

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская-Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская-Балти»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская-Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская-Балти» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, 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.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема – передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ 3000 (Госреестр № 17049-09, зав. № 10124126), со встроенным устройством синхронизации системного времени (далее – УССВ) и коммутационное оборудование.

УСПД типа ЭКОМ 3000 обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от УСПД уровня ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации.

Третий уровень – ИВК входит в Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее – АИИС КУЭ ЕНЭС) (Госреестр №. 59086-14).

ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) и специальное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет вычисления. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии (активная и реактивная). Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос уровня ИВКЭ последовательно-циклическим способом. Данные по наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) поступают на соответствующие узлы передачи данных операторов, размещенных на ММТС-9, г. Москва. Далее данные по каналу единой цифровой сети связи энергетики (далее – ЕЦССЭ) поступают на ЦСОД Исполнительного аппарата ПАО «ФСК ЕЭС» (далее ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС») для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалу ОАО «СО ЕЭС» и ИАСУ КУ ОАО «АТС». Связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к уровню ИВКЭ поступают в обратном порядке.

В состав АИИС КУЭ входит СОЕВ, выполняющая законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя радиосервер точного времени типа РСТВ-01, сервер БД ИВК, УСПД со встроенным УССВ, счетчики электрической энергии.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически от встроенного в него УССВ. Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

На ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» установлен радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-12). РСТВ-01 расположен в серверной стойке ЦСОД. РСТВ-01 автоматически выполняет контроль времени в ЦСОД, корректировка часов ЦСОД выполняется с погрешностью, не более ± 2 с.

При выходе из строя УССВ, встроенного в УСПД, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения времени часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК 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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС, установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	d233ed6393702747769a45de8e67b57e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5 Хэш сумма берется от склейки файлов: DataServer.exe, DataServer_USPD.exe	

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК и их метрологические характеристики

Измерительный канал		Измерительные компоненты				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК				
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Г осреэстра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер			Вид энергии	Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности P=0,95	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm D$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95		
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10		
49	КВЛ 330 кВ Ленинградская-Кингисепская	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 52262-12	A	ТГФ-330	305	3300000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1	± 1,9 ± 1,9	
				B	ТГФ-330	303						
				C	ТГФ-330	304						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 60542-15	A	НДКМ-330	13						
				B	НДКМ-330	09						
				C	НДКМ-330	08						
				К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 60542-15	A	НДКМ-330						06
					B	НДКМ-330						11
					C	НДКМ-330						15
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 31857-11	Альфа А1800		01226605						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
50	ПС 330 кВ Кингисеппская (330/110/10), ОРУ 330 кВ, КВЛ 330 кВ Кингисеппская – Балти	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 52262-12	A	ТГФ-330	302	3300000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,5 ± 1,1	± 1,9 ± 1,9
				B	ТГФ-330	301					
				C	ТГФ-330	300					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 60542-15	A	НДКМ-330	14					
				B	НДКМ-330	04					
				C	НДКМ-330	10					
			К _Т = 0,2 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 № 60542-15	A	НДКМ-330	07					
				B	НДКМ-330	12					
				C	НДКМ-330	05					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	Альфа А1800		01226612					
						01226617*					

* - заводской номер резервного счетчика электрической энергии.

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Границы интервала относительной погрешность измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$ » приведены границы интервала погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от 15 до 30 °С.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение ($220 \pm 4,4$) В; частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения ($0,98 - 1,02$) $U_{н}$; диапазон силы тока ($1,0 - 1,2$) $I_{ном}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) – 0,87(0,5); частота ($50 \pm 0,5$) Гц; температура окружающего воздуха: (20 ± 5) °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9 - 1,1$) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока ($0,01 - 1,2$) $I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 ($0,6 - 0,87$); частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- температура окружающего воздуха от -30 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения ($0,9 - 1,1$) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока ($0,02$ ($0,01$ при $\cos\varphi=1$) – 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 ($0,6 - 0,87$); частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха 15 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха ($40 - 60$) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однопольный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- трансформаторы тока – среднее время наработки на отказ: для трансформаторов тока типа ТГФ-330 - 400000 ч.;
- трансформаторы напряжения – среднее время наработки на отказ: для трансформаторов напряжения типа НДКМ-330 - 4000000 ч.;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800– не менее 120000 ч; среднее время восстановления работоспособности 168 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч., среднее время восстановления работоспособности 24 ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

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 журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчетчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче,

параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа А1802RALQ-P4GB-DW-4– не менее 35 суток;

- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;

- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская- Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская- Балти».

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблицы 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество (шт.)
Трансформаторы тока ТТФ-330	6
Трансформаторы напряжения НДКМ-330	12
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный А1802RALQ-P4GB-DW-4	3
Устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000	1
ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Радиосервер точного времени РСТВ-01	1
СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1
Формуляр	1
Методика поверки	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63418-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская-Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская-Балти». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчик типа Альфа А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003.МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС – в соответствии с документом МП 59086-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 10 ноября 2014 г.;

- РСТВ-01 – в соответствии с документом «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации» ПЮЯИ.468212.039РЭ, раздел 5 «Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 22 января 2009г.;

- 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 со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1%;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская - Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская-Балти», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 330 кВ «Кингисеппская» в части КВЛ 330 кВ «Ленинградская - Кингисеппская» и КВЛ 330 кВ «Кингисеппская-Балти»

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

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

3 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

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел./факс: +7 (495) 710-93-33/+7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Средневожская Инжиниринговая Компания» (ООО «СВИК»)

ИНН: 6319179949

Юридический/почтовый адрес: 443008, Россия, г. Самара, тупик Томашевский, д. За, офис 303

Тел./факс: +7 (846) 246-03-27.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (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 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.