

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» марта 2021 г. №246

Регистрационный № 80991-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-2 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-2 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-2) (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), 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 времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности 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. Далее измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает на сервер, где осуществляется обработка, 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 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, 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 на ± 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.

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 элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		Границы допус- кае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, СШ 110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ 110-ТМ-182	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 54722-13 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	0,9	1,6
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, СШ 110 кВ, яч.9, ВЛ 110 кВ 110-ТМ-181	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 54722-13 Фазы: А; В; С		Актив- ная			0,9	1,6	
3	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, СШ 110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ ВМ-110-РТ-141	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 16635-05 Фазы: А; В; С		Реак- тивная			1,6	2,6	
4	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, СШ 110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ ВМ-110-РТ-142	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 16635-05 Фазы: А; В; С		Актив- ная			0,9	1,6	
			2 СШ: НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	1,6	2,6
				A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, СШ 110 кВ, яч.10, ВМ- 110 ВО	ТВ-СВЭЛ-110-IX Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 54722-13 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±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 2 % 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 утвержденных типов, 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	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 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 $\cos\varphi$ 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 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.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков 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	ТВ-СВЭЛ-110-IX	9
Трансформаторы тока	ТГФ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	—	1
Методика поверки	МП ЭПР-318-2020	1
Паспорт-формуляр	ТГК-14.АИИС.006 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-2 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-2), 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-2 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-2)

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

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

