

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1719

Регистрационный № 77866-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1) (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 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) и канaloобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы (клUSTER Hyper-V) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), канaloобразующую 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 на интервале времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам. Измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация передается на АРМ по корпоративной сети передачи данных.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (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 установленного формата 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТГ-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ТГ-3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	ТГ-6	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
4	ТГ-7	RING CORE Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. № 44216-10 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,2 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 5, ВЛ 110 кВ РТ-104	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: A; B; C	1 СШ: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: A; B; C	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
6	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 3, ВЛ 110 кВ РТ-118	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: A; B; C	2 СШ: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: A; B; C	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,0	4,6
7	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 4, ОВ	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: A; B; C	1 СШ: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: A; B; C	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
8	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ ТЦ-301	TB-CVЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: A; C	1 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,0	4,6
9	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ ТК-302	TB-CVЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: A; C	2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
10	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 7, КЛ 35 кВ ТС-304	TB-CVЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: A; C	2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 10, КЛ 35 кВ ТЛ-305	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	1 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
12	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 12, КЛ 35 кВ ТЛО-306	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С		A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,0	4,6
13	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 2, КЛ 35 кВ ТТ-3186	ТВ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; С	2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
14	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 8, КЛ 35 кВ ТТ-3187	ТВ-35-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3187-72 Фазы: А; С		A1802RAL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,0	4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с								±5	

Продолжение таблицы 2

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
 - Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
 - Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 4-12 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
 - 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 и УСВ на аналогичные утвержденного типа, а также замена облачной системы 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	14
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 95 до 105
сила тока, % от $I_{ном}$	
для ИК №№ 4-12	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °C	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
сила тока, % от $I_{ном}$	
для ИК №№ 4-12	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от +10 до +35
температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от +10 до +35
Надежность применяемых в АИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	9
Трансформаторы тока	RING CORE	3
Трансформаторы тока	GSR	9
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-35	10
Трансформаторы тока	ТВ-35-III	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения антрезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения антрезонансные трехфазные	НАМИ-35	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	14
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	—	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	ТГК-14.АИИС.005 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 «Территориальная генерирующая компания № 14» (ПАО «ТГК-14»)

ИНН 7534018889

Адрес: 670000, Забайкальский край, г. Чита, ул. Профсоюзная, д. 23

Телефон: (3022) 38-73-59

Факс: (3022) 38-75-22, 23-85-47

Web-сайт: www.tgk-14.com

E-mail: office@chita.tgk-14.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.