

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО ГК «ТНС энерго» (г. Камышин)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО ГК «ТНС энерго» (г. Камышин) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Сравнение часов сервера с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется каждую секунду, корректировка часов сервера производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6
2	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,3	3,3
						Реактив- ная	2,5	5,6
3	ТП-1А 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
4	ТП-1А 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-1Б 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	VMware	Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
6	ТП-2А 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
7	ТП-2Б 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
8	ТП-2В 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
9	ТП-3 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.3	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,3	3,3
						Реактив-ная	2,5	5,6
10	ТП-3 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.2	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Актив-ная	1,3	3,3	
					Реактив-ная	2,5	5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	VMware	Актив-ная	1,3	3,3
						Реактив-ная	2,5	5,6
12	ТП-1Б 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
13	ТП-2А 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
14	ТП-2Б 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
15	ТП-2В 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Актив-ная	1,0	3,2	
					Реактив-ная	2,1	5,5	
16	ТП-3 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Актив-ная	1,3	3,3	
					Реактив-ная	2,5	5,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-ЗБ 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1	ТШЛ-0,66У3 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 3422-73 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	VMware	Актив-ная	1,0	3,2
						Реактив-ная	2,1	5,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.								

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,8$  инд.

4 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчика электрической энергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчика электрической энергии;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66УЗ	33
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы	НОМ-10	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	17
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-194-2019	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.008.ФО	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП ЭПР-194-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО ГК «ТНС энерго» (г. Камышин). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 12.09.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);

- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);



- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО ГК «ТНС энерго» (г. Камышин)», свидетельство об аттестации № 223/RA.RU.312078/2019.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО ГК «ТНС энерго» (г. Камышин)**

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

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

#### **Изготовитель**

Публичное акционерное общество Группа компаний «ТНС энерго» (ПАО ГК «ТНС энерго»)

ИНН 7705541227

Адрес: 127006, г. Москва, Настасьинский пер., д. 4, корп. 1

Телефон (факс): (495) 287-24-84

Web-сайт: [tns-e.ru](http://tns-e.ru)

E-mail: [info@tns-e.ru](mailto:info@tns-e.ru)

#### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.