

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Всеволожская ГТ-ТЭЦ

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Всеволожская ГТ-ТЭЦ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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, трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, автоматизированное рабочее место (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, АРМ, каналобразующую 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.

Для ИК №№ 1, 2, 5-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet поступает на УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на мультиплексор (передатчик), далее по волоконно-оптической линии связи на мультиплексор (приёмник), и далее по каналу связи сети Ethernet - на УСПД. На УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД по основному каналу связи Ethernet локальной вычислительной сети поступает на сервер. При отказе основного канала связи полученные данные от УСПД поступают на GSM-модем, который по резервному каналу связи стандарта GSM передаёт измерительную информацию на сервер. На сервере осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и в 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 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 охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ-35HVS, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенным к нему УССВ-35HVS) осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ-35HVS на величину  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется 1 раз в 30 минут, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. 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 передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО 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 15.04.01.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав 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	УСПД			Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	AR Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Актив- ная	1,3	3,2		
								Реак- тивная	2,5	5,2	
2	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6	AR Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,2
									Реак- тивная	2,5	5,2
3	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.405 (ф.525-405/1405)	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25433-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	EA02RAL-B-4 W Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
4	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525), РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.117 (ф.525-117/1117)	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	EA05RAL-B-4 W Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07			Актив- ная	1,3	3,3		
							Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
5	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, МРП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.6	ТПУ 5 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 36416-07 Фазы: А; В; С	ТЈС 5 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 36410-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Актив- ная	1,3	3,3		
								Реак- тивная	2,5	6,3	
6	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, МРП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	ТПУ 5 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 36416-07 Фазы: А; В; С	ТЈС 5 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 36410-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,3	
7	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, МРП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	ТПУ 5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 36416-07 Фазы: А; В; С	ТЈС 5 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 36410-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,3	
8	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, МРП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТПУ 5 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 36416-07 Фазы: А; В; С	ТЈС 5 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 36410-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	6,3	
9	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5А	ТЈО-10 Кл.т. 0,5 1200/5 Рег. № 25433-06 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,3	3,2
								Реак- тивная	2,5	5,2	
10	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.6А	ТЈО-10 Кл.т. 0,5 1200/5 Рег. № 25433-06 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2		
						Реак- тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13	AR Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	HP ProLiant ML370	Актив- ная	1,3	3,2
		Реак- тивная	2,5				5,2		
12	Всеволожская ГТ-ТЭЦ, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	AR Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 21989-01 Фазы: А; В; С	VR Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
		Реак- тивная	2,5				5,2		

Погрешность СОЕВ не превышает ±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 для ИК №№ 3-8 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК - для тока 5 % от  $I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 и ТУ 4228-002-29056091-97.

5 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 УСПД на аналогичное утвержденного типа. 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
1	2
Количество ИК	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 3-8</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 3-8</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от +15 до +35</p> <p>от +15 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАльфа:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УССВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>80000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАльфа:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p> <p>74</p> <p>5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 5  3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и УСПД;  
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;  
УСПД;  
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
УСПД;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
УСПД (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	AR	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТПУ 5	12
Трансформаторы напряжения	VR	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	ТТС 5	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1
Сервер	HP ProLiant ML370	1
Методика поверки	МП ЭПР-062-2018	1
Формуляр	ГТ-ТЭЦ.7703806647.003.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-062-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Всеволожская ГТ-ТЭЦ. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 13.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» Всеволожская ГТ-ТЭЦ**

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**

Акционерное общество «ГТ Энерго» (АО «ГТ Энерго»)

ИНН 7703806647

Адрес: 123610, РФ, г. Москва, Краснопресненская набережная, д.12

Юридический адрес: 117292, РФ, г. Москва, Нахимовский проспект, дом 52/27, оф. Б

Телефон: (495) 258-20-16

Факс: (495) 258-20-82

Web-сайт: [www.gtenergo.ru](http://www.gtenergo.ru)

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

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

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

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.