

Приложение № 12
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «2» декабря 2020 г. № 1988

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной энергии, а также, для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии класса 0,2S (в части активной энергии) 0,5 (в части реактивной энергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; радиосервер точного времени РСТВ-01; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в ЦСОД исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», г. Москва, для последующей обработки, хранения и передачи.

Далее, данные с уровня АИИС КУЭ в ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» по цифровым каналам связи (на участке «подстанция – ИА ПАО «ФСК ЕЭС» каналы связи организованы посредством малых наземных станций спутниковой связи (МЗССС) и на участке «ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ИВК МЭС Востока» - с использованием единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) поступают в базу данных сервера уровня ИВК МЭС Востока, где происходит хранение поступившей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации смежным субъектам и иным заинтересованным организациям путем формирования файлов формата XML80020.

Предусмотрена передача информации в АО «АТС» и смежные субъекты ОРЭМ, осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате XML-файлов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в АИИС КУЭ входит радиосервер точного времени РСТВ-01, обеспечивающий автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой всемирного координированного времени UTC (SU). Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

С интервалом 1 раз в 30 мин УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специальное программное обеспечение АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – далее СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп).

СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передач данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО (АИИС КУЭ) ЕЭНС (Метроскоп)
Наименование файла	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО:	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК ИИК и ИВКЭ АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диспетчерское наименование точки учета	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД, УССВ)
1	2	3	4	5	6
1	ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 кл. т. 0,2S КТТ=600/5 Рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл. т. 0,5 КТН= (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
2	ВЛ 110 кВ «Белогорск- Маслозавод №1»	ТОГФ-110 кл. т. 0,2S КТТ=150/5 Рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл. т. 0,5 КТН= (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. №37288-08 PCTB-01 Рег. №40586-12
3	ВЛ 110 кВ «Белогорск- Маслозавод №2»	ТОГФ-110 кл. т. 0,2S КТТ=150/5 Рег. № 61432-15	НКФ-110-57 У1 кл. т. 0,5 КТН= (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$
	Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,5$
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{\text{ном}} \cos\varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии и УСПД от плюс 15°C до плюс 30°C , температура окружающего воздуха в месте установка ТТ и ТН от минус 60°C до плюс 40°C .			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИИК	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 0,87 емк. от -60 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 1 100000 1 0,99 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
Погрешность СОЕВ, с/сут.	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- счетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации «АИИС КУЭ ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802-RALQ-P4GB-DW	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802-RALQ-P4GB-DW	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	МП 007-2020	1 экз.
Паспорт-Формуляр	4716016979.411711.003.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 007-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета. Методика поверки», утвержденная ООО «МетроСервис» 23.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и/или МИ 3123-2008 «ГСИ. Экспериментально-расчётная методика поверки измерительных трансформаторов тока на местах их эксплуатации»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки.» и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счетчики Альфа 1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа 1800. «Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.

- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП» утверждённую ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)/ГЛОНАСС, (рег. № 46656-11);

- термогигрометр Ива-6А-Д (рег. № 46434-11);

- прибор для измерения электрических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор 3.3Т1 (рег. №39952-08).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета, аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)ПС 220 кВ Белогорск филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока расширение в части новых точек учета

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 620-16-17

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерго Строй Сервис+»
(ООО «Энерго Строй Сервис+»)

ИНН 2722083698

Адрес: 680014, г. Хабаровск, Проспект 60-летия Октября, д. 170, литер. «З», офис 2

Телефон/факс: +7 (914) 158-46-20

E-mail: info@energoss.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: +7 (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.