

ВЫПИСКА

из Протокола 47-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ
(26 мая 2015 года, г. Ереван)

О проекте Типовых требований к автоматизированной системе контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи

(Мишук Е.С., Исенов Е.М.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить Типовые требования к автоматизированной системе контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи (**Приложение**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств - участников СНГ применять Типовые требования при разработке соответствующих национальных документов.

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 48 от 23 октября 2015 года

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Разработаны Обществом с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»).

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	61
1.1	Область применения	61
1.2	Нормативные ссылки	61
1.3	Термины, определения, обозначения и сокращения	67
1.3.1	Термины и определения	67
1.3.2	Обозначения	70
1.3.3	Сокращения	71
2	НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ АИИС ККЭ	72
2.1	Назначение АИИС ККЭ	72
2.2	Цели создания АИИС ККЭ	72
3	ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ	73
3.1	Краткие сведения об объектах автоматизации	73
3.2	Сведения об условиях эксплуатации и характеристиках окружающей среды	73
4	ТРЕБОВАНИЯ К АИИС ККЭ	74
4.1	Требования к АИИС ККЭ в целом	74
4.1.1	Основные принципы организации АИИС ККЭ	74
4.1.2	Требования к структуре и функционированию АИИС ККЭ	75
4.1.3	Требования к надежности	78
4.1.4	Требования к электропитанию	78
4.1.5	Требования безопасности	79
4.1.6	Требования по эргономике и технической эстетике	80

4.1.7	Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, транспортированию и хранению	81
4.1.8	Требования к защите информации от несанкционированного доступа ...	82
4.1.9	Требования по сохранности информации при авариях	84
4.1.10	Требования по электромагнитной совместимости	84
4.1.11	Требования к маркировке	91
4.2	Требования к функциям (задачам), выполняемым АИИС ККЭ	91
4.2.1	Общие требования	91
4.2.2	Перечень функций, выполняемых АИИС ККЭ при измерении ПКЭ	91
4.2.3	Требования к метрологическим характеристикам	96
4.3	Требования к видам обеспечения	96
4.3.1	Требования к математическому обеспечению	96
4.3.2	Требования к информационному обеспечению	97
4.3.3	Требования к лингвистическому обеспечению	100
4.3.4	Требования к программному обеспечению	100
4.3.5	Требования к техническому обеспечению	102
4.3.6	Требования к метрологическому обеспечению	127
4.3.7	Требования к методическому обеспечению	131
4.3.8	Требования к организационному обеспечению	132
Приложение А Структурная схема АИИС ККЭ		133
Приложение Б (справочное) Расчет погрешностей измерений ПКЭ		134
Приложение В (справочное) Расчёт погрешностей измерений параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии		141
Приложение Г		149
Библиография		151

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Область применения

Настоящий НТД может быть использован при разработке или модернизации систем контроля показателей качества электрической энергии уровня подстанции, представляющих собой автоматизированные информационно-измерительные системы контроля качества электрической энергии (далее – АИИС ККЭ) в национальных электросетевых компаниях с учетом их организационно-технических особенностей при передаче электрической энергии по межгосударственным линиям электропередачи.

1.2 Нормативные ссылки

В настоящих Типовых требованиях использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

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

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

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 12.2.091–2012 (IEC 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 26.020-80 Шрифты для средств измерений и автоматизации. Начертания и основные размеры

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 2930-62 Приборы измерительные. Шрифты и знаки

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15150–69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 22261–94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 23217-78 Приборы электроизмерительные аналоговые с непосредственным отсчетом. Наносимые условные обозначения

ГОСТ 25874-83 Аппаратура радиоэлектронная, электронная и электротехническая. Условные функциональные обозначения

ГОСТ 28601.1-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Панели и стойки. Основные размеры

ГОСТ 28601.2-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры

ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ 30804.3.2–2013 (IEC 61000-3-2:2009) 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 30804.3.3–2013 (IEC 61000-3-3:2008) 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 30804.4.2–2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.3–2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.4–2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.7–2013 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.11–2013 (IEC 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.12-2002 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебательным затухающим помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.15-2002 Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.6.2–2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.6.4–2013 (IEC 61000-6-4:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30805.22–2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. 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 32144–2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р МЭК 536-94 Классификация электротехнического и электронного оборудования по способу защиты от поражения электрическим током

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений

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

ГОСТ Р 8.654-2009 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

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

ГОСТ Р 50648–94 (МЭК 1000-4-8–93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты

ГОСТ Р 50649–94 (МЭК 1000-4-9–93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;

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

ГОСТ Р 51317.4.5–99 (МЭК 61000-4-5–95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.6–99 (МЭК 61000-4-6–96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебательным затухающим помехам. Требования и методы испытаний

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

ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.17-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.28-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к изменениям частоты питающего напряжения. Требования 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 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 CISPR 24–2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ IEC 61000-4-5–2014 Электромагнитная совместимость. Часть 4-5. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсам большой энергии

ГОСТ IEC 61000-4-8–2013 Электромагнитная совместимость. Часть 4-8. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты

ГОСТ IEC 61000-4-9–2013 Электромагнитная совместимость. Часть 4-9. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю

ГОСТ IEC 61000-4-17-2015 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний

ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напряжения электроснабжения в электрических сетях 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)

МЭК 61000-4-29 (2000) Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-29. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам, коротким прерываниям и изменениям напряжения, воздействующим на входной порт сети электропитания постоянного тока

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

СТБ МЭК 61000-3-2-2006 Электромагнитная совместимость. Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока для оборудования с потребляемым током меньше или равным 16 А в одной фазе

СТБ IEC 61000-3-3-2011 Электромагнитная совместимость. Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током меньше или равным 16 А в одной фазе, которое не подлежит условному соединению

СТБ IEC 61000-4-3-2009 Электромагнитная совместимость. Часть 4-3. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к радиочастотному

электромагнитному полю

СТБ ИЕС 61000-4-6–2011 Электромагнитная совместимость. Часть 4-6. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями

СТБ МЭК 61000-4-11-2006 Электромагнитная совместимость. Часть 4-11. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам, кратковременным пребываниям и изменениям напряжения

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 55022-2012 Электромагнитная совместимость. Радиопомехи от оборудования информационных технологий. 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

Гигиенический норматив «Предельно-допустимые уровни нормируемых параметров при работах с видеодисплейными терминалами и электронно-вычислительными машинами», утверждённый постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 28 июня 2013 г. № 59

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

Правила Устройства Электроустановок (ПУЭ) – 7 издание. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07. 2002 №204

РД 50-690–89 Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным

Руководящий документ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации». Утверждено решением председателя Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации от 30 марта 1992 года

Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения

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

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза

«Электромагнитная совместимость технических средств»

1.3 Термины, определения, обозначения и сокращения

1.3.1 Термины и определения

В настоящих Типовых требованиях применены термины с соответствующими определениями, установленными в ГОСТ 30804.4.30, ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ Р 54130, а также следующие термины и определения:

1.3.1.1 Анализ качества электрической энергии: Установление степени соответствия или причин несоответствия значений показателей качества электрической энергии рекомендуемым значениям или установленным нормам по выбранной совокупности показателей качества электрической энергии.

1.3.1.2 Аттестация методик измерений: Исследование и подтверждение соответствия методик измерений установленным метрологическим требованиям к измерениям.

[ГОСТ Р 8.563-2009, пункт 3.2]

1.3.1.3 Знак обращения на рынке: Обозначение, служащее для информирования приобретателей, в том числе потребителей, о соответствии выпускаемой в обращение продукции требованиям технических регламентов.

1.3.1.4 Знак соответствия: Обозначение, служащее для информирования приобретателей, в том числе потребителей, о соответствии объекта сертификации требованиям системы добровольной сертификации или национальному стандарту.

1.3.1.5 Измерительная система: Совокупность средств измерений и других средств измерительной техники, размещённых в разных точках объекта измерения, функционально объединённых с целью измерений одной или нескольких величин, свойственных этому объекту.

[РМГ 29-2013, пункт 6.3]

1.3.1.6 Контроль качества электрической энергии: Проверка соответствия показателей качества электрической энергии установленным значениям.

1.3.1.7 Методика (метод) измерений: Совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

1.3.1.8 Метрологически значимое программное обеспечение: Программы и программные модули, выполняющие функции сбора, передачи, обработки, хранения и представления измерительной информации, а также параметры, характеризующие тип средства измерений и внесенные в программное обеспечение.

[ГОСТ Р 8.654-2009, пункт 3.10]

1.3.1.9 Верхнее (нижнее) значение показателя качества электрической энергии: Значение верхней (нижней) границы диапазона, содержащего 95 % результатов измерений показателя качества электрической энергии за время проведения испытаний.

1.3.1.10 Наибольшее (наименьшее) значение показателя качества электрической энергии: Наибольшее (наименьшее) из всех измеренных за время проведения испытаний значений показателя качества электрической энергии.

1.3.1.11 Оборудование информационных технологий (ОИТ): Любое оборудование, выполняющее основную функцию, связанную с вводом, хранением, отображением, поиском, передачей, обработкой, коммутацией или управлением данных и сообщений связи, которое при этом может быть снабжено одним или несколькими портами, используемыми обычно для передачи информации и имеющее номинальное напряжение питания не более 600 В.

[ГОСТ 30805.22-2013, пункт 3.1]

1.3.1.12 Объекты электросетевого хозяйства: Линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

1.3.1.13 Сертификат соответствия: Документ, удостоверяющий соответствие объекта требованиям технических регламентов, положениям стандартов, сводов правил или условиям договоров.

1.3.1.14 Среднее напряжение: Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ.

[ГОСТ 32144-2013, пункт 3.1.12]

1.3.1.15 Высокое напряжение: Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого свыше 35 кВ, до 220 кВ, включительно, или классы напряжения для электрических сетей: 110, 150 и 220 кВ.

1.3.1.16 Сверхвысокое напряжение: Напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 220 кВ, или классы напряжения для электрических сетей: 330, 400, 500 и 750 кВ.

1.3.1.17 Качество электрической энергии: Степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической сети совокупности установленных показателей качества электрической энергии.

1.3.1.18 Параметр (электроэнергетической величины): Вспомогательная величина, количественно характеризующая какое-либо свойство данной электроэнергетической величины.

Пример – В качестве параметров силы электрического тока используются: среднеквадратическое значение силы тока, суммарный коэффициент гармонических составляющих тока и др.

1.3.1.19 Измерительные системы единичного производства: системы, которые проектируются и производятся для конкретных энергообъектов, и повторное изготовление которых по разработанной технической документации для других энергообъектов 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).

1.3.1.20 Измерительные 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).

1.3.1.21 Информационная система верхнего уровня – Система, имеющая приоритет по отношению к АИИС ККЭ в осуществлении общего технологического процесса контроля качества электрической энергии.

1.3.1.22 Смежные информационные системы – Системы, взаимодействующие с АИИС ККЭ, связанные с ней единым технологическим процессом передачи и распределения электрической энергии.

1.3.1.23 Сторонние информационные системы – Системы, использующие результаты измерений АИИС ККЭ, но не связанные с ней общим технологическим процессом в пределах энергообъекта.

1.3.1.24 Статистические характеристики ПКЭ: Результаты математической обработки объединенных (усредненных) на стандартных интервалах времени результатов измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии для сравнения с нормативными значениями.

Примечание – В качестве статистических характеристик в настоящих Типовых требованиях используются: наибольшее и наименьшее значения ПКЭ, верхнее и нижнее значения ПКЭ, относительное время (относительно общей продолжительности испытаний) превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 95 % (100 %) результатов измерений.

1.3.1.25 Среднеквадратическое значение напряжения (измеряемое): 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, равно одному периоду основной частоты.

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

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

1.3.1.26 Среднеквадратическое значение силы тока (измеряемое): 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 равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений.

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

1.3.1.27 Электрическая подстанция: Часть электроэнергетической системы, занимающая определенную территорию, включающая в себя концевые участки электрических линий, коммутационную и защитную аппаратуру; трансформаторы и здания; на подстанции обычно размещаются устройства управления и защиты (например, релейной защиты).

[ГОСТ Р 54130-2010, пункт 3.7, таблица 1, подпункт 4]

1.3.1.28 Электроэнергетические величины: Физические величины, используемые в электроэнергетике для описания технологических процессов и решения измерительных задач при производстве, передаче и использовании электрической энергии.

Примечание – В настоящих Типовых требованиях в качестве электроэнергетических величин рассматриваются: переменное напряжение, сила тока, углы фазовых сдвигов, мощность и энергия.

1.3.1.29 Энергообъект: Совокупность электроустановок, зданий и сооружений, функционально и территориально связанных друг с другом.

1.3.2 Обозначения

В настоящем документе применены следующие обозначения:

h – номер интергармонической составляющей;

I – ток (включает гармонические составляющие, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);

Примечание – здесь и далее в качестве значения тока используется среднеквадратическое значение силы тока, определенное на измерительных интервалах времени.

$I_{\text{макс}}$ – максимальное значение тока;

$I_{\text{ном}}$ – номинальное значение тока;

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

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

n – номер гармонической составляющей;

P – активная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);

S – полная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);

T_o – средняя наработка на отказ;

$T_{\text{сл}}$ – средний срок службы;

$T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления;

$T1$ – относительное время превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений;

$T2$ – относительное время превышения допустимых значений ПКЭ,

установленных для 100 % результатов измерений;

U – напряжение (включает гармонические составляющие, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);

Примечание – здесь и далее в качестве значения напряжения используется среднеквадратическое значение напряжения, определенное на измерительных интервалах времени.

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электрической сети;

W_A – активная энергия;

W_P – реактивная энергия;

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;

1.3.3 Сокращения

В настоящем документе используются следующие сокращения:

АИИС ККЭ – автоматизированная информационно-измерительная система контроля качества электрической энергии;

АВР – аварийный ввод резерва;

БД – база данных;

ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;

ЗИП – запасные части, инструмент, принадлежности;

ИБП – источник бесперебойного питания;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

КСЗ – комплекс средств защиты АИИС ККЭ;

ЛВС – локальная вычислительная сеть;

ЛС – линия связи;

МЭК-101 – протокол, соответствующий ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;

МЭК-104 – протокол, соответствующий ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

МГЛЭП – межгосударственные линии электропередачи;

ОИТ – оборудование информационных технологий;

ОС – операционная система;

ПКЭ – показатели качества электрической энергии;

ПО – программное обеспечение;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СЖ – степень жёсткости испытаний;

СИ ПКЭ – средство измерений ПКЭ (регистратор ПКЭ);
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СНГ – Содружество Независимых Государств;
СУБД – система управления базами данных;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
ТТ – измерительный трансформатор тока;
ЭЭС СНГ – Электроэнергетический Совет СНГ;
GPS – (Global Positioning System) – система глобального позиционирования;
SNMP – (Simple Network Management Protocol) – простой протокол сетевого управления;
UTC (SU) — шкала времени Государственного эталона частоты и времени России.

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ АИИС ККЭ

2.1 Назначение АИИС ККЭ

Разрабатываемая АИИС ККЭ в соответствии с [1] предназначена для:

– непрерывного автоматизированного контроля показателей качества электрической энергии на соответствие требованиям и рекомендациям национальных нормативных документов и документов, утвержденных в рамках ЭЭС СНГ на нормы качества электрической энергии;

– получения измерительной информации, необходимой для контроля, анализа качества электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП (далее качество 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.

2.2 Цели создания АИИС ККЭ

Целями создания АИИС ККЭ являются:

- контроль и определение соответствия ПКЭ значениям, определенным в Рекомендациях по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденных Решением ЭЭС СНГ от 26.05.2015 (Протокол № 47), и нормативных документах государств-участников СНГ в области качества электрической энергии;

– замещение и дополнение существующих систем контроля качества электрической энергии на объектах электросетевого хозяйства, которые не предоставляют возможность комплексного решения задач контроля качества электрической энергии.

3 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1 Краткие сведения об объектах автоматизации

Объектами автоматизации являются энергообъекты электросетевых компаний государств-участников СНГ, осуществляющие передачу и приём электроэнергии по МГЛЭП.

3.2 Сведения об условиях эксплуатации и характеристиках окружающей среды

3.2.1 В технологических помещениях, где устанавливается оборудование АИИС ККЭ, должны обеспечиваться климатические условия, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 15150 для эксплуатации изделий исполнением УХЛ (макроклиматический район с умеренным и холодным климатом), категории размещения 4.2. Нормальные и рабочие условия применения должны соответствовать группе 2 по ГОСТ 22261 для АИИС ККЭ в целом и группе 4 для СИ ПКЭ, устанавливаемых отдельно (вне шкафов).

3.2.2 Требования к механическим воздействиям

Требования к АИИС ККЭ по устойчивости к механическим воздействиям в рабочих условиях эксплуатации не предъявляются (группа 3 по ГОСТ 22261).

3.2.3 Требования к месту установки оборудования

3.2.3.1 Основные требования к размещению основного оборудования АИИС ККЭ на энергообъектах должны соответствовать действующим нормативным документам государств-участников СНГ в области электроэнергетики, в частности требованиям, изложенным в [2] и [3].

3.2.3.2 К месту установки целевого оборудования АИИС ККЭ должны быть подведены:

- питающее напряжение;
- интерфейсные линии;
- измерительные цепи;
- защитное заземление.

3.2.4 Требования к защите от влияния внешних воздействий

3.2.4.1 При разработке, размещении и вводе в эксплуатацию АИИС ККЭ должны быть реализованы следующие меры обеспечения помехоустойчивости цифровой аппаратуры:

- обеспечение нормированных переходных сопротивлений в местах заземления корпусов аппаратуры и периодический контроль параметров заземления;

– разнесение по разным кабелям, жгутам и разнесение в пространстве линий связи и цепей питания 220 В переменного тока;

– определение максимально допустимой длины измерительных цепей;

– оборудование информационных технологий, имеющиеся в составе АИИС ККЭ, должно соответствовать нормам промышленных радиопомех для оборудования класса А в соответствии с ГОСТ 30805.22 (СТБ EN 55022) и, по возможности, должны быть размещены на максимальном удалении от источников мощных электромагнитных помех и промышленных радиопомех или в шкафах.

Заземление аппаратуры АИИС ККЭ должно выполняться с учетом требований ГОСТ 12.1.030, ПУЭ.

3.2.4.2 Компоненты АИИС ККЭ должны быть расположены в электротехнических шкафах. СИ ПКЭ допускается устанавливать вне шкафов.

4 ТРЕБОВАНИЯ К АИИС ККЭ

4.1 Требования к АИИС ККЭ в целом

4.1.1 Основные принципы организации АИИС ККЭ

1) АИИС ККЭ должна основываться на рекомендациях и требованиях, предусмотренных нормативными техническими актами по качеству электрической энергии, утвержденными в государствах-участниках СНГ и в рамках ЭЭС СНГ.

2) 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.

3) Основным видом контроля качества электрической энергии в АИИС ККЭ должен быть непрерывный контроль (мониторинг) (ГОСТ 33073), который позволяет получить наиболее полную информацию о качестве электрической энергии.

4) 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.

5) АИИС ККЭ должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ.

6) АИИС ККЭ должна предусматривать возможность расширения, как по количеству контролируемых параметров электроэнергетических величин, так и по количеству точек контроля.

7) Создание и развитие АИИС ККЭ должно носить последовательный (от контроля качества электрической энергии на соответствие требованиям и рекомендациям в соответствии с нормативными документами государств-участников СНГ, а также документами, утвержденными в рамках ЭЭС СНГ, до измерения всех параметров электроэнергетических величин, необходимых для эффективного управления качеством электрической энергии) и постепенный (от опытных проектов

до глобальной сети измерительных АИИС ККЭ, установленных на всех электрических подстанциях, связанных с МГЛЭП) характер.

4.1.2 Требования к структуре и функционированию АИИС ККЭ

4.1.2.1 Перечень подсистем, их назначение и основные характеристики

АИИС ККЭ должна создаваться как информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения согласно структурной схеме, приведённой в Приложении А.

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

- измерительные трансформаторы напряжения (измерительные компоненты);
- измерительные трансформаторы тока (измерительные компоненты);
- СИ ПКЭ (измерительно-вычислительные или комплексные компоненты системы);
- линии связи между ТН и СИ ПКЭ, а также линии связи между ТТ и СИ ПКЭ (связующие компоненты).

Второй уровень системы включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который является вычислительным компонентом системы, и узел интерфейсов, являющийся связующим компонентом.

СИ ПКЭ предназначены для автоматического измерения параметров электропотребления, включая показатели качества электроэнергии, а также параметров тока, угла фазового сдвига, мощности и энергии переменного тока в контролируемых присоединениях, их статистической обработки, хранения в энергонезависимой памяти и передачи информации в ИВК. В качестве СИ ПКЭ должны быть применены multifunctional регистраторы показателей качества электрической энергии. [4].

Примечание – к параметрам угла фазового сдвига относятся:

- 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.

ИВК является основным вычислительным компонентом АИИС ККЭ. ИВК используется для получения, обработки, хранения и отображения результатов контроля качества электрической энергии, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчётов и передачи (при необходимости) информации в другие системы.

В качестве ИВК должен использоваться промышленный компьютер, оснащенный необходимыми средствами ввода и отображения информации.

Для синхронизации компонентов АИИС ККЭ со шкалой времени Государственного эталона частоты и времени России UTC (SU) должна использоваться система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ должна

формироваться на всех уровнях АИИС ККЭ. Единое время должно обеспечиваться от глобальных навигационных спутниковых систем GPS, ГЛОНАСС.

Узел интерфейсов предназначен для организации взаимодействия компонентов АИИС ККЭ между собой и связи её с другими системами. В качестве оборудования узла интерфейсов должен использоваться коммутатор Ethernet, разветвители интерфейса RS-485 с элементами защиты от импульсных перенапряжений.

Электропитание оборудования должно осуществляться от источников бесперебойного питания (ИБП).

Для автоматического переключения питающего напряжения на резервный ввод должны применяться устройства автоматического ввода резерва (АВР).

Для обеспечения микроклимата в шкафах должна применяться система климатизации, включающая в себя средства охлаждения шкафов (вентиляторы) с системой терморегулирования.

Для оповещения персонала в случае возникновения нештатных ситуаций должна использоваться звуковая и световая сигнализация.

Основное оборудование АИИС ККЭ должно монтироваться в электротехнических шкафах с системой климатизации.

4.1.2.2 Требования к организации каналов связи между ИВК и СИ ПКЭ:

Связь между ИВК и СИ ПКЭ должна осуществляться по цифровым каналам связи. В качестве каналов связи должны быть использованы отдельно выделенные линии:

- интерфейса RS-485,
- Ethernet.

В качестве протоколов обмена должны использоваться протоколы, поддерживаемые СИ ПКЭ.

4.1.2.3 Требования к характеристикам взаимосвязей с другими системами

Связь со смежными системами и системами верхнего уровня должна осуществляться с применением взаимосогласованных протоколов.

4.1.2.4 Требования к режимам функционирования АИИС ККЭ

АИИС ККЭ должны предусматривать работу в следующих режимах:

- штатном (непрерывная круглосуточная работа);
- сервисном (для проведения обслуживания, реконфигурации и пополнения новыми компонентами);
- аварийном.

Под штатным режимом функционирования подразумевается нормальный непрерывный режим работы АИИС ККЭ, при котором выполняется в полном объеме весь спектр задач и функций, возложенных на АИИС ККЭ.

В штатном режиме функционирования АИИС ККЭ должны выполняться процессы контроля за:

- функционированием программного обеспечения;

- функционированием технических средств и оборудования;
- доступом к АИИС ККЭ и соответствующим информационным ресурсам на программно-техническом и физическом уровне;
- состоянием основных и резервных электросетей и источников бесперебойного питания;
- соблюдением условий эксплуатации.

В сервисном режиме должно максимально обеспечиваться непрерывное функционирование АИИС ККЭ, при котором полностью сохраняются все функциональные возможности штатного режима, но при этом осуществляются запланированные процессы и/или мероприятия обслуживающего характера, не нарушающие работоспособность и не приводящие к потере АИИС ККЭ возможности реализации каких-либо функций.

К сервисному режиму функционирования АИИС ККЭ должны относиться процессы:

- диагностирования АИИС ККЭ;
- изменения конфигурации программно-технических средств;
- планового профилактического обслуживания АИИС ККЭ;
- незначительного ремонта, включая (при необходимости) замену компонентов оборудования.

Перечень аварийных ситуаций, после ликвидации которых АИИС ККЭ должна быть полностью приведена в рабочее состояние – «штатный режим»:

- различные виды аварий, связанные с потерей электропитания АИИС ККЭ на локальном или глобальном уровнях;
- аварийное отключение компонентов или завершение работы АИИС ККЭ в случае недопустимых параметров окружающей среды.

4.1.2.5 Требования по диагностированию АИИС ККЭ

Программные средства контроля состояния технических средств должны обеспечивать мониторинг и диагностику АИИС ККЭ для обнаружения и локализации неисправностей технических средств, как в сервисном режиме, так и в штатном режиме функционирования АИИС ККЭ (без нарушения их работоспособности) с возможностью отображения состояния технических средств.

Программно-аппаратная система мониторинга оборудования и диагностирования неисправностей должна обеспечивать решение следующих задач:

- проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования;
- сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок работоспособности.

Процесс контроля состояния технических средств должен реализовываться в виде отдельной от основных технологических функций задачи.

Контролируемые параметры должны фиксироваться в системе в виде событий (только те параметры, значения которых вышли за допустимые пределы).

Перечень контролируемых параметров определяется на этапе проектирования АИИС ККЭ.

4.1.3 Требования к надежности

4.1.3.1 Требования к надежности измерительного канала АИИС ККЭ должны обеспечивать следующие показатели надёжности:

- средняя наработка на отказ T_o должна быть не менее 35000 ч;
- средний срок службы $T_{сл}$ должен быть не менее 25 лет;
- среднее время восстановления работоспособности должно быть не более 4 ч при использовании комплекта ЗИП.

4.1.3.2 Для обеспечения надёжности на стадиях проектирования, создания и эксплуатации АИИС ККЭ должны использоваться следующие методы:

- резервирование, включая резервное копирование данных;
- реализация контроля правильности функционирования оборудования (тестовый контроль работоспособного состояния, контроль кодовых обменов и т.п.);
- обеспечение бесперебойного питания оборудования АИИС ККЭ путем применения источников бесперебойного питания;
- реализация мер по обеспечению помехозащищенности (экранирование линий связей, 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 АИИС ККЭ условий эксплуатации (установка в шкафах с поддержкой микроклимата).

4.1.3.3 Все оборудование АИИС ККЭ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при кратковременных перерывах электропитания и отклонениях напряжения от номинального.

4.1.3.4 При отключении электропитания в АИИС ККЭ должна обеспечиваться целостность и корректность информации в базе данных.

4.1.3.5 При выявлении отказов компонентов в АИИС ККЭ необходимо обеспечить целостность и корректность информации.

4.1.3.6 При производстве плановых (профилактических) работ на оборудовании АИИС ККЭ её надежность не должна снижаться.

4.1.3.7 В АИИС ККЭ должны быть предусмотрены меры защиты от ошибочных действий персонала, от случайного изменения и разрушения информации и программ, а также от несанкционированного доступа.

4.1.3.8 Требования по надёжности уточняются по результатам расчётов на этапе проектирования и по результатам опытной эксплуатации в соответствии с РД 50-690–89.

4.1.4 Требования к электропитанию

4.1.4.1 Электропитание шкафов АИИС ККЭ должно осуществляться от сети

переменного тока частотой 50 Гц \pm 5 % напряжением 220 В \pm 10 %.

4.1.4.2 Значение коэффициента несинусоидальности кривой напряжения электропитания не более 20 %.

4.1.4.3 Электропитание основного оборудования шкафов должно осуществляться от ИБП.

4.1.4.4 Время работы оборудования при пропадании питающего напряжения должно быть не менее 30 минут. В случае недостаточной ёмкости внутренних батарей ИБП должны применяться дополнительные аккумуляторные батареи.

4.1.4.5 Для питания оборудования должна быть предусмотрена резервная питающая линия переменного тока частотой 50 Гц \pm 5 % напряжением 220 В \pm 10 %.

4.1.4.6 Переключение на резервную линию должно происходить автоматически при пропадании или превышении номинала основного питающего напряжения при помощи АВР. Обратный возврат также должен происходить автоматически при нормализации основного питающего напряжения.

4.1.5 Требования безопасности

4.1.5.1 АИИС ККЭ и их элементы должны соответствовать требованиям безопасности ТР ТС 004/2011. Соответствие требованиям должно обеспечиваться выполнением норм ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 22261, ГОСТ 12.2.007.0.

4.1.5.2 Требования безопасности к низковольтной части АИИС ККЭ

Соответствие требованиям безопасности компонентов, входящих в низковольтную часть (до 1000 В) АИИС ККЭ 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 союза, 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 низковольтного оборудования АИИС ККЭ 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 союза, 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.

4.1.5.3 Требования безопасности к высоковольтной части АИИС ККЭ

Измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы тока, являющиеся измерительными компонентами АИИС ККЭ 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. Трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2.

4.1.5.4 Класс защиты

АИИС ККЭ по способу защиты от поражения электрическим током должна соответствовать оборудованию класса І по ГОСТ Р МЭК 536.

4.1.5.5 Требования к элементам конструкции

Конструкция АИИС ККЭ должна обеспечивать безопасность обслуживающего персонала в части защиты от поражения электрическим током, опасной температуры, воспламенения компонентов.

Доступные для прикасания части (лицевые панели, металлический корпус шкафа) не должны находиться под опасным напряжением.

Шафы должны иметь зажимы защитного заземления, через которые они должны заземляться при эксплуатации.

Конструкция зажимов защитного заземления должна обеспечивать надёжное механическое крепление и электрический контакт с подключенными к шкафам гибкими заземляющими проводами.

Компоненты АИИС ККЭ, помещённые в общий шкаф и объединённые общим питанием, должны подключаться к электропитанию через автоматический выключатель.

Сечение проводников (в том числе проводников защитного заземления) должно соответствовать токовой нагрузке.

Компоненты АИИС ККЭ должны иметь световую индикацию включения питания.

Около дополнительного зажима защитного заземления шкафов должно быть нанесено его условное обозначение по ГОСТ 25874.

Шафы должны иметь степень защиты, обеспечиваемую оболочками, по ГОСТ 14254.

4.1.6 Требования по эргономике и технической эстетике

4.1.6.1 Оборудование АИИС ККЭ должно устанавливаться в рабочей зоне пользователей и обеспечивать возможность удобной работы. Конструкция рабочих мест, их взаимное расположение, помещения эксплуатационного персонала должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049.

4.1.6.2 Рабочее место должно отвечать требованиям нормативных документов и обеспечивать:

- безопасность обслуживающего персонала;
- доступность и удобство для осмотра узлов и приборов, нуждающихся в периодической проверке;
- группировку органов управления и контроля в одном месте, удобном для обзора и манипулирования;
- цветовые решения и расположение оборудования, способствующие

концентрации внимания и снижению утомляемости оперативного персонала.

4.1.7 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, транспортированию и хранению

4.1.7.1 Условия и порядок эксплуатации технических средств АИИС ККЭ должны соответствовать требованиям по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению в соответствии с документацией на них.

4.1.7.2 Технические средства АИИС ККЭ по удобству технического обслуживания, эксплуатации и ремонта должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.049. Время подготовки к работе системы не должно превышать 30 минут.

4.1.7.3 В АИИС ККЭ должна быть обеспечена взаимозаменяемость сменных однотипных элементов (модулей, узлов, блоков, машинных носителей).

4.1.7.4 Регламент технического обслуживания АИИС ККЭ должен обеспечивать непрерывную эксплуатацию технических и программных средств и выполнение системой всех функций по назначению системы.

4.1.7.5 Ремонт оборудования АИИС ККЭ должен осуществляться специализированными организациями, либо самими производителями.

4.1.7.6 Требования к транспортированию

Транспортирование оборудования АИИС ККЭ должно производиться в закрытых транспортных средствах любого вида. При транспортировании самолетом оборудование АИИС ККЭ должно быть размещено в отапливаемом герметизированном отсеке.

Предельные условия транспортирования в части климатических воздействий должны соответствовать:

- температура окружающего воздуха от минус 25 до плюс 50°С;
- относительная влажность воздуха 95 % при температуре окружающего воздуха 30°С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт.ст.);

Предельные условия транспортирования в части механических воздействий должны соответствовать:

- число ударов в минуту от 80 до 120;
- максимальное ускорение 30 м/с²;
- продолжительность воздействия 1 ч.

4.1.7.7 Требования к хранению

Оборудование АИИС ККЭ до введения в эксплуатацию должно храниться на складах в упаковке предприятия-изготовителя при следующих значениях климатических факторов окружающей среды:

- температура окружающего воздуха от 0 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при температуре плюс 35 °С.

В помещениях для хранения содержание пыли, паров, кислот и щелочей, агрессивных газов и других вредных примесей, вызывающих коррозию, не должно

превышать содержание коррозионно-стойких агентов для атмосферы типа I по ГОСТ 15150.

4.1.8 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

4.1.8.1 Комплекс средств защиты информации АИИС ККЭ должен отвечать требованиям, предъявляемым к программно-аппаратным средствам защиты в соответствии с национальным законодательством.

4.1.8.2 Требования к разграничению доступа пользователей к хранимой в АИИС ККЭ информации

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

4.1.8.3 Требования к регистрации событий в АИИС ККЭ и контролю за соблюдением политики безопасности

Комплекс средств защиты (КСЗ) должен осуществлять регистрацию следующих событий:

- а) использование идентификационного и аутентификационного механизма;
- б) запрос на доступ к защищаемому ресурсу (например, открытие файла, запуск программы);
- в) создание и уничтожение объекта;
- г) действия, связанные с изменением правил разграничения доступа.

Для каждого из этих событий должна быть зарегистрирована следующая информация:

- дата и время;
- субъект, осуществляющий регистрируемое действие;
- тип события (если регистрируется запрос на доступ, то отмечают объект и тип доступа);
- успешно ли осуществилось событие (обслужен запрос на доступ или нет).

КСЗ должен содержать средства выборочного ознакомления с регистрационной информацией.

Должна быть предусмотрена регистрация всех попыток доступа, всех действий оператора и выделенных субъектов (например, администраторов защиты).

4.1.8.4 Требования к идентификации и аутентификации пользователей АИИС ККЭ.

КСЗ АИИС ККЭ должен обеспечивать идентификацию субъектов при запросах на доступ, должен проверять подлинность идентификатора субъекта – осуществлять аутентификацию.

КСЗ должен располагать необходимыми данными для идентификации и аутентификации и препятствовать доступу к защищаемым ресурсам неидентифицированных субъектов или субъектов, чья подлинность при аутентификации не подтвердилась.

КСЗ должен обладать способностью связывать полученный результат идентификации и аутентификации со всеми действиями, относящимися к контролю, предпринимаемыми в отношении данного субъекта.

4.1.8.5 Требования к защите ресурсов АИИС ККЭ от несанкционированного воздействия

При защите информации в АИИС ККЭ от несанкционированного воздействия должно быть обеспечено противодействие от нарушения функционирования АИИС ККЭ путем воздействия на информационные каналы, каналы сигнализации, управление и удаленную загрузку баз данных, коммуникационное оборудование, системное и прикладное программное обеспечение.

С этой целью необходимо применение защищенных протоколов передачи данных между компонентами АИИС ККЭ и другими системами, разграничение прав доступа пользователей, организация системы охраны объекта, на котором расположена АИИС ККЭ.

4.1.8.6 Требования к контролю доступа к защищаемым ресурсам

Защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться комплексом технических, организационных и программно-алгоритмических мер. Технические меры должны предусматривать размещение оборудования АИИС ККЭ в помещениях, защищенных от доступа лиц, не имеющих допуска к работе с ней. При размещении оборудования в незащищенных от доступа посторонних лиц помещениях оно должно быть смонтировано в защищенных от доступа посторонних лиц конструктивах (шкафах).

Аппаратная защита программного обеспечения и калибровочных коэффициентов СИ ПКЭ должна гарантировать защиту от их изменения без вскрытия корпуса и нарушения пломбы.

Конструкция СИ ПКЭ должна обеспечивать установку двух независимых пломб (службой технического контроля предприятия-изготовителя и организацией, осуществляющей поверку) с целью ограничения доступа ко всем его функциональным узлам.

Конструкция шкафов должна обеспечивать защиту от несанкционированного доступа наличием встроенных замков на открывающихся панелях или наличием системы доступа.

Измерительные клеммы и испытательные коробки шкафов должны быть защищены крышкой и опломбированы.

Организационные меры должны обеспечивать выполнение работ по эксплуатации и обслуживанию АИИС ККЭ персоналом различных категорий только в пределах своей компетенции, оговоренной должностными инструкциями, эксплуатационной документацией.

При разработке программного обеспечения необходимо руководствоваться требованиями ГОСТ Р 50739.

Программно-алгоритмические средства защиты должны выполнять:

– протоколирование действий пользователей АИИС ККЭ, включая доступ из внешних систем, при этом должны быть оговорены категории администраторов,

имеющих права на просмотр данного протокола; корректировка и удаление записей и всего протокола должны быть запрещены;

- запрет на несанкционированное изменение конфигурации комплекса;
- обнаружение, идентификацию и удаление компьютерных вирусов;
- обнаружение и регистрацию попыток нарушения разграничения доступа;
- использование в технических средствах встроенных способов защиты;
- гарантированное разграничение доступа пользователей и программ пользователей к информации, включая разграничение доступа по рабочим местам;
- автоматизированную идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам АИИС ККЭ.

4.1.9 Требования по сохранности информации при авариях

4.1.9.1 В АИИС ККЭ должна быть обеспечена сохранность информации при возникновении нештатных ситуаций, а также при авариях. Под авариями следует понимать:

- потери электропитания;
- отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств, измерительного оборудования и каналов связи.

4.1.9.2 При выключении электропитания АИИС ККЭ должны обеспечивать:

- непрерывную работу внутренних часов СИ ПКЭ в течение не менее 15 сут;
- сохранность исходных данных;
- сохранность результатов измерений в течение не менее 30 суток.

Выполнение данных требований должно обеспечиваться внутренним резервным источником СИ ПКЭ.

4.1.10 Требования по электромагнитной совместимости

4.1.10.1 Общие требования по электромагнитной совместимости применяемых технических средств должны соответствовать ГОСТ 30804.6.2 (СТБ ИЕС 61000-6-2), ГОСТ 30804.6.4 (СТБ ИЕС 61000-6-4).

4.1.10.2 Требования электромагнитной совместимости к компонентам системы единичного производства

Соответствие компонентов системы единичного производства требованиям электромагнитной совместимости согласно [1] (пункт 6.4.1) 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 союза, 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.

4.1.10.3 Требования электромагнитной совместимости к системам серийного производства

Соответствие типовой системы требованиям электромагнитной совместимости согласно [1] (пункт 6.4.2) должны подтверждаться проведением испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического союза, 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.

4.1.10.4 Требования по помехоустойчивости и ограничению эмиссии электромагнитных помех

Соответствие требованиям по помехоустойчивости и ограничению эмиссии электромагнитных помех для оборудования измерения и управления должно обеспечиваться выполнением норм ГОСТ Р 51522.1 (ГОСТ 30969), ГОСТ Р 51522.2.1, ГОСТ Р 51318.11 (СТБ EN 55011) для оборудования класса А с учётом требований ГОСТ Р 51317.6.5 для оборудования, размещаемого на подстанциях среднего и высокого напряжений.

Соответствие требованиям по помехоустойчивости и ограничению эмиссии электромагнитных помех для оборудования информационных технологий (ОИТ) должно обеспечиваться выполнением норм ГОСТ CISPR 24, (СТБ EN 55024), ГОСТ 30805.22 для оборудования класса А с учётом требований ГОСТ Р 51317.6.5 для оборудования, размещаемого на подстанциях среднего и высокого напряжений.

4.1.10.5 Критерии качества функционирования АИИС ККЭ при испытаниях на помехоустойчивость установлены в Таблице 1.

Таблица 1

Критерий качества функционирования АИИС ККЭ при испытаниях на помехоустойчивость	Качество функционирования АИИС ККЭ при испытаниях на помехоустойчивость
А	Во время воздействия и после прекращения помехи обеспечивается нормальное функционирование АИИС ККЭ с параметрами в соответствии с настоящими Типовыми требованиями. Во время воздействия помехи допускается ухудшение качества изображения на экране монитора ИВК АИИС ККЭ.
В	После снятия воздействия помехи АИИС ККЭ нормально функционирует с параметрами в соответствии с настоящими Типовыми требованиями. Во время воздействия помехи вычислительные компоненты перезапускаются без вмешательства пользователя. Изменение данных, хранимых в памяти АИИС ККЭ, не допускается.
С	Нарушение функционирования АИИС ККЭ остается после снятия воздействия помехи. Для восстановления нормального функционирования необходимо вмешательство пользователя: перезагрузка вычислительных компонентов или выключение и повторное включение АИИС ККЭ.

Требования к помехоустойчивости и помехоэмиссии приведены в Таблице 2

Таблица 2

№ пп	Наименование параметра	Требование по нормативным документам, специальное требование	Нормативный документ	Критерий качества функционирования
1	Порт корпуса			
1.1.	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты (МППЧ): - напряженность непрерывного МППЧ - напряженность кратковременного МППЧ (продолжительность 1-3 с)	100 А/м; СЖ- 5 (длительно) 1000 А/м; СЖ- 5 (кратковременно)	ГОСТ Р 50648, ГОСТ IEC 61000-4-8)	А
1.2	Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю: - напряженность испытательного поля	10 В/м (80 МГц - 3 ГГц), СЖ – 3 (не ниже)	ГОСТ 30804.4.3 (СТБ IEC 61000-4-3)	А
1.3	Устойчивость к импульсному магнитному полю (ИМП): - напряженность ИМП (пиковое значение), А/м	100 А/м, СЖ - 3 (не ниже)	ГОСТ Р 50649; (ГОСТ IEC 61000-4-9)	В
1.4	Устойчивость к разрядам статического электричества: - контактный - воздушный	±6 кВ, СЖ- 3 (не ниже) ±8 кВ, СЖ- 3 (не ниже)	ГОСТ 30804.4.2	В

2	Порт питания переменного тока			
2.1	Устойчивость к: - провалам напряжения - прерываниям напряжения	30 % (50 периодов) 60 % (1 период) 100 % (5 периодов)	ГОСТ 30804.4.11 (СТБ МЭК 61000-4-11)	A
2.2	Устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	Не ниже СЖ- 3	ГОСТ Р 51317.4.28	B
2.3	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.	10 В (150 кГц - 80 МГц), СЖ-3	ГОСТ Р 51317.4.6, (СТБ IEC 61000-4-6)	A
2.4	Устойчивость к колебательным затухающим помехам - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	Однократные: 1 кВ, СЖ - 3; Повторяющиеся: 1 кВ, СЖ - 3; Однократные: 2 кВ, СЖ - 3; Повторяющиеся: 2,5 кВ, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.12	B
2.5	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам - по схеме «провод-земля»	2 кВ (5/50 нс, 5 кГц), СЖ - 3	ГОСТ 30804.4.4	B
2.6	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	2 кВ, СЖ - 3 4 кВ, СЖ - 4	ГОСТ 51317.4.5 (СТБ МЭК 61000-4-5, ГОСТ IEC 61000-4-5)	B

3	Порт ввода-вывода (сигналов/ управления)			
3.1	<p>Устойчивость к колебательным затухающим помехам: Полевые, цепи: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»</p> <p>Цепи с оборудованием: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»</p>	<p>Однократные: 1 кВ, СЖ - 3; Повторяющиеся: 0,5 кВ, СЖ - 2; Однократные: 2 кВ, СЖ - 3; Повторяющиеся: 1 кВ, СЖ - 2;</p> <p>Однократные: 2 кВ, СЖ - 4; Повторяющиеся: 1 кВ, СЖ - 3; Однократные: 4 кВ, СЖ - 4; Повторяющиеся: 2,5 кВ, СЖ - 3;</p>	ГОСТ Р 51317.4.12	В
3.2	<p>Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии: Локальные цепи - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля»</p> <p>Полевые цепи - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»</p> <p>Цепи с оборудованием - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»</p>	<p>0,5 кВ, СЖ - 1; 1 кВ, СЖ - 2;</p> <p>1 кВ, СЖ - 2; 2 кВ, СЖ - 3</p> <p>2 кВ, СЖ - 3; 4 кВ, СЖ - 4</p>	ГОСТ 51317.4.5 (ГОСТ IEC 61000-4-5)	В

3.3	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам: Локальные цепи Полевые цепи С оборудованием	СЖ- 3. Амплитуда импульсов - 1 кВ СЖ- 4. Амплитуда импульсов - 2 кВ СЖ-Х. Амплитуда импульсов - 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4	В
3.4.	Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	10 В, СЖ - 3	ГОСТ 51317.4.6, (СТБ ИЕС 61000-4-6)	А
4.	Помехоэмиссия			
4.1	Напряжение кондуктивных и излучаемых радиопомех	Класс А, группа 1	ГОСТ Р 51318.11	
4.2	Эмиссия гармонических составляющих тока в цепи электропитания	Класс А	ГОСТ 30804.3.2 (СТБ МЭК 61000-3-2)	
4.3	Изменения напряжения, колебания напряжения и создаваемый фликер		ГОСТ 30804.3.3 (СТБ ИЕС 61000-3-3)	
4.4	Радиопомехи от ОИТ	Класс А	ГОСТ 30805.22 (СТБ EN 55022)	

4.1.11 Требования к маркировке

4.1.11.1 Маркировка должна соответствовать требованиям ГОСТ 26828, шрифт надписей – ГОСТ 26.020.

4.1.11.2 Маркировка должна быть нанесена способом, обеспечивающим чёткость и сохранность маркировки в течение всего срока эксплуатации. Маркировка АИИС ККЭ должна содержать сведения о названии, обозначении, составе оборудования, номере модификации.

4.1.11.3 Маркировка АИИС ККЭ должна содержать таблички на её компонентах, дающие необходимую информацию о принадлежности к АИИС ККЭ, полное название, обозначение, порядковый номер по системе нумерации предприятия–изготовителя, дату изготовления, товарный знак предприятия–изготовителя, знак утверждения типа средства измерений, единый знак обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза или знак соответствия, принятый в национальных системах сертификации государств - участников СНГ.

4.1.11.4 Каждый элемент шкафа, блоки зажимов должны быть промаркированы с указанием номера монтажной единицы и порядкового номера в соответствии с электрической принципиальной схемой.

4.1.11.5 Соединительные провода должны иметь маркировку, наносимую на обоих концах. Провода могут маркироваться цифровыми или буквенно-цифровыми символами. Маркировка может быть адресной, с указанием номера монтажной единицы, элемента, контакта элемента. Маркировка проводов может быть выполнена любым способом, позволяющим нанесение необходимой информации.

4.2 Требования к функциям (задачам), выполняемым АИИС ККЭ

4.2.1 Общие требования

Задачи, стоящие перед АИИС ККЭ, заключаются в измерении и анализе ПКЭ в трехфазных электрических сетях с передачей результатов измерений в смежные, сторонние системы и системы верхнего уровня.

4.2.2 Перечень функций, выполняемых АИИС ККЭ при измерении ПКЭ

4.2.2.1 АИИС ККЭ должна обеспечивать выполнение следующих технологических функций:

- непрерывные измерения ПКЭ и других параметров электрических величин;
- обработка результатов измерений параметров электрических величин, в том числе расчет статистических характеристик ПКЭ;
- хранение результатов измерений ПКЭ и других параметров электрических 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.

4.2.2.2 АИИС ККЭ должна обеспечивать выполнение следующих обеспечиваемых функций:

- управление конфигурацией АИИС ККЭ и задание параметров работы компонентов АИИС ККЭ;
- синхронизация всех элементов АИИС ККЭ от единого источника точного времени;
- непрерывный автоматический контроль и диагностика работоспособности АИИС ККЭ и их компонентов;
- управление доступом к измерительной информации и параметрам работы АИИС ККЭ.

4.2.2.3 Требования к измерениям ПКЭ и других параметров электрических величин

Перечень измеряемых параметров электрических величин должен соответствовать перечню, изложенному в п.7.3 Концепции создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденной Решением Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств (Протокол № 45 от 25 апреля 2014года).

Методика измерений значений ПКЭ на МГЛЭП регламентируется отдельными утвержденными документами, в которых устанавливаются необходимые временные интервалы проведения измерений значений ПКЭ, их периодичность, требования к процессу измерений, обработки и анализа данных, а также определяется регламент предоставления отчетов по результатам измерений ПКЭ.

Состав ПКЭ, в отношении которого должен быть проведен контроль, определен в Рекомендациях по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденных Решением Электроэнергетического Совета (Протокол № 47 от 26 мая 2015 года). По мере накопления аналитической и статистической информации по ПКЭ, измеряемым на МГЛЭП на уровне высокого и сверхвысокого напряжения, может проводиться актуализация состава ПКЭ путём внесения изменений в Рекомендации.

4.2.2.4 Требования к измерениям

Длительность интервала времени, в течение которого происходит измерение среднеквадратического значения напряжения, используемого для обнаружения и определения параметров провала напряжения, перенапряжения и прерывания напряжения, равно одному периоду основной частоты, начиная с пересечения нуля напряжением основной частоты. Данные значения определяются через каждую половину периода 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 (10Т) 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 (3с при частоте 50 Гц);
- 60 с;
- 10 мин;
- 2 ч.

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

4.2.2.5 Для непрерывного контроля (мониторинга) ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в составе АИИС ККЭ должны использоваться СИ ПКЭ с классом процессов измерений «А» (ГОСТ 30804.4.30). В технически обоснованных случаях допускается использование СИ ПКЭ класса «S» (ГОСТ 30804.4.30).

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

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

Маркирование результатов измерений 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, дозам 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.

4.2.2.6 Требования к обработке результатов измерений параметров электроэнергетических величин

Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, несинусоидальность, 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 превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений **T1**;

- относительное время превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений **T2**.

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

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 среднеквадратическое значение напряжения во время случайного события и его длительность.

В методике контроля качества электрической энергии должен быть установлен порядок использования маркированных результатов измерений. При определении необходимости использования (или неиспользования) маркированных результатов измерений следует руководствоваться положениями стандартов и рекомендаций на нормы качества электрической энергии.

4.2.2.7 Требования к хранению результатов измерений ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин

АИИС ККЭ должна обеспечивать возможность хранения архивов измерений на интервалах:

- 1 минута, 10 минут, 30 минут, 2 часа - не менее 3-х месяцев;

- 1 сутки - не менее 5 месяцев;

- 1 неделя- не менее 2 лет.

4.2.2.8 Требования к отчетам о качестве 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 времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- наименьшего значения ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет 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 превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений;
- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений относительного времени превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений;
- б) нормативное значение (норма) для измеренного значения;
- в) значение неопределённости измерений.

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 ПКЭ, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения;
- векторных диаграмм сигналов токов и напряжений основной частоты, а также гармонических составляющих.

4.2.2.9 Требования к управлению конфигурацией АИИС ККЭ и задание параметров работы компонентов АИИС ККЭ.

АИИС ККЭ должна позволять выполнение конфигурирования СИ ПКЭ и других компонентов АИИС ККЭ с регистрацией результатов в журнале событий. Группы параметров конфигурации:

- общие параметры (значение текущего времени, дата, значение величины коррекции времени и др.);
- нормативные/рекомендуемые 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.

4.2.2.10 Требование к синхронизации АИИС ККЭ от единого источника точного времени

Единое время должно обеспечиваться СОЕВ от навигационных спутниковых систем GPS, ГЛОНАСС с абсолютной погрешностью не более ± 20 мс по отношению к шкале UTC(SU).

4.2.3 Требования к метрологическим характеристикам

Для АИИС ККЭ нормируются значение погрешности в рабочих условиях применения и значение погрешности в нормальных условиях применения (значение основной погрешности). Указанные значения погрешностей нормируют в виде пределов допускаемых погрешностей или границ (верхней и нижней) интервала, в котором находится погрешность с заданной вероятностью.

В документации на АИИС ККЭ изготовитель должен указать перечень измеряемых параметров (ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин), нормируемые значения погрешностей по каждому измеряемому параметру, в том числе и значение доверительной вероятности, а также условия применения, для которых нормируют значения погрешностей.

Нормирование (расчёт) погрешностей АИИС ККЭ выполняют в соответствии с требованиями, приведёнными в п. 4.3.6.3.

Требования к характеристикам компонентов АИИС ККЭ (включая требования к потерям напряжения в линиях связи от ТН до СИ ПКЭ), необходимым для расчёта погрешностей АИИС ККЭ, приведены в п. 4.3.5.

Справочные данные о значениях погрешностей измерительных каналов АИИС ККЭ при измерениях некоторых ПКЭ, параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии и об используемых формулах расчета погрешностей приведены в Приложении Б и Приложении В. Справочные данные соответствуют некоторым комбинациям использования измерительных трансформаторов напряжения, имеющих классы точности 0,2 и 0,5, и измерителей ПКЭ классов процессов измерений «А» и «S» по ГОСТ 30804.4.30.

Результаты измерений параметров электрических величин с ненормированными метрологическими характеристиками (например, измерение параметров гармоник и интергармоник при использовании ТТ и ТН с ненормированной точностью на частотах отличных от основной частоты) должны быть помечены специальным образом при составлении отчетов и протоколов мониторинга качества электрической энергии для данного энергообъекта.

4.3 Требования к видам обеспечения

4.3.1 Требования к математическому обеспечению

4.3.1.1 Математическое обеспечение АИИС ККЭ должно обеспечивать реализацию всех необходимых функций, а также выполнение операций конфигурирования, программирования, управления базами данных и документирования.

4.3.1.2 Методы расчёта статистических характеристик ПКЭ должны

соответствовать ГОСТ Р 8.655.

Требования к обработке результатов измерений с использованием статистических характеристик должны соответствовать приведённым в п. 4.2.2.6.

4.3.1.3 Требования к маркированию результатов измерений должны соответствовать приведённым в п.п. 4.2.2.5, 4.2.2.6.

4.3.2 Требования к информационному обеспечению

4.3.2.1 Требования к составу, структуре и способам организации данных в АИИС ККЭ.

В АИИС ККЭ должны присутствовать следующие виды данных:

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

Должны быть установлены группы параметров конфигурации, относящиеся к конфигурации АИИС ККЭ в целом и к ее отдельным компонентам (прежде всего СИ ПКЭ) в соответствии с п. 4.2.2.9.

В АИИС ККЭ должны использоваться следующие виды измерительной информации:

а) значения параметров электроэнергетических величин с различными интервалами объединения:

- стандартные интервалы (150Т, 10 с, 1 мин, 10 мин, 2 ч) по ГОСТ 30804.4.30,
- нестандартные интервалы, реализуемые в СИ ПКЭ или в АИИС ККЭ.

б) статистические характеристики ПКЭ (за 24 часа или 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.

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

- комплексные характеристики качества электрической энергии (соответствие

или несоответствие нормативным и рекомендуемым значениям);

- выявление (локализация) источников искажений (искажающих потребителей), оказывающих негативное влияние на качество электрической энергии;
- количество электрической энергии, ПКЭ которой не соответствуют установленным (рекомендуемым) значениям.

АИИС ККЭ должна вести протокол своей работы. В протоколе работы АИИС ККЭ фиксируются:

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

4.3.2.2 Требования к информационному обмену между компонентами АИИС ККЭ

В АИИС ККЭ должны использоваться следующие способы получения измерительной информации:

- автоматизированный сбор данных с СИ ПКЭ и запись в БД АИИС ККЭ без участия пользователя;
- считывание данных с СИ ПКЭ силами пользователя (вручную либо с помощью утилит) с последующей записью в БД АИИС ККЭ;
- расчет параметров в ИВК на основании данных, предоставленных СИ ПКЭ.

В процессе сбора данных с СИ ПКЭ необходимо выполнять следующие условия:

- обеспечить устойчивость процесса передачи данных с СИ ПКЭ, в т.ч. восстановление связи после ее разрыва;
- обеспечить возможность резервирования линий связи;
- конфигурирование СИ ПКЭ должно выполняться без остановки процесса сбора измерительной информации с других СИ ПКЭ, входящих в АИИС ККЭ;
- обеспечить периодическую проверку конфигурационных параметров СИ ПКЭ с соответствующей информацией, хранимой в АИИС ККЭ.

4.3.2.3 Требования к информационной совместимости с системами верхнего уровня

При информационном обмене с системами верхнего уровня должна обеспечиваться информационная совместимость за счёт использования стандартных протоколов передачи данных.

4.3.2.4 Требования по применению систем управления базами данных

В качестве СУБД должны выбираться надежные, устойчивые системы, обеспечивающие целостное хранение данных в условиях многопользовательского распределенного доступа.

СУБД должны вести журналы событий с фиксацией:

- идентификации пользователей баз данных;

– внесенных изменений с привязкой к системному времени и пользователю.

4.3.2.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в АИИС ККЭ и представлению данных

Процесс сбора измерительной информации должен быть непрерывным.

Обработка данных должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих процесс контроля ПКЭ и других характеристик электрической энергии.

В АИИС ККЭ должен осуществляться контроль выхода значений параметров за границы допустимого диапазона (или нескольких диапазонов). В качестве границ таких диапазонов могут быть использованы значения параметров работы СИ ПКЭ, указанные в руководстве по эксплуатации, параметры окружающей среды (например, температура внутри шкафа), параметры питающих напряжений.

Для осуществления более гибкого контроля в течение суток должна быть обеспечена возможность разделения суток на зоны, например, для осуществления раздельного контроля в часы наибольших нагрузок и в остальное время суток.

Экспорт результатов измерений должен осуществляться по стандартным или взаимосогласованным протоколам передачи данных.

В АИИС ККЭ 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, должен определяться как самими АИИС ККЭ, так и настраиваться пользователем. Должна быть обеспечена возможность различного представления информации для разных целевых групп пользователей (диспетчеры, обслуживающий персонал, руководители и др.).

Должна быть обеспечена возможность просмотра и печати результатов измерений каждого СИ ПКЭ за произвольные сутки из архива с оценкой соответствия ПКЭ требованиям стандартов.

4.3.2.6 Требования к защите данных от разрушений при авариях и сбоях в электропитании АИИС ККЭ

Сбои и аварии в АИИС ККЭ не должны приводить к необратимой потере информации архивных данных.

4.3.2.7 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных

В АИИС ККЭ должна быть обеспечена возможность резервного копирования и восстановления архивов измерений в базе данных АИИС ККЭ. Процедуры копирования должны запускаться регулярно, автоматически по расписанию или в ручном режиме согласно установленному регламенту. Число копий в стеке хранения не менее 4. Должна быть возможность сохранения с возможностью последующего восстановления любой части хранимой информации, выбранной пользователем в виде файла.

АИИС ККЭ должна обеспечивать возможность хранения архивов измерений на интервалах и с глубиной хранения, указанных в п. 4.2.2.7. При оценке серверных ресурсов при создании АИИС ККЭ, необходимых для хранения результатов

измерений от стационарных СИ ПКЭ в составе АИИС ККЭ, следует исходить из количества СИ ПКЭ и контролируемых ими параметров, при этом для формирования резерва ресурсов необходимо предусмотреть резерв в размере не менее 20 %.

При исчерпании серверного пространства, выделенного для хранения результатов измерений, должно осуществляться замещение новыми данными наиболее старых архивов АИИС ККЭ.

Контроль, хранение, восстановление данных должны быть регламентированы. Хранение резервных данных должно осуществляться таким образом, чтобы не допускать их повреждения в случае уничтожения или повреждения основных данных АИИС ККЭ.

4.3.3 Требования к лингвистическому обеспечению

4.3.3.1 В целях реализации основных функций в АИИС ККЭ должны применяться языки программирования, обеспечивающие работу в используемой СУБД, операционной системе (ОС) Windows, а также Unix-подобных ОС.

4.3.3.2 В качестве языка манипулирования данными должны быть использованы стандартные версии языка SQL для целевых СУБД.

4.3.4 Требования к программному обеспечению (ПО)

Программное обеспечение АИИС ККЭ должно разрабатываться с учётом требований единой системы программной документации и обладать следующими свойствами:

- функциональная достаточность (полнота);
- надёжность (в том числе восстанавливаемость, наличие средств выявления ошибок);
- возможность адаптации;
- модифицируемость;
- модульность построения и удобство эксплуатации;
- диагностика технических средств АИИС ККЭ и контроля достоверности входной информации.

4.3.4.1 Виды ПО

ПО АИИС ККЭ должно разделяться на системное и прикладное (реализующее задачи и функции АИИС ККЭ).

4.3.4.2 Требования к системному ПО

Для управления АИИС ККЭ должны использоваться операционные системы, позволяющие обеспечить управление СУБД и другими исполняемыми процессами при максимальной ее загрузке.

Операционная система должна обеспечивать надёжность, безопасность, отказоустойчивость и возможность восстановления при сбоях.

Системное программное обеспечение АИИС ККЭ должно позволять осуществлять настройку компонентов прикладного программного обеспечения АИИС ККЭ без прерывания процесса ее функционирования.

4.3.4.3 Требования к прикладному ПО

Прикладное ПО должно функционировать в среде операционной системы и взаимодействовать с СУБД в соответствии с требованиями настоящих Типовых требований.

Прикладное ПО АИИС ККЭ должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций во всех регламентированных режимах функционирования АИИС ККЭ, а именно:

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

4.3.4.4 Требования к журналам событий

Средствами ПО АИИС ККЭ должны вестись журналы событий. В журналах событий должны фиксироваться сообщения с метками времени о следующих событиях:

- действия пользователей;
- сбои в работе АИИС ККЭ на основании диагностической информации;
- состояние СИ ПКЭ и ИВК,
- состояние СОЕВ;
- установка времени и даты;
- коррекция времени;
- снятие паролей;
- ошибки снятия паролей;
- включение/выключение электропитания компонентов;
- изменение исходных данных;
- другие события.

4.3.4.5 Требования к защите ПО и данных

ПО АИИС ККЭ должно содержать средства обнаружения, отображения и/или устранения сбоев (функциональных дефектов) и искажений, которые нарушают целостность ПО и данных.

ПО АИИС ККЭ должно содержать защиту от следующих видов воздействий:

- случайные изменения;
- непреднамеренные изменения;
- преднамеренные изменения.

В ПО должно содержаться требование к пользователю на подтверждение своих действий перед изменением или удалением обрабатываемой информации или данных, а также должно выдаваться предупреждение в случае, если действия пользователя могут повлечь изменение или удаление обрабатываемой информации или данных.

ПО должно содержать средства обнаружения, оповещения пользователя и фиксации в соответствующем журнале событий различного рода сбоев и иных изменений случайного или непреднамеренного характера.

В программном обеспечении АИИС ККЭ должны быть реализованы меры по защите от ошибок при вводе и обработке информации, обеспечивающие заданное качество выполнения функций АИИС ККЭ.

В технической документации на АИИС ККЭ должны быть описаны все меры, принимаемые для защиты метрологически значимого ПО и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений.

ПО должно быть защищено от несанкционированной модификации.

Метрологически значимое ПО и данные должны быть защищены от несанкционированной модификации.

Системное ПО должно содержать антивирусные программы.

4.3.4.6 Требования к сопроводительной документации на ПО

ПО должно сопровождаться документацией, соответствующей требованиям стандартов Единой системы программной документации. Документация должна полно и однозначно описывать назначение, основные функции, структуру и другие необходимые параметры и характеристики ПО.

4.3.4.7 Требования к технической поддержке ПО

Должна быть обеспечена техническая поддержка ПО на всех этапах жизненного цикла АИИС ККЭ.

Взаимоотношения пользователей и поставщиков программ должны поддерживаться необходимыми лицензионными соглашениями.

Условия технической поддержки оборудования и ПО должны соответствовать стандартным условиям, установленным производителями данного программного обеспечения.

4.3.5 Требования к техническому обеспечению

Для непрерывного мониторинга ПКЭ и других параметров электрических величин должны использоваться АИИС ККЭ серийного или единичного производства (соответственно ИС-1 и ИС-2 по ГОСТ Р 8.596), в состав которых должны включаться СИ ПКЭ с классом процессов измерений «А» или «S» (в технически обоснованных случаях).

4.3.5.1 Требования к СИ ПКЭ

Технические требования к СИ ПКЭ, разработанные с учётом изложенных в [4], в том числе измеряемые параметры и метрологические характеристики СИ ПКЭ, должны соответствовать приведенным в Таблице 3.

Таблица 3– Требования к СИ ПКЭ

№ пп	Наименование параметра	Требование по нормативным документам, специальное требование	Нормативный документ	Примечание
1	Требования к наличию сертификатов			
1.1	Наличие сертификата (свидетельства) об утверждении типа СИ ПКЭ	СИ ПКЭ должны быть утверждены как тип СИ		
1.2	Наличие свидетельства о первичной поверке (при поставке)	СИ ПКЭ должны быть обеспечены первичной поверкой при выпуске из производства		
2	Требования по устойчивости к внешним воздействующим факторам			
2.1	Нормальные условия применения	<ul style="list-style-type: none"> – температура окружающего воздуха 20 ± 5 °С; – относительная влажность воздуха от 30 до 80 %; – атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.); – напряжение питающей сети переменного тока $220 \pm 4,4$ В; – частота питающей сети $50 \pm 0,5$ Гц – коэффициент несинусоидальности кривой напряжения не более 5 % 	ГОСТ 22261, ГОСТ Р 8.655	
2.2	Рабочие условия (климатические воздействия)	<ul style="list-style-type: none"> Для группы 3 по ГОСТ 22261: – температура окружающего воздуха от 5 °С до 40 °С; – относительная влажность воздуха 90 % при 25 °С; 	ГОСТ 22261, ГОСТ Р 8.655	

		<ul style="list-style-type: none"> – атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа Для группы 4 по ГОСТ 22261: <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающего воздуха от минус 25 °С до плюс 55 °С; – относительная влажность воздуха 90 % при 30 °С или 98 % при 25 °С; – атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа 		
2.3	Рабочие условия (механические воздействия)	<p>СИ ПКЭ должны быть отнесены к группе средств измерений 3 или 4 по механическим воздействиям по ГОСТ 22261.</p> <p>Для группы 3 рабочие условия применения по механическим воздействиям допускается не устанавливать.</p> <p>Для СИ ПКЭ группы 4 должны быть установлены следующие рабочие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вибрация: частота от 10 до 55 Гц, максимальное ускорение от 2 до 30 м/с²; – механические удары многократного действия: от 10 до 50 ударов в минуту, максимальное ускорение 100 м/с², длительность импульса 16 мс, число ударов по каждому направлению воздействия 1000; – механические удары одиночного действия: максимальное ускорение 300 м/с², длительность импульса 6 мс, число ударов по каждому направлению воздействия 3 	ГОСТ 22261	

3	Требования к обеспечению контроля параметров сети, ПКЭ и времени			
3.1	Требования к измеряемым параметрам	В соответствии с ИКЭС-РД-044[4]	ГОСТ 30804.4.30, ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ Р 8.655, ГОСТ 32144, ИКЭС-РД-044	
3.2	Требования к измерению времени	СИ ПКЭ должны обеспечивать измерение текущего времени (по отношению к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU))	ГОСТ 30804.4.30	
4	Требования к входным измерительным цепям			
4.1	Требования к входным измерительным цепям напряжения	<p>1. СИ ПКЭ должны иметь одну или несколько групп трехфазных измерительных входов напряжений.</p> <p>2. Измерительные входы напряжений должны быть гальванически изолированы от частей СИ ПКЭ, доступных для пользователя.</p> <p>3. Потребляемая мощность по каждому измерительному входу напряжения не должна превышать 1 В·А при отсутствии электрического питания по измерительному входу.</p> <p>4. Номинальные среднеквадратические значения фазных (междуфазных) напряжений: $100/\sqrt{3}$ (100) В, $220(220\cdot\sqrt{3})$ В</p>	ГОСТ Р 8.655	

4.2	Требования к входным измерительным цепям тока	<p>1. СИ ПКЭ должны иметь одну или несколько групп трехфазных измерительных входов тока.</p> <p>2. Измерительные входы тока СИ ПКЭ для подключения в разрыв измерительной цепи должны быть гальванически изолированы от измерительных входов напряжения и от частей, доступных для пользователя.</p> <p>3. Потребляемая мощность по каждому измерительному входу тока не должна превышать 1 В·А.</p> <p>4. Номинальное среднеквадратическое значение силы тока: 1 А или 5 А</p>	ГОСТ Р 8.655	
5	Методы измерений ПКЭ	В соответствии с ИКЭС-РД-044 [4]	ГОСТ 30804.4.30, ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ 32144, ГОСТ 30804.4.15, ГОСТ Р 51317.4.15 ИКЭС-РД-044	
6	Требования к метрологическим характеристикам	В соответствии с ИКЭС-РД-044 [4]	ГОСТ 30804.4.30, ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ 30804.4.15, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ 32144, ГОСТ Р 8.655, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23 ИКЭС-РД-044	

7	Требования к интерфейсам и протоколам			
7.1	Наличие интерфейсов	<p>СИ ПКЭ должны иметь интерфейсы передачи данных:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ethernet, обязательный для подключения к информационной системе; - служебный интерфейс для выполнения всех операций с СИ ПКЭ, включая конфигурирование, настройку, программирование средств обеспечения сетевой безопасности: один из нижеперечисленных: RS-485; USB; RS-232 	ГОСТ Р 8.655	
7.2	Наличие стандартного открытого международного протокола передачи данных	МЭК -104, МЭК -101		
7.3	Протоколы передачи данных	Протоколы передачи данных с АИИС ККЭ (профили) должны быть описаны в Руководстве по эксплуатации в достаточном объеме		
7.4	Виды передаваемой информации	<p>Протоколы передачи данных должны обеспечивать возможность передачи с СИ ПКЭ следующей информации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – оперативных результатов измерений, получаемых на основных измерительных интервалах времени 10Т; – оперативных объединенных (усредненных) результатов измерений, полученных на стандартных (150Т, 10 с, 1 мин, 10 мин, 2 ч) и дополнительных (30 мин, 60 мин) интервалах времени; - наибольшие и наименьшие значения результатов измерений, полученных на 		

		<p>основных измерительных интервалах времени ($10T$), в течение интервалов времени, используемых для объединения результатов;</p> <ul style="list-style-type: none"> - статистических характеристик ПКЭ; - параметров случайных событий и их статистических характеристик; - параметров работы СИ ПКЭ; - журналов событий 		
8	Требования к выполняемым функциям			
8.1	Сохранение результатов измерений ПКЭ и их статистических характеристик			
8.1.1	Перечень сохраняемых данных	<p>1. Статистические характеристики ПКЭ, полученные за время испытаний электрической энергии.</p> <p>2. Объединенные (усредненные) результаты измерений.</p> <p>3. Параметры случайных событий (провалов напряжений, прерываний напряжений, перенапряжений)</p>		
8.1.1.1	Архивирование статистических характеристик ПКЭ	<p>После окончания каждого интервала испытаний (суточного или недельного) электрической энергии все определяемые на этом интервале статистические характеристики ПКЭ должны архивироваться во внутренней памяти СИ ПКЭ. Глубина хранения информации данного архива должна быть не менее 1 года. В обоснованных случаях допускается устанавливать другие значения глубины</p>		

		хранения архива статистических характеристик ПКЭ		
8.1.1.2	Архивирование объединенных результатов измерений	СИ ПКЭ должны обеспечивать хранение результатов измерений на интервалах времени, определенных ГОСТ 30804.4.30 (кроме интервалов времени 10Т, 150Т в течение не менее 90 суток)		
8.1.1.3	Архивирование параметров случайных событий	СИ ПКЭ должны сохранять измерительную информацию не менее чем о 100 последних провалах напряжения, не менее чем о 100 последних прерываниях напряжений и не менее чем о 100 последних временных перенапряжениях по каждому фазному напряжению, каждому междуфазному напряжению и трехфазной системы в целом		
8.1.2	Архивы результатов измерений и заданных параметров	Архивы должны быть циклическими, то есть после заполнения памяти СИ ПКЭ, выделенной под архив, новые данные должны записываться на место самых старых данных		
8.2	Требования к функциям, связанным с календарным временем	<p>1. СИ ПКЭ должны иметь собственные часы и вести отсчет текущего времени (часы, минуты, секунды, до сотых долей включительно) и даты (день, месяц, год)</p> <p>2. В СИ ПКЭ должно быть обеспечено:</p> <ul style="list-style-type: none"> - возможность ввода текущего значения времени и даты; - возможность коррекции показаний таймера не менее одного раза в сутки - переход на зимнее и летнее время согласно введенным датам перехода 		

8.3	<p>Параметры маркирования при пропадании/включении электропитания</p>	<p>В СИ ПКЭ должно обеспечиваться правильное маркирование всех выполненных измерений метками времени при пропадании/включении электропитания</p>		
8.4	<p>Режимы функционирования</p>	<p>СИ ПКЭ должны функционировать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - режим подготовки, включающий в себя процедуру ввода и изменения исходной информации, требуемой для его правильного функционирования; - рабочий режим, включающий в себя проведение измерений, сохранение результатов и передачу данных по интерфейсам (во время передачи данных по интерфейсам измерения не должны прекращаться) 		
8.5	<p>Защита от несанкционированного изменения данных и результатов измерений</p>	<p>СИ ПКЭ должны обеспечивать защиту данных от несанкционированного изменения. Рекомендуется организовать аппаратную и программную защиту с помощью нескольких уровней паролей, отдельно для коррекции времени, настройки интерфейсов передачи данных и изменения параметров контролируемых сигналов.</p> <p>СИ ПКЭ должны обеспечивать защиту результатов измерений от каких-либо изменений во время эксплуатации.</p> <p>В СИ ПКЭ должны быть реализованы алгоритмы, проверяющие целостность базы данных</p>		

8.6	Защита от несанкционированного доступа	<p>СИ ПКЭ должны обеспечивать защиту от несанкционированного доступа следующими методами:</p> <ul style="list-style-type: none"> – программным, включая систему паролей; – опломбированием 		
8.7	Требования к журналам событий	<p>СИ ПКЭ должны вести один или несколько журналов событий для записи следующих событий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - изменения конфигурации; - включения и выключения питания; - коррекция времени; - установка/снятие пароля; - пуск СИ ПКЭ в работу. <p>Событие должно быть записано с указанием даты и времени с дискретностью не более 10 мс. Список фиксируемых сообщений определяется технической документацией на СИ ПКЭ</p>		
8.8	Конфигурирование параметров и режимов работы	<p>СИ ПКЭ должны обеспечивать возможность удаленного конфигурирования контролируемых пределов ПКЭ из программно-технических комплексов верхних уровней</p>		
8.9	Самопроверка и контроль работоспособности	<p>СИ ПКЭ должны проводить самопроверку и контроль работоспособности при его включении</p>		

8.10	Сохранение данных (времени, параметров работы и результатов измерений) при отключении электропитания	<p>1. СИ ПКЭ должны обеспечивать сохранение заданных параметров работы, результатов измерений, содержащихся в архивах СИ ПКЭ, записей в журнале событий и статистической информации при отключении электропитания на время не менее 30 суток. Время сохранения информации устанавливают в технической документации на СИ ПКЭ.</p> <p>2. При отключении электропитания СИ ПКЭ должны обеспечивать непрерывную работу таймера часов на время не менее 15 суток.</p> <p>3. СИ ПКЭ должны обеспечивать возобновление работы при восстановлении электропитания, в том числе по интерфейсам передачи данных, без вмешательства оператора</p>		
9	Требования к комплектности	<p>В обязательный комплект поставки СИ ПКЭ должны входить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средство измерений показателей качества электрической энергии; - комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт или формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601; - копии свидетельства об утверждении типа и описания типа СИ на партию СИ ПКЭ (или в качестве приложения в составе эксплуатационной документации); - методика поверки на партию СИ ПКЭ (или в качестве подраздела в составе 	ГОСТ Р 8.655	

		<p>эксплуатационной документации);</p> <ul style="list-style-type: none"> - действующее свидетельство о поверке (если оформление свидетельства о поверке предусмотрено методикой поверки); - сервисное программное обеспечение; - транспортная тара (при необходимости) 		
10	Требования к маркировке	<p>1. Маркировка СИ должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - товарный знак и (или) другие реквизиты предприятия-изготовителя; - наименование и (или) условное обозначение типа СИ; - порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя; - знак утверждения типа средств измерений; - дата изготовления; - единый знак обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза или знак соответствия, принятый в национальных системах сертификации государств-участников СНГ; - испытательное напряжение изоляции (символы С-1 – С-3 по ГОСТ 23217); - степень защиты, обеспечиваемая оболочками СИ ПКЭ, в соответствии с ГОСТ 14254. <p>2. На органы управления СИ ПКЭ или вблизи них должны быть нанесены надписи или обозначения, указывающие назначение этих органов.</p>	ГОСТ Р 8.655	

		<p>3. На электрические соединители СИ ПКЭ должны быть нанесены обозначения, позволяющие определить части разъемов, подлежащие соединению между собой.</p> <p>4. На титульные листы эксплуатационных документов должны быть нанесены знак утверждения типа и единый знак обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза или знак соответствия, принятый в национальных системах сертификации государств – участников СНГ.</p> <p>5. Маркировка должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 26828, шрифт надписей – ГОСТ 26.020. Маркировка должна быть нанесена способом, обеспечивающим четкость и сохранность маркировки в течение всего срока эксплуатации.</p> <p>6. Маркировка упаковки СИ ПКЭ должна соответствовать ГОСТ 14192 и документации на СИ ПКЭ конкретного типа</p>		
11	Требования к упаковке	<p>Упаковка СИ ПКЭ должна обеспечивать его защиту от климатических и механических воздействий при транспортировании в транспортной таре транспортом любого вида без ограничения дальности и расстояния при температуре окружающего воздуха от минус 25 °С до плюс 55 °С для СИ ПКЭ группы 3 или 4 по ГОСТ 22261</p>	ГОСТ Р 8.655	

12	Требования по надежности		
12.1	Срок службы, не менее	25 лет	ГОСТ Р 8.655, ГОСТ 22261
12.2	Средняя наработка на отказ, не менее	100 000 часов	
12.3	Восстанавливаемость	СИ ПКЭ должны быть восстанавливаемыми изделиями. Ремонт должен выполняться предприятием-изготовителем или сервисными центрами. Среднее время восстановления работоспособности СИ ПКЭ путем замены из ЗИП включая конфигурирование, не должно превышать 2 ч	
12.4	Периодичность технического обслуживания	СИ ПКЭ должны быть рассчитаны на эксплуатацию с периодичностью технического обслуживания не чаще чем 3 года	
12.5	Гарантийный ресурс	не менее 3 лет	
12.6	Срок поставки запасных частей для оборудования	1. Срок поставки запасных частей для СИ ПКЭ с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев. 2. Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока СИ ПКЭ в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока	
12.7	Установленный срок сохранности в упаковке и консервации изготовителя, не менее	5 лет	

13	Требования безопасности	<p>СИ ПКЭ должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или технических регламентов государств – членов Электроэнергетического Совета СНГ, а также ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 22261.</p> <p>СИ ПКЭ по способу защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током должны соответствовать оборудованию класса I или II по ГОСТ Р МЭК 536</p>	ГОСТ 22261, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ Р 8.655 ТР ТС 004/2011	
13.1	Требования к элементам конструкции	<p>1. Конструкция СИ ПКЭ должна обеспечивать безопасность обслуживающего персонала в части защиты его от поражения электрическим током, опасной температуры, воспламенения в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.091.</p> <p>2. СИ ПКЭ должны иметь клемму защитного заземления в соответствии с ГОСТ 12.2.091 или иметь двойную или усиленную изоляцию.</p> <p>3. Наружные металлические части СИ ПКЭ должны быть надежно соединены с зажимом заземления.</p> <p>4. СИ ПКЭ должны иметь световую индикацию включения электропитания</p>	ГОСТ 22261, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ Р 8.655	
13.2	Предупреждающая маркировка	1. Маркировка СИ ПКЭ должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 12.2.091.		

		<p>2. При наличии зажима защитного заземления около него должно быть нанесено условное обозначение по ГОСТ 2930.</p> <p>3. При наличии электрического соединителя, предназначенного для присоединения к сети электрического питания, около него должны быть нанесены надписи с условным обозначением вида питающего напряжения, номинальной частоты, номинального значения напряжения питания и максимальной полной мощности потребления.</p> <p>4. При наличии держателей плавких предохранителей около них должны быть нанесены надписи, указывающие на номинальный ток и скорость их срабатывания.</p> <p>5. Зажимы измерительных цепей напряжения должны быть маркированы с указанием максимального действующего значения рабочего напряжения переменного тока.</p> <p>6. Зажимы измерительных цепей тока должны быть маркированы с указанием номинального и максимального действующих значений силы рабочего переменного тока.</p> <p>7. Зажимы измерительных цепей напряжения и тока должны иметь маркировку с указанием категории монтажа (категории измерений).</p>	<p>ГОСТ 22261, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ Р 8.655</p>	
--	--	---	--	--

13.3	Требования к изоляции и сопротивлению защитного заземления	СИ ПКЭ должны иметь изоляцию для всех портов питания и портов измерительных цепей подключаемых к ТТ и ТН относительно корпуса, соответствующую требованиям ГОСТ 12.2.091 для оборудования с категорией измерений не ниже IV для рабочего напряжения 150В (150V CAT IV) и не ниже III для рабочего напряжения 300В (300V CAT III). Сопротивление между зажимом защитного заземления и любой металлической деталью корпуса не должно превышать 0,1 Ом	ГОСТ 22261, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ Р 8.655	
13.4	Требования к защите от перегрева	При нормальной эксплуатации СИ ПКЭ и температуре окружающей среды 40 °С нагрев корпуса СИ ПКЭ не должен превышать 70 °С	ГОСТ 12.2.091	
13.5	Требования к безопасному хранению, транспортированию и эксплуатации	<p>1. Упакованные СИ ПКЭ должны транспортироваться в закрытых транспортных средствах любого вида.</p> <p>При транспортировании самолетом упакованные СИ ПКЭ должны быть размещены в отапливаемых герметизированных отсеках.</p> <p>2. Предельные условия транспортирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающего воздуха по ГОСТ 15150 условия хранения 3 (от минус 25 до 55 °С); – относительная влажность воздуха по ГОСТ 15150 условия хранения 3 (95 % при 25 °С); 	ГОСТ 15150, ГОСТ 12.2.007.0	

		<ul style="list-style-type: none"> - атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.); - транспортная тряска: число ударов в минуту 10-50 максимальное ускорение 30 м/с² <p>3. СИ ПКЭ до введения в эксплуатацию следует хранить на складах в упаковке предприятия-изготовителя при температуре окружающего воздуха от 0 до 40 °С и относительной влажности воздуха 80 % при температуре 25 °С.</p> <p>Хранить СИ ПКЭ без упаковки следует при температуре окружающего воздуха от 10 до 35 °С и относительной влажности воздуха 80 % при температуре 25 °С.</p> <p>4. Все покупные изделия, входящие в состав СИ ПКЭ, должны соответствовать требованиям безопасности ГОСТ 12.2.007.0.</p> <p>5. Хранение, транспортирование и эксплуатация СИ ПКЭ не должны наносить вреда окружающей среде</p>		
14	Требования к конструкции			
14.1	Требование к корпусу	Конструкция СИ ПКЭ должна позволять его размещение в 19" шкафах		
14.2	Конструкции СИ ПКЭ могут быть построены по модульному принципам и должны обеспечивать:	<ul style="list-style-type: none"> - взаимозаменяемость сменных однотипных составных частей; - удобство технического обслуживания, эксплуатации и ремонтпригодность; - доступ ко всем элементам, требующим регулирования или замены в процессе эксплуатации 	ГОСТ Р 8.655	

14.3	Конструкционные и электроизоляционные материалы, покрытия и комплектующие изделия должны обеспечивать:	<ul style="list-style-type: none"> - механическую прочность; - требуемую надежность; - устойчивость к несанкционированным действиям; - безопасную работу в заданных условиях эксплуатации 	ГОСТ Р 8.655	
14.4	Конструкция зажимов измерительных цепей и цепей электропитания СИ ПКЭ	Конструкция зажимов цепей электропитания, измерительных цепей напряжения и тока СИ ПКЭ должна обеспечивать надежное механическое крепление и электрический контакт используемых соединительных проводов	ГОСТ Р 8.655	
14.5.	Возможность пломбирования	Конструкция СИ ПКЭ должна предусматривать возможность их пломбирования для исключения несанкционированного изменения программного обеспечения, доступа к клеммным зажимам, к органам настройки и управления, влияющим на результат измерений. Должно быть обеспечено независимое пломбирование СИ ПКЭ предприятием-изготовителем и метрологической службой (поверителем) после выполнения поверки	ГОСТ Р 8.655	
14.6.	Степень защиты	СИ ПКЭ должны обеспечивать степень защиты не ниже IP51		
14.7	Оснащенность дисплеем и клавиатурой управления	СИ ПКЭ должны быть оснащены дисплеем и клавиатурой управления		
15	Требования по электромагнитной совместимости			
15.1	Порт корпуса			

15.1.1.	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты (МППЧ): - напряженность непрерывного МППЧ - напряженность кратковременного МППЧ (продолжительность 1-3 с)	100 А/м; СЖ- 5 (длительно) 1000 А/м; СЖ- 5 (кратковременно)	ГОСТ Р 50648, ГОСТ IEC 61000-4-8)	
15.1.2	Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю: - напряженность испытательного поля	10 В/м, СЖ - 3(не ниже)	ГОСТ 30804.4.3, (СТБ IEC 61000-4-3)	
15.1.3	Устойчивость к импульсному магнитному полю (ИМП): - напряженность ИМП (пиковое значение), А/м	300 А/м, СЖ - 4 (не ниже)	ГОСТ Р 50649; (ГОСТ IEC 61000-4-9)	
15.1.4	Устойчивость к разрядам статического электричества: - контактный - воздушный	±6 кВ, СЖ- 3 (не ниже) ±8 кВ, СЖ- 3 (не ниже)	ГОСТ 30804.4.2	
15.2	Сигнальные порты:			
15.2.1	Устойчивость к колебательным затухающим помехам: Локальные цепи: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Цепи с оборудованием: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	Однократные: 1 кВ, СЖ - 3 Повторяющиеся: 0,5 кВ, СЖ - 2 Однократные: 2 кВ, СЖ - 3 Повторяющиеся: 1 кВ, СЖ - 2 Однократные: 2 кВ, СЖ - 4 Повторяющиеся: 1 кВ, СЖ - 3 Однократные: 4 кВ, СЖ - 4 Повторяющиеся: 2,5 кВ, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.12	

15.2.2	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии: Локальные цепи - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля» Цепи с оборудованием - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	0,5 кВ, СЖ - 1 1 кВ, СЖ - 2 2 кВ, СЖ - 3 4 кВ, СЖ - 4	ГОСТ Р 51317.4.5, ГОСТ IEC 61000-4-5)	
15.2.3	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам: Локальные цепи Полевые цепи С оборудованием	СЖ- 3. Амплитуда импульсов - 1 кВ СЖ- 4. Амплитуда импульсов - 2 кВ Амплитуда импульсов - 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4	
15.2.4.	Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	10В, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.6, (СТБ IEC 61000-4-6)	
15.3	Порт питания постоянным током			
15.3.1	Только для входных портов Провалам напряжения Прерываниям напряжения	30 % (1 с) 60 % (0,1 с) 100 % (0,5 с)	МЭК 61000-4-29	
15.3.2	На устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока	СЖ- 3, Пульсации 10 % $U_{ном}$	ГОСТ Р 51317.4.17, ГОСТ IEC 61000-4-17)	
15.3.3.	Устойчивость к кондуктивным помехам от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц	10 В (длительно), СЖ - 3 100 В (1 с), СЖ - 4	ГОСТ Р 51317.4.16	

15.3.4.	Микросекундные импульсные помехи большой энергии (1/50 мкс – 6,4/16 мкс) - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля»	1 кВ, СЖ - 2 2 кВ, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.5, ГОСТ IEC 61000-4-5)	
15.3.5	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам	2 кВ, СЖ- 3	ГОСТ 30804.4.4	
15.3.6.	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	10 В, СЖ- 3	ГОСТ Р 51317.4.6, (СТБ IEC 61000-4-6)	
15.3.7.	Устойчивость к колебательным затухающим помехам: Амплитуда однократных КЗП - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда повторяющихся КЗП - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	2 кВ, СЖ - 4 4 кВ, СЖ - 4 1 кВ, СЖ - 3 2,5 кВ, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.12	
15.4	Порт питания переменным током			
15.4.1	Устойчивость к: - провалам напряжения - прерываниям напряжения	30 % (50 периодов) 60 % (1 период) 100 % (5 периодов)	ГОСТ 30804.4.11 (СТБ МЭК 61000-4-11)	
15.4.2	Устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	Не ниже СЖ- 3	ГОСТ Р 51317.4.28	
15.4.3.	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	10 В, СЖ- 3	ГОСТ Р 51317.4.6 (СТБ IEC 61000-4-6)	

15.4.4.	Устойчивость к колебательным затухающим помехам - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	Однократные: 2 кВ, СЖ - 4; Повторяющиеся: 4 кВ, СЖ - 4; Однократные: 1 кВ, СЖ - 3; Повторяющиеся: 2,5 кВ, СЖ - 3	ГОСТ Р 51317.4.12	
15.4.5	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам	4 кВ, СЖ - 4	ГОСТ 30804.4.4	
15.4.6	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии (от токов молнии) - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	2 кВ, СЖ - 3 4 кВ, СЖ - 4	ГОСТ 51317.4.5 ГОСТ IEC 61000-4-5)	
15.5	Порт функционального заземления			
15.5.1	На устойчивость к наносекундным импульсным помехам (ввод помехи применением емкостных клещей связи)	Требования применяют к соединениям с функциональным заземлением, отделенным от защитного заземления. СЖ - 4 - 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4	
15.5.2	На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц (от внешних и внутренних источников).	10 В = 140 дБ (мкВ) СЖ - 3. Испытательное напряжение - 10 В	ГОСТ Р 51317.4.6 (СТБ IEC 61000-4-6)	
15.6.	Помехоэмиссия	ГОСТ Р 51318.11 (СИСПР 11СТБ EN 55011)	ГОСТ Р 51318.11 (СТБ EN 55011)	Для устройств группы 1 класса А
16	Требования к программному обеспечению	Программное обеспечение (ПО) средств измерений должно соответствовать общим и специальным требованиям в соответствии с ГОСТ Р 8.654.	ГОСТ Р 8.654	

4.3.5.2 Требования к измерительным трансформаторам тока и способам подключения к ним:

- трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746 или ДСТУ ІЕС 60044-1;

- класс точности – не хуже 0,5;

- диапазон рабочих температур от минус 45 до плюс 55°С;

- нагрузка трансформаторов тока должна находиться в диапазоне значений, установленных для данного типа;

- фактическое сопротивление вторичной нагрузки, подключенной к трансформатору тока, должно быть не более номинального сопротивления для данного трансформатора тока;

- один из выводов вторичной обмотки должен быть заземлен;

- присоединение СИ ПКЭ к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить отдельно от цепей защиты;

- использование промежуточных трансформаторов тока для подключения СИ ПКЭ не допускается.

4.3.5.3 Требования к измерительным трансформаторам напряжения и способам подключения к ним:

- трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2;

- класс точности – не хуже 0,5;

- фактическая нагрузка, подключенная к вторичной цепи трансформатора напряжения, не должна превышать номинального значения для данного трансформатора напряжения и должна находиться в пределах 25-100%;

- подключение СИ ПКЭ к трансформатору напряжения должно выполняться отдельным кабелем.

4.3.5.4 Требования к вторичным цепям

- потери напряжения от трансформаторов напряжения до СИ ПКЭ должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения;

- вторичные цепи выполняются кабелем с двойной изоляцией;

- сечение проводов и кабелей, присоединенных к СИ ПКЭ, должно приниматься в соответствии ПУЭ;

- в электрической схеме измерительного комплекса должна быть предусмотрена возможность замены СИ ПКЭ без отключения контролируемого присоединения (применение коробки испытательной переходной или измерительных клемм);

- значения физических величин (ток, напряжение, частота, коэффициент мощности, параметры вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения, температура окружающего воздуха, внешние поля и другие факторы, регламентируемые нормативными документами), влияющих на точность измерений, не должны выходить за границы допустимых значений, установленных

нормативными документами и/или указанные в технических описаниях средств измерений.

4.3.5.5 Требования к средствам вычислительной техники

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

- промышленный компьютер (контроллер) 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 СИ ПКЭ;
- синхронизации времени;
- обработки получаемой информации;
- архивирования всех получаемых данных;
- хранения информации в течение времени не менее 90 суток;
- контроля выхода результатов измерений и расчетов за диапазон допустимых значений;
- формирование диагностической информации о работе АИИС ККЭ с фиксацией информации в журнале событий;
- представления результатов в удобной форме;
- обмена информацией с другими системами;
- контроля функционирования технических средств ИВК.

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

Промышленный компьютер должен соответствовать требованиям, приведенным в Таблице 4.

4.3.5.6 Требования к оборудованию сегмента локальной вычислительной сети, включая требования к коммутаторам Ethernet и средствам интерфейсов

В качестве активного сетевого оборудования передачи данных в АИИС ККЭ должны использоваться управляемые коммутаторы локальной вычислительной сети (ЛВС) второго уровня.

4.3.5.7 Требования к средствам измерения и синхронизации времени

СОЕВ должна обеспечивать синхронизацию времени СИ ПКЭ с помощью сигналов систем ГЛОНАСС/GPS с абсолютной погрешностью не более ± 20 мс по отношению к шкале UTC(SU).

4.3.5.8 Требования к каналам связи с системами верхнего уровня

Передача информации в системы верхнего уровня должна осуществляться по существующим каналам связи.

Передача информации должна осуществляться по интерфейсу подключения Ethernet 10/100 Мбит/с по каналам связи с минимальной полосой пропускания:

- 64 кбит/с для неоперативной информации, включая режимы конфигурирования;

- 256 кбит/с для измерительной информации.

4.3.5.9 Требования к оборудованию гарантированного электропитания

Силовое питание шкафов АИИС ККЭ должно выполняться однофазным переменным током напряжением 220 В по двум независимым вводам с использованием отдельных кабельных линий питания.

Для получения резервированного электропитания переключение между вводами должно осуществляться с помощью блока автоматического ввода резерва (АВР).

В системе гарантированного электропитания шкафов АИИС ККЭ должны использоваться источники бесперебойного питания (ИБП). ИБП должен обеспечивать электропитание оборудования в течение 30 мин отсутствия основного электропитания. При необходимости должна использоваться дополнительная аккумуляторная батарея, подключаемая к ИБП.

4.3.5.10 Требования к конструкции напольных и навесных шкафов

Оборудование АИИС ККЭ должно размещаться в напольных шкафах, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 28601.1 и ГОСТ 28601.2.

В напольных шкафах должно располагаться основное (включая СИ ПКЭ) и вспомогательное оборудование АИИС ККЭ.

В навесных шкафах должны располагаться СИ ПКЭ со вспомогательным оборудованием.

4.3.6 Требования к метрологическому обеспечению

4.3.6.1 Метрологическое обеспечение АИИС ККЭ должно осуществляться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ. Справочные данные о составе действующих нормативных, технических и методических документов в области обеспечения единства измерений, в соответствии с которыми должно осуществляться метрологическое обеспечение АИИС ККЭ, приведены в Приложении Г.

4.3.6.2 Метрологическое обеспечение АИИС ККЭ должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла АИИС ККЭ и включать в себя следующие виды деятельности:

а) на этапе проектирования:

1) нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов АИИС ККЭ;

2) метрологическая экспертиза технической документации;

3) разработка проекта методики измерений ПКЭ;

4) разработка методик калибровки АИИС ККЭ.

б) на этапе ввода в эксплуатацию:

1) метрологическая аттестация АИИС ККЭ в соответствии с законодательством

об обеспечении единства измерений государств – участников СНГ;

2) согласование и утверждение методик калибровки;

3) аттестация методики измерений ПКЭ;

4) метрологическое обследование измерительных каналов АИИС ККЭ с оформлением паспортов-протоколов измерительных каналов АИИС ККЭ;

5) первичная поверка компонентов АИИС ККЭ или их калибровка, в случае если СИ не используются в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

в) на этапе эксплуатации:

1) периодическая поверка компонентов АИИС ККЭ или их калибровка, в случае если СИ не используются в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

2) метрологический надзор за состоянием и применением АИИС ККЭ, применением методик измерений ПКЭ.

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

4.3.6.3 Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

а) нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов АИИС ККЭ:

1) метрологические характеристики АИИС ККЭ должны устанавливаться для каждого измеряемого параметра и ПКЭ в каждом измерительном канале АИИС ККЭ;

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

3) установленные значения показателей точности АИИС ККЭ должны соответствовать требованиям к точности измерений ПКЭ при контроле качества электрической энергии на МГЛЭП, установленным в соответствующих нормативно-технических документах;

4) метрологические характеристики, нормированные изготовителем АИИС ККЭ, должны обеспечивать:

– расчет характеристик погрешности (неопределенности) измерений, выполняемых посредством измерительного канала в рабочих условиях применения;

– контроль при испытаниях АИИС ККЭ на соответствие нормированным метрологическим характеристикам измерительного канала АИИС ККЭ;

5) характеристики погрешности каждого канала АИИС ККЭ 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);

б) установленные значения характеристик погрешности для каждого измерительного канала АИИС ККЭ должны быть подтверждены их расчетом на основе характеристик всех компонентов, входящих в измерительный канал, включая оценку влияния программного обеспечения;

7) расчет характеристик погрешности измерительных каналов АИИС ККЭ должен выполняться в соответствии с МИ 222, а также ГОСТ Р 54500.3, МИ 2083, Р 50.2.038–2004, РД 50–453–84;

8) методика расчета с примером расчета характеристик погрешности измерительных каналов АИИС ККЭ должна быть приведена в эксплуатационной документации на систему;

б) 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;

в) разработка проекта методики измерений ПКЭ:

1) измерения ПКЭ с помощью АИИС ККЭ 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;

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 в соответствие с утвержденными документами;
- требования к измерениям;
- требования к показателям точности измерений;
- методика математической обработки результатов измерений;
- формы представления результатов измерений качества электрической энергии;
- продолжительность измерений ПКЭ.

4.3.6.4 Метрологическое обеспечение на этапе ввода в эксплуатацию:

1) АИИС ККЭ подлежат метрологической аттестации в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

В составе измерительных каналов АИИС ККЭ должны применяться средства измерений утвержденных типов;

2) 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;

3) измерительные каналы АИИС ККЭ подлежат метрологическому обследованию, включающему в себя следующие виды работ:

- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения;
- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока;
- определение потери напряжения на линиях связи между трансформаторами напряжения и СИ 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.

Каждый измерительный канал АИИС ККЭ должен иметь паспорт-протокол, составленный по утвержденной форме и согласованный сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ).

4.3.6.5 Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации

Организация, применяющая систему, обязана своевременно представлять компоненты системы на периодическую поверку через определенные межповерочные интервалы, установленные при утверждении типа СИ, или их калибровку, в случае если СИ не используются в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Организации, осуществляющие поверку компонентов АИИС ККЭ (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 компонентов АИИС ККЭ 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 компонентов АИИС ККЭ должна проводиться в соответствии с документом на методику поверки, утвержденным по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ, входящих в АИИС ККЭ.

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при государственном метрологическом надзоре и метрологическом надзоре, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей АИИС ККЭ, должны определяться в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

4.3.6.6 Требования к поверочному оборудованию

Средства измерений и испытательное оборудование, применяемые при поверке компонентов АИИС ККЭ, должны обладать характеристиками, позволяющими производить измерения с необходимой точностью.

Все применяемые при поверке компонентов АИИС ККЭ средства измерений должны быть исправны и иметь действующие свидетельства о поверке. Испытательное оборудование должно быть аттестовано.

Подготовка к работе средств измерений и испытательного оборудования, а также работа с ними должны осуществляться в соответствии с их эксплуатационной документацией.

4.3.7 Требования к методическому обеспечению

4.3.7.1 Основные положения по организации и проведению контроля качества электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 33073.

Для выполнения измерений с требуемой точностью при контроле качества электрической энергии с помощью АИИС ККЭ должна быть разработана методика контроля качества электрической энергии. Данная методика должна предусматривать проведение следующих видов контроля качества электрической энергии:

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

4.3.7.2 Перечень измеряемых ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин

Перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин должен включать все или некоторые из перечисленных в п. 4.2.2.3 параметров.

4.3.7.3 Нормы качества электрической энергии

Значения ПКЭ должны устанавливаться с учетом документов, утвержденных в рамках ЭЭС СНГ, а при их отсутствии – в соответствии с нормативными документами государств-участников СНГ, определяющими нормы качества электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП.

4.3.7.4 Требования к измерениям

Длительность измерительных интервалов времени и интервалов времени, в течение которых производится объединение (усреднение) результатов измерений, а также классы процессов измерений, используемые в измерителях ПКЭ, показатели точности измерений, маркирование результатов измерений должны соответствовать приведенным в п. 4.2.2.4.

4.3.7.5 Математическая обработка результатов измерений

Математическая обработка результатов измерений должна соответствовать требованиям, изложенным в п. 4.2.2.6.

4.3.7.6 Формы представления результатов контроля качества электрической энергии

Требования к формам представления результатов контроля качества электрической энергии должны соответствовать изложенным в п. 4.2.2.8.

4.3.7.7 Продолжительность контроля качества электрической энергии

Контроль качества электрической энергии с помощью АИИС ККЭ должен производиться непрерывно. Для оценки соответствия ПКЭ установленным/определенным нормативным/рекомендуемым значениям должны

использоваться интервалы времени с длительностью, определенной в нормативных документах 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.

4.3.7.8 Точки контроля качества электрической энергии

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

4.3.8 Требования к организационному обеспечению

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

4.3.8.2 В состав организационного обеспечения должны входить следующие документы:

- рабочая документация;
- эксплуатационная документация (включая паспорта (формуляры) на каждое средство измерений в составе АИИС ККЭ);
- свидетельства о поверке и/или отметка о поверке в паспорте (формуляре) средств измерений, входящих в состав АИИС ККЭ, в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- копии свидетельств об утверждении типа и описаний типа средств измерений, входящих в состав АИИС ККЭ;
- копия свидетельства об утверждении типа (документ о метрологической аттестации) АИИС ККЭ;
- аттестованная в установленном порядке методика измерений ПКЭ и документ об аттестации;
- утвержденная (согласованная) в установленном порядке методика поверки;
- паспорта-протоколы измерительных каналов АИИС ККЭ, оформленные в установленном порядке и согласованные сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ).

4.3.8.3 В состав эксплуатационной документации должны входить следующие документы:

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

Приложение А Структурная схема АИИС ККЭ

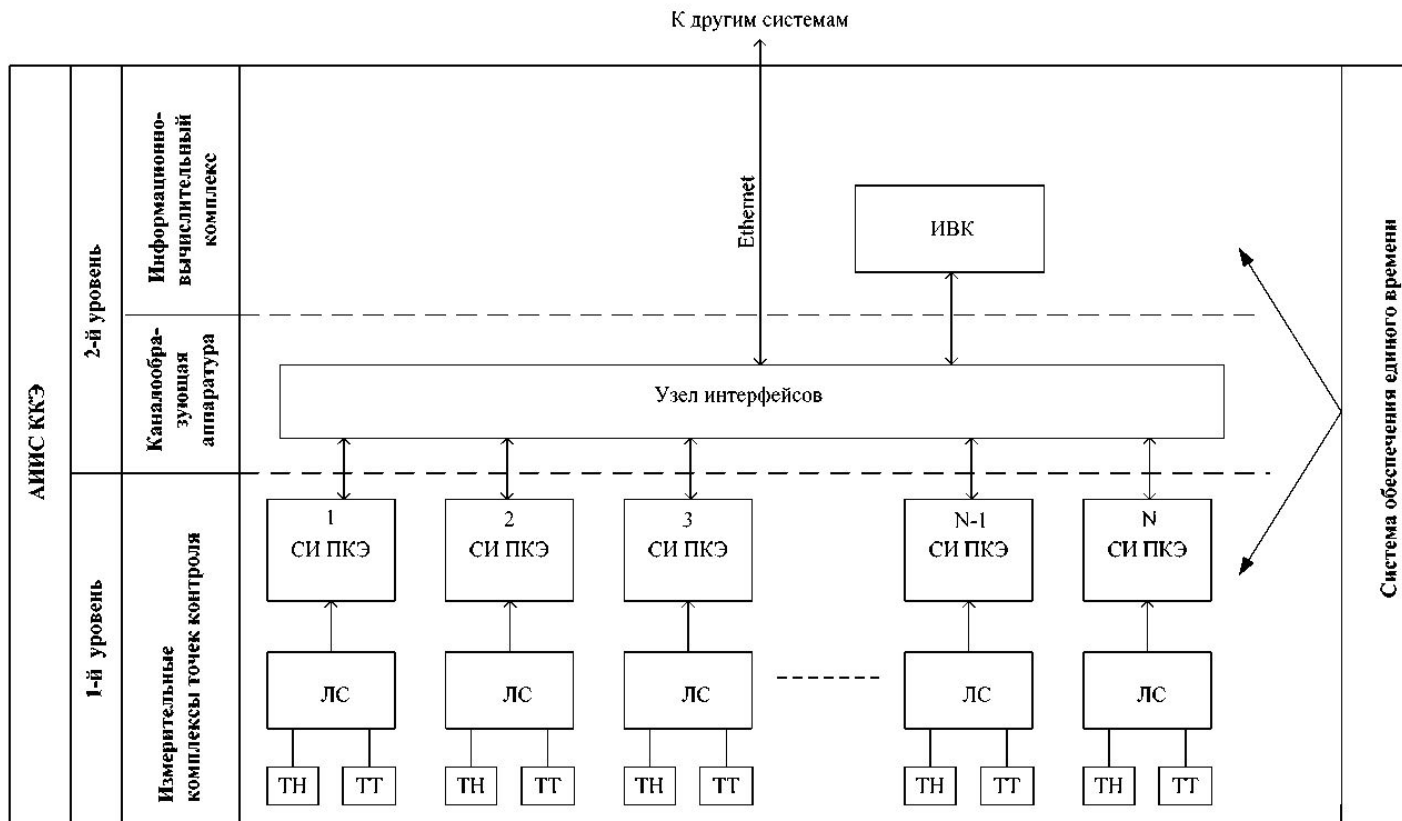


Рисунок А.1

Приложение Б (справочное)

Расчёт погрешностей измерений ПКЭ

Б.1 Исходные данные

В настоящем Приложении приведён расчёт границ допускаемых погрешностей измерений ПКЭ в электрических сетях с номинальным напряжением свыше 1000 В с применением трансформаторов напряжения, выпускаемых по ГОСТ 1983, классов точности 0,2 и 0,5.

Расчёт выполняется для следующих ПКЭ:

- установившегося отклонения напряжения;
- отрицательного отклонения напряжения;
- положительного отклонения напряжения;
- коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонения частоты.

Согласно ГОСТ 1983 пределы допускаемых погрешности напряжения δU и угловой погрешности θ_U трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 соответствуют указанным в Таблице Б.1.

Таблица Б.1

Класс точности	Предел допускаемой погрешности	
	напряжения	угловой
0,2	$\pm 0,2 \%$	$\pm 10'$
0,5	$\pm 0,5 \%$	$\pm 20'$

Пределы допускаемой погрешности СИ ПКЭ класса «А» и класса «S» при измерении ПКЭ в соответствии с ГОСТ 304804.4.30 приведены в Таблице Б.2.

Таблица Б.2

ПКЭ и параметры напряжения	Класс характеристик процесса измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности (форма выражения погрешности)
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$	A	0 % – 90 %	$\pm 0,1 \%$ (Δ)
	S	0 % – 80 %	$\pm 0,5 \%$ (Δ)
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$	A	0 % – 50 %	$\pm 0,1 \%$ (Δ)
	S	0 % – 20 %	$\pm 0,5 \%$ (Δ)
Установившееся отклонение напряжения δU_y	A	от - 20 % до 20 %	$\pm 0,2 \%$ (Δ)
	S		$\pm 0,5 \%$ (Δ)
Отклонение частоты Δf	A	от - 7,5 Гц до 7,5 Гц	$\pm 0,01$ Гц (Δ)
	S		$\pm 0,05$ Гц (Δ)

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	A	0,5 % – 5 %	$\pm 0,15$ % (Δ)
	S	1,0 % – 5 %	$\pm 0,3$ % (Δ)
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	A	0,5 % – 5 %	$\pm 0,15$ % (Δ)
	S	1,0 % – 5 %	$\pm 0,3$ % (Δ)

Составляющая погрешности измерений ПКЭ, вносимая линией связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, определяется потерями напряжения на данной линии связи.

В соответствии с требованиями п. 4.3.5.4 потери напряжения в линии связи от трансформаторов напряжения до СИ ПКЭ должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения.

При расчёте границ допускаемых погрешностей измерений ПКЭ принимаются следующие условия:

- погрешности трансформатора напряжения и СИ ПКЭ относятся к инструментальным погрешностям;
- факторы, определяющие погрешности – независимы;
- закон распределения погрешностей трансформатора напряжения и СИ ПКЭ – равномерный;
- доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Б.2 Границы допускаемой погрешности измерений установившегося отклонения напряжения

Границы абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения при доверительной вероятности 0,95 δ_U рассчитывают по формуле

$$\delta_U = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{U_{TH}}^2 + \delta_L^2 + \delta_{U_{UC}}^2}, \quad (\text{Б.1})$$

где $\delta_{U_{TH}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности напряжения трансформатора напряжения, %;

δ_L - относительное значение потерь напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, %;

$\delta_{U_{UC}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении напряжения, %.

Б.3 Границы допускаемой погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения

Границы абсолютной погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения при доверительной вероятности 0,95 δ_U рассчитывают по формуле

$$\delta_U = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{U_{TH}}^2 + \delta_L^2 + \delta_{U^{(-)}}^2}, \quad (\text{Б.2})$$

где $\delta_{U_{TH}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности напряжения трансформатора напряжения, %;

$\delta_{\text{л}}$ - относительное значение потерь напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, %;

$\delta_{U(-)}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении напряжения, %.

Б.4 Границы допускаемой погрешности измерений положительного отклонения напряжения

Границы абсолютной погрешности измерений положительного отклонения напряжения при доверительной вероятности 0,95 δ_U рассчитывают по формуле

$$\delta_U = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{U\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{л}}^2 + \delta_{U(+)}^2}, \quad (\text{Б.3})$$

где $\delta_{U\text{ТН}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности напряжения трансформатора напряжения, %;

$\delta_{\text{л}}$ - относительное значение потерь напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, %;

$\delta_{U(+)}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении напряжения, %.

Б.5 Границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности

Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности при доверительной вероятности 0,95 Δ_{K2U} рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K2U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{K\text{ТН}}^2 + \Delta_{K\text{л}}^2 + \Delta_{K\text{УС}}^2}, \quad (\text{Б.4})$$

где $\Delta_{K\text{ТН}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности трансформатора напряжения, %;

$\Delta_{K\text{л}}$ - предельное значение составляющей погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, %;

$\Delta_{K\text{УС}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ ПКЭ при измерении коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности, %.

Для расчёта $\Delta_{K\text{ТН}}$ и $\Delta_{K\text{л}}$ используются формулы

$$\Delta_{K\text{ТН}} = \frac{\partial K_{2U}}{\partial U_2} \Delta_{U2} + \frac{\partial K_{2U}}{\partial U_1} \Delta_{U1} = \frac{10^2}{U_1} \Delta_{U2} + \frac{10^2 \cdot U_2}{U_1^2} \Delta_{U1}, \quad (\text{Б.5})$$

$$\Delta_{K\text{л}} = \frac{\partial K_{2U}}{\partial U_2} \Delta_{\text{л}2} + \frac{\partial K_{2U}}{\partial U_1} \Delta_{\text{л}1} = \frac{10^2}{U_1} \Delta_{\text{л}2} + \frac{10^2 \cdot U_2}{U_1^2} \Delta_{\text{л}1}, \quad (\text{Б.6})$$

где Δ_{U2} – пределы допускаемой абсолютной погрешности напряжения обратной последовательности трансформатора напряжения;

U_2 – напряжение обратной последовательности;

Δ_{U1} – пределы допускаемой абсолютной погрешности напряжения прямой последовательности трансформатора напряжения;

U_1 – напряжение прямой последовательности;

$\Delta_{Л2}$ – предельное значение составляющей погрешности напряжения обратной последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ;

$\Delta_{Л1}$ – предельное значение составляющей погрешности напряжения прямой последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ.

Границы абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности при доверительной вероятности 0,95 Δ_{K2U} рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K2U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{10^4}{U_1^2} \cdot (\Delta_{U2}^2 + \Delta_{Л2}^2) + \frac{10^4 \cdot U_2^2}{U_1^4} \cdot (\Delta_{U1}^2 + \Delta_{Л1}^2) + \Delta_{Kyc}^2} . \quad (Б.7)$$

Для расчёта Δ_{U2} и $\Delta_{Л2}$ используются формулы

$$\Delta_{U2} = 0,62 \cdot \sqrt{2} \cdot \Delta_{U_{ТН}} , \quad (Б.8)$$

$$\Delta_{Л2} = 0,62 \cdot \sqrt{2} \cdot \Delta_{Л} , \quad (Б.9)$$

где $\Delta_{U_{ТН}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности междуфазного напряжения трансформатора напряжения;

$\Delta_{Л}$ – абсолютное значение потерь напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ.

Принимая во внимание условие $U_2 \ll U_1$, границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности Δ_{K2U} равны

$$\Delta_{K2U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{10^4}{U_1^2} \cdot (\Delta_{U2}^2 + \Delta_{Л2}^2) + \Delta_{Kyc}^2} . \quad (Б.10)$$

Принимая во внимание условия: $U_1 = U_{мф} = 100$ В и $(\Delta_{U_{ТН}}^2 / U_{мф}^2) \cdot 10^4 = \delta_{U_{ТН}}^2$, $(\Delta_{Л}^2 / U_{ф}^2) \cdot 10^4 = \delta_{Л}^2$ границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности при доверительной вероятности 0,95 Δ_{K2U} рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K_{2U}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,62^2 \cdot (\sqrt{2})^2 \cdot (\delta_{U_{TH}}^2 + \delta_{L}^2) + \Delta_{K_{UC}}^2}. \quad (\text{Б.11})$$

Б.6 Границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности

Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности при доверительной вероятности 0,95 $\Delta_{K_{0U}}$ рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K_{0U}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{K_{TH}}^2 + \Delta_{K_{Л}}^2 + \Delta_{K_{UC}}^2}, \quad (\text{Б.12})$$

где $\Delta_{K_{TH}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности трансформатора напряжения, %;

$\Delta_{K_{Л}}$ – предельное значение составляющей погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, %;

$\Delta_{K_{UC}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ ПКЭ при измерении коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %.

Для расчёта $\Delta_{K_{TH}}$ и $\Delta_{K_{Л}}$ используются формулы

$$\Delta_{K_{TH}} = \frac{\partial K_{0U}}{\partial U_0} \Delta_{U_0} + \frac{\partial K_{0U}}{\partial U_1} \Delta_{U_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^2}{U_1} \Delta_{U_0} + \frac{\sqrt{3} \cdot 10^2 \cdot U_0}{U_1^2} \Delta_{U_1}, \quad (\text{Б.13})$$

$$\Delta_{K_{Л}} = \frac{\partial K_{0U}}{\partial U_0} \Delta_{L_0} + \frac{\partial K_{0U}}{\partial U_1} \Delta_{L_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^2}{U_1} \Delta_{L_0} + \frac{\sqrt{3} \cdot 10^2 \cdot U_0}{U_1^2} \Delta_{L_1}, \quad (\text{Б.14})$$

где Δ_{U_0} – пределы допускаемой абсолютной погрешности напряжения нулевой последовательности трансформатора напряжения;

U_0 – напряжение нулевой последовательности;

Δ_{U_1} – пределы допускаемой абсолютной погрешности напряжения прямой последовательности трансформатора напряжения;

U_1 – напряжение прямой последовательности;

Δ_{L_0} – предельное значение составляющей погрешности напряжения нулевой последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ;

Δ_{L_1} – предельное значение составляющей погрешности напряжения прямой последовательности, обусловленной потерями напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ.

Границы абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии

напряжений по нулевой последовательности при доверительной вероятности 0,95 Δ_{K0U} рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K0U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 10^4}{U_1^2} \cdot (\Delta_{U0}^2 + \Delta_{Л0}^2) + \frac{3 \cdot 10^4 \cdot U_0^2}{U_1^4} \cdot (\Delta_{U1}^2 + \Delta_{Л1}^2) + \Delta_{KUC}^2} \cdot \quad (\text{Б.15})$$

Для расчёта Δ_{U0} и $\Delta_{Л0}$ используются формулы

$$\Delta_{U0} = 0,62 \cdot \sqrt{2} \cdot \Delta_{U_{ТН}}, \quad (\text{Б.16})$$

$$\Delta_{Л0} = 0,62 \cdot \sqrt{2} \cdot \Delta_{Л}, \quad (\text{Б.17})$$

где $\Delta_{U_{ТН}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности напряжения трансформатора напряжения;

$\Delta_{Л}$ – абсолютное значение потерь напряжения в линии связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ.

Принимая во внимание условие $U_0 \ll U_1$, границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности Δ_{K0U} равны

$$\Delta_{K0U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 10^4}{U_1^2} \cdot (\Delta_{U0}^2 + \Delta_{Л0}^2) + \Delta_{KUC}^2} \cdot \quad (\text{Б.18})$$

Принимая во внимание условия: $U_1 = U_{мф} = 100 \text{ В}$, $U_{мф} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi}$ и $(\Delta_{U_{ТН}}^2 / U_{\phi}^2) \cdot 10^4 = \delta_{U_{ТН}}^2$, $(\Delta_{Л}^2 / U_{\phi}^2) \cdot 10^4 = \delta_{Л}^2$ границы допускаемой погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности при доверительной вероятности 0,95 Δ_{K0U} рассчитывают по формуле

$$\Delta_{K0U} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,62^2 \cdot (\sqrt{2})^2 \cdot (\delta_{U_{ТН}}^2 + \delta_{Л}^2) + \Delta_{KUC}^2} \cdot \quad (\text{Б.19})$$

Б.7 Границы допускаемой погрешности измерений отклонения частоты

Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты при доверительной вероятности 0,95 Δ_f равны пределам допускаемой абсолютной погрешности СИ ПКЭ при измерении отклонения частоты и составляют $\Delta_f = \pm 0,01 \text{ Гц}$ для СИ ПКЭ класса «А» и $\Delta_f = \pm 0,05 \text{ Гц}$ для СИ ПКЭ класса «S».

Результаты расчётов (пример) некоторых показателей точности АИИС ПКЭ при измерениях ПКЭ приведены в Таблице Б.3

Таблица Б.3 – Показатели точности АИИС ККЭ при измерениях ПКЭ

ПКЭ	Доверительные границы абсолютной погрешности			
	ТН класса точности 0,2 и СИ ПКЭ класса «А»		ТН класса точности 0,5 и СИ 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 напряжения 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 СИ ПКЭ по ГОСТ 22261.

²⁾ Температура окружающей среды 40 °С (условия соответствуют размещению СИ ПКЭ в шкафах).
Дополнительная температурная погрешность СИ ПКЭ не должна превышать половины соответствующих пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям.

³⁾ Определяется только СИ ПКЭ.

Приложение В (справочное)

Расчёт погрешностей измерений параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии

В.1 Исходные данные

В настоящем Приложении приведён расчёт границ допускаемых погрешностей измерений параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии в электрических сетях с номинальным напряжением свыше 1000 В с применением трансформаторов напряжения и тока классов точности 0,2 и 0,5.

Расчёт выполняется для следующих параметров:

- среднеквадратическое значение силы тока;
- угол фазового сдвига между напряжением и током;
- активная мощность;
- реактивная мощность;
- полная мощность;
- количество активной энергии;
- количество реактивной энергии.

Согласно ГОСТ 1983 пределы допускаемых погрешности напряжения δ_U и угловой погрешности θ_U трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 соответствуют указанным в Таблице В.1.

Таблица В.1

Класс точности	Предел допускаемой погрешности	
	напряжения	угловой
0,2	$\pm 0,2 \%$	$\pm 10'$
0,5	$\pm 0,5 \%$	$\pm 20'$

Пределы допускаемой токовой погрешности δ_I и пределы допускаемой угловой погрешности θ_I трансформаторов тока классов точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746 соответствуют указанным в Таблице В.2.

Таблица В.2

Класс точности	Первичный ток, % номинального значения	Предел допускаемой погрешности	
		токовой, %	угловой
0,2	5	$\pm 0,75$	$\pm 30'$
	20	$\pm 0,35$	$\pm 15'$
	100	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
	120	$\pm 0,2$	$\pm 10'$
0,5	5	$\pm 1,5$	$\pm 90'$
	20	$\pm 0,75$	$\pm 45'$
	100	$\pm 0,5$	$\pm 30'$
	120	$\pm 0,5$	$\pm 30'$

Пределы допускаемой погрешности СИ ПКЭ класса «А» и класса «S» при измерении параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии приведены в Таблице В.3.

Таблица В.3

Измеряемый параметр	Класс характеристик процесса измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности (форма выражения погрешности)	Примечание
Среднеквадратическое значение силы тока	A	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,1 \% (\gamma)$	γ относительно $I_{\text{макс}}$
	S	$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	
Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты φ_{UI}	A	- 180° – 180°	$\pm 0,5^\circ (\Delta)$	
	S			
Активная мощность P	A	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 \% (\gamma)$	γ относительно S
	S	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$		
Реактивная мощность Q	A	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 \% (\gamma)$	γ относительно S
	S	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$		
Полная мощность S	A	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 \% (\delta)$	-
	S	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$		
Количество активной энергии W_A	A	Класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 (пункт 8.1)		-
	S			
Количество реактивной энергии W_P	A	Класс точности 1 по ГОСТ 31819.23 (пункт 8.1)		-
	S			

Составляющая погрешности измерений, вносимая линией связи от трансформатора напряжения до СИ ПКЭ, определяется потерями напряжения на данной линии связи. Потери напряжения определяются типом применяемого кабеля, его протяжённостью и входным сопротивлением.

В соответствии с требованиями п. 4.3.5.4 потери напряжения в линии связи от трансформаторов напряжения до СИ ПКЭ должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения.

При расчёте границ допускаемых погрешностей измерений принимаются следующие условия:

- погрешности трансформаторов напряжения и тока, СИ ПКЭ относятся к инструментальным погрешностям;

- факторы, определяющие погрешности – независимы;
- закон распределения погрешностей трансформаторов напряжения и тока, СИ ПКЭ – равномерный;
- доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

В.2 Границы допустимой погрешности измерений силы тока

Границы относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы тока при доверительной вероятности 0,95 δ_I , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_I = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ITT}^2 + \delta_{IYC}^2 + \delta_{tYC}^2}, \quad (B.1)$$

где δ_{ITT} - пределы допустимой токовой погрешности трансформатора тока, %;

δ_{IYC} - пределы допустимой основной относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении среднеквадратического значения силы тока, %;

δ_{tYC} - пределы дополнительной температурной погрешности СИ ПКЭ, %.

Пределы допустимой основной относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении среднеквадратического значения силы тока δ_{IYC} вычисляют по формуле

$$\delta_{IYC} = \pm \gamma \cdot \frac{I_{\max}}{I}, \quad (B.2)$$

где γ - пределы допустимой основной приведённой погрешности СИ ПКЭ при измерении среднеквадратического значения силы тока в соответствии с Таблицей В.3, %;

I_{\max} – максимальное значение силы тока СИ ПКЭ, А;

I - измеряемое значение силы тока, А.

В.3 Границы допустимой погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжением и током основной частоты

Границы абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжением и током основной частоты одноимённых фаз при доверительной вероятности 0,95 Δ_θ , в минутах, рассчитывают по формуле

$$\Delta_\theta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{TT}^2 + \theta_{TN}^2 + \theta_{YC}^2}, \quad (B.3)$$

где θ_{TT} – пределы допустимой угловой погрешности трансформатора тока, в минутах;

θ_{TN} – пределы допустимой угловой погрешности трансформатора напряжения, в минутах;

θ_{YC} – пределы допустимой абсолютной погрешности СИ ПКЭ при измерении угла фазового сдвига между напряжением и током основной частоты, в минутах.

В.4 Границы относительной погрешности измерений электрической энергии (мощности)

Границы относительной погрешности измерений электрической энергии (мощности) при доверительной вероятности 0,95 $\delta_w, \%$, в нормальных условиях эксплуатации определяют по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{УТН}}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{УС}}^2}, \quad (\text{В.4})$$

где $\delta_{\text{ТТ}}$ - пределы допускаемой относительной токовой погрешности ТТ, %;

$\delta_{\text{УТН}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

δ_{θ} - пределы допускаемой относительной погрешности, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, %;

$\delta_{\text{Л}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и СИ ПКЭ, %;

$\delta_{\text{УС}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СИ ПКЭ при измерении электроэнергии (мощности), %.

Границы относительной погрешности измерений электрической энергии (мощности) при доверительной вероятности 0,95 $\delta_w, \%$, в рабочих условиях эксплуатации определяют по формуле:

$$\delta_{w_p} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{УТН}}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{УС}}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\text{с.доп}_i}^2}, \quad (\text{В.5})$$

где $\delta_{\text{с.доп}_i}$ - пределы допускаемой дополнительной погрешности СИ ПКЭ в рабочих условиях от i – ой влияющей величины, %;

m – число влияющих величин.

Предел абсолютной суммарной угловой погрешности, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, определяют по формуле:

$$\theta = \sqrt{\theta_{\text{ТТ}}^2 + \theta_{\text{ТН}}^2}, \quad (\text{В.6})$$

где $\theta_{\text{ТТ}}$ – пределы допускаемой угловой погрешности трансформатора тока, в минутах;

$\theta_{\text{ТН}}$ – пределы допускаемой угловой погрешности трансформатора напряжения, в минутах.

Предел относительной угловой погрешности, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, определяют по формуле (В.7) при измерении активной электрической энергии и по формуле (В.8) при измерении реактивной электрической энергии:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,029 \cdot \theta \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (\text{B.7})$$

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{ctg} \varphi = 0,029 \cdot \theta \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (\text{B.8})$$

где $\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

Расчет границ погрешности АИИС ККЭ производится для значений коэффициента мощности 1, 0,8 и 0,5 и при нагрузках трансформаторов тока 5, 20, 120 %.

Предел относительной суммарной угловой погрешности АИИС КЭ равен:

- при измерении активной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,5 и трансформатора напряжения класса точности 0,5:

- при $\cos \varphi = 1$

$$\delta_{\theta} = 0;$$

- при $\cos \varphi = 0,8$:

$$\delta_{\theta} = 2,00 \% \text{ при условии } 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 1,07 \% \text{ при условии } 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 0,78 \% \text{ при условии } 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

- при $\cos \varphi = 0,5$:

$$\delta_{\theta} = 4,63 \% \text{ при условии } 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 2,47 \% \text{ при условии } 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 1,81 \% \text{ при условии } 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}.$$

- при измерении активной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,2 и трансформатора напряжения класса точности 0,5:

- при $\cos \varphi = 1$

$$\delta_{\theta} = 0;$$

- при $\cos \varphi = 0,8$:

$$\delta_{\theta} = 0,78 \% \text{ при условии } 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 0,54 \% \text{ при условии } 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

$$\delta_{\theta} = 0,48 \% \text{ при условии } 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}};$$

- при $\cos \varphi = 0,5$:

$\delta_{\theta}=1,81$ % при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=1,25$ % при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=1,12$ % при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при измерении активной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,2 и трансформатора напряжения класса точности 0,2:

- при $\cos\varphi=1$

$\delta_{\theta}=0$;

- при $\cos\varphi=0,8$:

$\delta_{\theta}=0,68$ % при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,39$ % при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,3$ % при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

- при $\cos\varphi=0,5$:

$\delta_{\theta}=1,58$ % при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,90$ % при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,71$ % при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при измерении реактивной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,5 и трансформатора напряжения класса точности 0,5:

- при $\cos\varphi=0,8$:

$\delta_{\theta}=3,56$ % при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=1,90$ % при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=1,39$ % при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

- при $\cos\varphi=0,5$:

$\delta_{\theta}=1,54$ % при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,82$ % при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,60$ % при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при измерении реактивной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,2 и трансформатора напряжения класса точности 0,5:

- при $\cos\varphi=0,8$:

$\delta_{\theta}=1,39\%$ при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,96\%$ при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,86\%$ при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при $\cos\varphi=0,5$:

$\delta_{\theta}=0,60\%$ при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,41\%$ при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,37\%$ при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при измерении реактивной электрической энергии с использованием трансформатора тока класса точности 0,2 и трансформатора напряжения класса точности 0,2:

- при $\cos\varphi=0,8$:

$\delta_{\theta}=1,22\%$ при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,69\%$ при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,54\%$ при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

- при $\cos\varphi=0,5$:

$\delta_{\theta}=0,52\%$ при условии $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,30\%$ при условии $0,2 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$\delta_{\theta}=0,23\%$ при условии $1,0 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Результаты расчётов (пример) некоторых показателей точности АИИС ПКЭ при измерениях параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии приведены в Таблице В.3.

Таблица В.3 – Показатели точности АИИС ККЭ 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 СИ ПКЭ класса «А»		ТТ класса точности 0,5S, ТН класса точности 0,5 и СИ 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 СИ ПКЭ по ГОСТ 22261.

⁵⁾ Температура окружающей среды 40 °С (условия соответствуют размещению СИ ПКЭ в шкафах).

Дополнительная температурная погрешность СИ ПКЭ не должна превышать половины соответствующих пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям.

Приложение Г

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

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

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 50.2.107–09 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 50.2.077–2014 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

Библиография

1. ИКЭС-РД-043-2014 Концепция создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденная Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 25 апреля 2014 года (Протокол № 45).

2. ИКЭС-РД-044-2014 Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденные Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 25 апреля 2014 года (Протокол № 45).

3. ИКЭС-РД-046-2015 Рекомендации по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи, утвержденные Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 26 мая 2015 года (Протокол № 47).

4. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ

5. СТО 56947007-29.240.10.167-2010 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Информационно-технологическая структура подстанций. Типовые технические решения