

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Измерительные каналы ячеек №11-1, 11-4, 33-1, 33-4 ГРУ-10 кВ

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Измерительные каналы ячеек №11-1, 11-4, 33-1, 33-4 ГРУ-10 кВ (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение отображения коэффициентов трансформации измерительных каналов (ИК) на уровнях ИВКЭ и ИВК.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи, источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, блок коррекции времени ЭНКС-2 (БКВ), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на вход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер уровня ИВК.

Сервер ИВК, с периодичностью один раз в 30 минут, производит опрос уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера ИВК.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Файл с результатами измерений в формате XML по электронной почте по сети Internet передаётся в АО «АТС», ПАО «Фортум», ОАО «МРСК Урала» (филиал «Челябэнерго»), ООО «Уралэнергосбыт», филиалу ОАО «СО ЕЭС» - Челябинское РДУ и другим заинтересованным организациям. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с АРМ АИИС КУЭ настоящей системы, осуществляется в автоматизированном режиме с подтверждением подлинности электронной подписью ответственного сотрудника исполнительного аппарата ПАО «Фортум».

Сервер ИВК АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ включает в себя часы УСПД, сервера БД и счетчиков, а также блок коррекции времени ЭНКС-2 (БКВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS).

Сличение часов УСПД с часами ЭНКС-2 происходит ежесекундно. Коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с показаниями ЭНКС-2 более чем на  $\pm 1$  с.

Сличение часов сервера с часами УСПД происходит ежесекундно. Коррекция часов сервера выполняется при расхождении с показаниями УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Время счетчиков сличается со временем УСПД один раз в час. Коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД отражают время до и после коррекции показаний часов (в формате дата, часы, минуты, секунды).

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12. 1
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК, основные метрологические и технические характеристики ИК

№№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ			
		1	2	3			4	5	
1	Челябинская ТЭЦ-2, ГРУ-10 кВ, яч. 11-1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	RTU-327L Рег. № 41907-09			
				B	ТОЛ-НТЗ				
				C	ТОЛ-НТЗ				
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ				
				B	ЗНОЛП-НТЗ				
				C	ЗНОЛП-НТЗ				
		Счетчик	К	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4				
		2	Челябинская ТЭЦ-2, ГРУ-10 кВ, яч. 33-1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 69606-17		A	ТОЛ-НТЗ	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
							B	ТОЛ-НТЗ	
C	ТОЛ-НТЗ								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17			A	ЗНОЛП-НТЗ				
				B	ЗНОЛП-НТЗ				
				C	ЗНОЛП-НТЗ				
Счетчик	К			К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4				
3	Челябинская ТЭЦ-2, ГРУ-10 кВ, яч. 11-4			ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	
						B	ТОЛ-НТЗ		
		C	ТОЛ-НТЗ						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ				
				B	ЗНОЛП-НТЗ				
				C	ЗНОЛП-НТЗ				
		Счетчик	чик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4				
		4	Челябинская ТЭЦ-2, ГРУ-10 кВ, яч. 33-4	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
						B	ТОЛ-НТЗ		
C	ТОЛ-НТЗ								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 10500:√3/100:√3 Рег. № 69604-17			A	ЗНОЛП-НТЗ				
				B	ЗНОЛП-НТЗ				
				C	ЗНОЛП-НТЗ				
Счетчик	К			К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4				

Примечания к таблице 2:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и ЭНКС-2 на аналогичные утвержденных типов.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4
1 – 4	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	1,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ( $\pm\Delta$ ), с		5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)%  $I_{ном}$   $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для БКВ магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от -45 до +40 от -40 до +65 от -20 до +50 от -40 до +55 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, суток, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 35000 24
ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:

– факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

– факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал УСПД:

– ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.
- журнал сервера:
  - изменение значений результатов измерений;
  - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
  - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
  - пропадание питания;
  - замена счетчика;
  - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК

**Защищённость применяемых компонентов:**

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

**Возможность коррекции времени в:**

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

**Возможность сбора информации:**

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	12 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	1 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-029-2020	1 экз.
Формуляр	Э-1346/1-1-ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-029-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Измерительные каналы ячеек №11-1, 11-4, 33-1, 33-4 ГРУ-10 кВ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 15.04.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или по МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;

– по МИ 3195-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;

– по МИ 3196-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации;

– по МИ 3598-2018 ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;

– счетчики Альфа А1800 – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;

– УСПД RTU-327L – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

– Блок коррекции времени ЭНКС-2 – по документу ЭНКС.681730.001 МП «Инструкция. Блоки коррекции времени ЭНКС-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.09.2014 г.;

– Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15;

– термогигрометр «CENTER» (мод. 315), рег. № 22129-04.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Измерительные каналы ячеек №11-1, 11-4, 33-1, 33-4 ГРУ-10 кВ, аттестованно ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-2. Измерительные каналы ячеек №11-1, 11-4, 33-1, 33-4 ГРУ-10 кВ**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энрима-Сервис»

(ООО «Энрима-Сервис»)

ИНН 5906124484

Адрес: 614033, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 306

Телефон: +7 (8342) 249-48-38

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

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

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

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.