

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Азот» с Изменением № 1.

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Азот» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Азот», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A № 41542, регистрационный № 45880-10, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 14, 15.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, измерений времени и интервалов времени. Результаты измерений АИИС КУЭ могут быть использованы для коммерческих расчётов.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из следующих уровней:

1) Уровень измерительно-информационного комплекса (ИИК), выполняющий функцию автоматического проведения измерений в точке измерений и включающий в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- многофункциональные счетчики электрической энергии.

2) Уровень устройства сбора и передачи данных (УСПД) подстанции, выполняющий функции консолидации информации по подстанции и включающий в себя:

– устройство сбора и передачи данных, обеспечивающее интерфейс доступа к уровню ИИК;

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Автоматизированный сбор и хранение результатов измерений со второго уровня, функция подготовки и передачи отчетных документов пользователям обеспечивается информационно-вычислительным комплексом (ИВК) МЭС Волги.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ и выполняет законченную функцию измерений текущего времени, осуществляет привязку к координированному времени UTC, обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

– измерения приращений активной и реактивной электрической энергии на заданных интервалах времени;

– измерения средних значений активной и реактивной электрической мощности на заданных интервалах времени;

- ведение системы обеспечения единого времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Результаты измерений счетчиками активной и реактивной электроэнергии собираются УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции.

В компонентах АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время. Время в АИИС КУЭ постоянно синхронизируется с координированным временем UTC с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) – GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. Коррекция производится при отклонении времени устройства от единого времени АИИС КУЭ на  $\pm 1$  с и более. Значение времени часов счетчиков корректируется при каждом обмене данными с УСПД. Время в АИИС КУЭ соответствует текущему московскому времени.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД содержат значение коррекции и времени (дата, часы, минуты) ее выполнения.

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 электрической энергии и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов обеспечивается механической защитой от несанкционированного доступа и пломбированием: счетчика; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; УСПД.

### **Программное обеспечение**

Функции программного обеспечения (метрологически незначимой части):

– периодический и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии и средних значений электрической мощности с заданной дискретностью учета;

– хранение результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений в базе данных;

– обеспечение безопасности хранения данных и программного обеспечения;

– обеспечение ежедневного резервирования баз данных на внешних носителях информации;

– разграничения доступа к базам данных для различных групп пользователей и фиксация всех действий пользователей с базой данных;

– формирование отчетных документов в согласованном формате, в том числе в XML формате, установленном для информационного обмена между субъектами оптового рынка электроэнергии и передачи их по электронной почте;

– предоставление пользователям регламентированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений в виде визуальных, печатных и электронных форм;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– конфигурирование и настройка параметров функционирования технических средств и программного обеспечения;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль управления системным временем RTU-325	adjust_time	3.00	a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7	md5
Расчетный модуль преобразования к именованным величинам RTU-325	calculate_comm	3.00	4cd52a4af147a1f12befa95f46bf311a	md5
Модуль для расчета хэш-сумм MD5 RTU-325	md5	3.00	32bdf3539abadb35969af2ad3b82275d	md5
Внешний модуль для расчета цифровых идентификаторов RTU-325	RTU325_calc_hash.7z	3.00	5ff26ad82498efba1790dbab7dcca44a	md5

### Метрологические и технические характеристики

Уровень подстанции реализован на базе УСПД RTU-325 (Госреестр № 19495-03).

Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Вид электрической энергии	Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ	Фазы	Обозначение		
1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС 500 кВ Азот ОАО «Евротел» Панель №31 (I С.Ш.)	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06	А	ТОП-0,66	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,5.$
				В	ТОП-0,66		
				С	ТОП-0,66		
		ТН	–	А	–		
		В					
		С					
		Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 16666-07	ЕА02RAL-P4B-4W			
15	ПС 500 кВ Азот ОАО «Евротел» Панель №42 (II С.Ш.)	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06	А	ТОП-0,66	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,5.$
				В	ТОП-0,66		
				С	ТОП-0,66		
		ТН	–	А	–		
		В					
		С					
		Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 16666-07	ЕА02RAL-P4B-4W			

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{1.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения  $I = 0,1 \cdot I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{ном}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ .

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на подстанции порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в счетчиках добавленных измерительных каналов  $\pm 5$  с.

Нормальные условия применения компонентов дополнительных измерительных каналов:

- температура окружающего воздуха, °С:  
для ТТ от минус 40 до + 50;  
для счетчиков от 21 до 25;
- допустимое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 1;
- допустимое отклонение частоты питающей сети переменного тока, % ± 0,3;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл не более 0,05.

Рабочие условия применения компонентов добавленных измерительных каналов:

- температура окружающего воздуха, °С:  
для ТТ от минус 30 до +40;  
для счетчиков от минус 10 до +40;
- допустимое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 10;
- частота питающей сети, Гц от 49 до 51
- индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл от 0 до 0,5

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ: не менее 50 000 ч; среднее время восстановления работоспособности 48 ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении электрического питания не менее 5 лет при 25 °С,
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу при отключении питания – не менее 3 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

В комплект добавленных измерительных каналов АИИС КУЭ входят технические средства, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Технические средства добавленных измерительных каналов.

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
2	Счётчик электрической энергии	EA02RAL-P4B-4W	2

### Поверка

осуществляется по документу МП 45880-11 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Азот» с Изменением № 1. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 17.10.2011 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ± 0,1 °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: ± 0,2 % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); ± 2,0 %

(в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0 \%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3 \%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Азот». № ФР.1.34.2010.09055 в Федеральном информационном фонде.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

#### **Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ЗАО «НЭС»

241520, Брянская обл., Брянский район, с. Супонево, ул. Фрунзе, 32А

Телефон: (4832) 92-13-89, 92-13-49, Факс: (4832) 92-25-11, E-mail: [office@nes.032.ru](mailto:office@nes.032.ru)

#### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.