной частоты и среднеквадратическое значение напряжения, включающее гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);

$U_{п}$ – остаточное напряжение провала;

$U_{пер}$ – максимальное значение напряжения при перенапряжении;

$U_{имп}$ – амплитуда импульса напряжения;

W_A – активная энергия;

W_P – реактивная энергия;

$\delta U_{п}$ – глубина провала напряжения;

δU_y – установившееся отклонение напряжения;

$\delta U_{(+)}$ – положительное отклонение напряжения;

$\delta U_{(-)}$ – отрицательное отклонение напряжения;

Δf – отклонение частоты;

φ_{UI} – угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты;

φ_{UI0} – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока нулевой последовательности;

φ_{UI1} – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока прямой последовательности;

φ_{UI2} – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока обратной последовательности;

$\varphi_{UI(n)}$ – угол фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжения и тока.



Библиография

[1] Об утверждении перечня технологически обусловленных мест, в которых установлены приборы учета, фиксирующие перемещение электроэнергии, ввозимой в Российскую Федерацию и вывозимой из Российской Федерации по линиям электропередачи, расположенных в Российской Федерации (с изменениями на 12 сентября 2012 года). Совместный приказ ФТС России и Минэнерго России от 12 сентября 2012 г. №1838/428 (Российская газета, № 230, 05.10.2012).

[2] Бородин Д.В., Гриб О.Г., Сапрыкин А.В. Проблемы качества электроэнергии в сетях 330-750 КВ ГП НЭК «УКРЭНЕРГО». «Электротехника и энергетика» выпуск 8 (140), 2008 год.

[3] Бородин Д.В. Проблемы качества электроэнергии в центрах питания сетей 110 КВ. // Тезисы международной научно-технической конференции «Новейшие технологии в электроэнергетике». Харьков. 17-19 марта 2008.

[4] Боровиков В. С., Волков М. В., Иванов В. А., Литвак В. В., Мельников В. А., Погонин А. В., Харлов Н. Н. Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ «МРСК Сибири» // Электрика. 2010. № 11. С. 3-9.

[5] Галанов В. П., Галанов В. В. О влиянии нелинейных и несимметричных нагрузок на качество электрической энергии // Промышленная энергетика - 2001. №3. с.46-49.

[6] Добрусин Л.А. Проблемы качества электроэнергии и электроснабжения в России. «Энергоэксперт» №4, 2008 год.

[7] Управление качеством электроэнергии: учебное пособие для вузов. Карташов И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. и др.; под ред. Шарова Ю.В. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 354, [2] с. : ил.

[8] Теличко Л.Я., Басов П.М. Влияние провалов напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий на работу современных регулируемых электроприводов // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2009. № 2.

[9] Фишман В. Провалы напряжения в сетях промпредприятий. Причины и влияние на электрооборудование / В. Фишман // Новости электротехники. – 2004. № 5.

[10] Д.В. Дворкин, А.Д. Демидов, М.В. Толстов, В.Н. Тульский «Построение систем управления качеством электроэнергии с учетом международного опыта» // Радиотехника, электротехника и энергетика. Девятнадцатая международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов. М.: Издательский дом МЭИ, 2013 г., стр. 243.

[11] РД 50–34.698–90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.