

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 каналобразующую аппаратуру.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи 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 подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Ethernet 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.

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, часы УСПД, часы сервера, УСВ.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». 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 15.08
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					Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		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	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			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/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			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/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			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: А; В; С	1 СШ: НКФ-110 Кл.т. 1,0 110000/√3/100/√3 Рег. № 922-54 Фазы: А; В; С	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	1,6	3,2
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: А; В; С	2 СШ: НКФ-110 Кл.т. 1,0 110000/√3/100/√3 Рег. № 922-54 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	3,2	5,0
7	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 4, ОВ	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: А; В; С	1 СШ: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,6	3,2
8	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ ТЦ-301	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	2 СШ: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	3,2	5,0
9	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ ТК-302	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	1 СШ: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0
10	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 7, КЛ 35 кВ ТС-304	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	2 СШ: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7

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: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С 2 СШ: ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	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	1,1	3,0
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	2,3	4,7
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		A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0
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	2,3	4,7

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 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.
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 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 $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 4-12 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 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 $I_{ном}$ для ИК №№ 4-12 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: 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	120000 2 100000 24 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее 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 для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 45 5 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 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.
- 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	9
Трансформаторы тока	RING CORE	3
Трансформаторы тока	GSR	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3
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 измерительные	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
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	МП ЭПР-228-2020	1
Паспорт-формуляр	ТГК-14.АИИС.005 ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-228-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 22.01.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с методиками поверки средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (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 «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)

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, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: 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.

« ____ » _____ 2020 г.