

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха», регистрационный №53686-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе контроллера СИКОН С50 (далее – контроллер СИКОН), устройство синхронизации системного времени УСВ-1, каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора данных и сервер баз данных (далее – сервер), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи поступает на входы контроллера СИКОН, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллеру СИКОН устройствам. Далее, по запросу ИВК, контроллер СИКОН передаёт запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сотовым каналам связи стандарта GSM.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ПАК ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-1, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC $\pm 0,5$ с. Часы контроллера СИКОН синхронизированы с часами УСВ-1, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого контроллером (системное время) в сутки не более $\pm 1,5$ с. Сличение часов сервера и контроллера СИКОН осуществляется во время сеанса связи, и корректировка часов сервера осуществляется при расхождении с часами контроллера СИКОН ± 1 с. Синхронизация часов счетчиков с часами контроллера СИКОН производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов контроллера СИКОН ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, контроллера СИКОН и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Метроскоп» версии 1.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Метроскоп» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Метроскоп».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd3873 804db5fbd653679	MD5

Комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), включающий в себя ПО, внесен в Госреестр СИ РФ под № 45048-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1 и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
81	Л5-62 (Халвичная фабрика)	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 505 Зав. № 504 Зав. № 503	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 7869 Зав. № 7884 Зав. № 4805	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810135389	СИКОН С50 Зав. №11153	Активная	± 1,1	± 3,0
						Реактивная	± 2,3	± 4,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота (50 ± 0,15) Гц;
 - температура окружающей среды: (20±5) °С.
- 5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 100 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,4) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков от минус 40°С до плюс 60°С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение от 187 до 242 В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 10 °С до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2% $I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена контроллера СИКОН и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- контроллер СИКОН С50 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллера СИКОН с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал контроллера СИКОН:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллера СИКОН;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - контроллера СИКОН;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллере СИКОН (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер СИКОН – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тит компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	47959-11	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6УЗ	3344-08	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С50	28523-05	1
Устройства синхронизации системного времени	УСВ-1	28716-05	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 53686-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчика электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверка» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- контроллера СИКОН – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 15 декабря 2004 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Власиха» с Изменением № 1

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Некон-Энерго»

(ООО «Некон-Энерго»)

Юридический адрес: 650000, г. Кемерово, ул. Карболитовская 1/1, оф. 201

Почтовый адрес: 650000, г. Кемерово, пр. Ленина 35 б, 1 этаж

Тел.: (3842) 65-72-77, 65-72-78

Факс: (3842) 65-72-79

ИНН/КПП 4205082146/420501001

e-mail: info@nekon-energo.ru

www.nekon-energo.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, стр. 2

Тел.: (495) 640-96-09

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.