

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ) типа УССВ-2 и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-2, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УССВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 12.01, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №16	ТЛШ-10 УЗ Кл. т. 0,2S 4000/5 Зав. № 2037; Зав. № 2038; Зав. № 2035	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 12878; Зав. № 11688	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12040022	активная	±0,8	±1,6
					реактивная	±1,7	±2,7
2	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №10	ТЛШ-10 УЗ Кл. т. 0,2S 4000/5 Зав. № 2046; Зав. № 2078; Зав. № 2020	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 14825; Зав. № 14768	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 12040112	активная	±0,8	±1,6
					реактивная	±1,7	±2,7
3	Нива ГЭС-3, РУ-10 кВ, Фидер 3	ТЛШ-10 УЗ Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 1500; Зав. № 1499; Зав. № 1380	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 15107; Зав. № 14687	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 11042029	активная	±1,1	±2,9
					реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Нива ГЭС-3, РУ-10 кВ, Фидер 6	ТЛШ-10 УЗ Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 1428; Зав. № 1378; Зав. № 1379	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 14828; Зав. № 15103	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 11042036	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,9 ±4,5
5	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №2, КЛ-10 кВ, К-19-88 (фидер №10)	ТПОЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 8708; Зав. № 8710	ЗНОЛ.06-10УЗ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 13488; Зав. № 14955; Зав. № 15415; Зав. № 15326; Зав. № 15277; Зав. № 13489	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 11042051	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,9 ±4,5
6	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №11, КЛ-10 кВ, К-19-92 (фидер №2)	ТПОЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 8709; Зав. № 8711	ЗНОЛ.06-10УЗ Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 13488; Зав. № 14955; Зав. № 15415; Зав. № 15326; Зав. № 15277; Зав. № 13489	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 11043162	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,9 ±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №34	ТЛШ-10 У3 Кл. т. 0,2S 4000/5 Зав. № 2094; Зав. № 2045; Зав. № 2106	НОЛ.08-10УТ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 12878; Зав. № 11688	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054707	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7
8	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №17, Фидер ТП-7-1	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,2S 75/5 Зав. № 9068; Зав. № 645; Зав. № 9124	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 13488; Зав. № 14955; Зав. № 15415; Зав. № 15326; Зав. № 15277; Зав. № 13489	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108068011	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,8
9	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №38, Фидер ТП-7-2	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,2S 75/5 Зав. № 9071; Зав. № 9072; Зав. № 9073	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 597; Зав. № 599; Зав. № 438; Зав. № 3623; Зав. № 3523; Зав. № 3510	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064236	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №4, Фидер ТП-5-1	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,2S 150/5 Зав. № 2349; Зав. № 2350; Зав. № 2351	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 13488; Зав. № 14955; Зав. № 15415; Зав. № 15326; Зав. № 15277; Зав. № 13489	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112067051	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,8
11	ПС 110 кВ КАЗ (ПС 19), ГРУ-10 кВ, яч. №12, Фидер ТП-5-2	ТОЛ 10-1-8 У2 Кл. т. 0,2S 150/5 Зав. № 4776; Зав. № 4777; Зав. № 4778	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 13488; Зав. № 14955; Зав. № 15415; Зав. № 15326; Зав. № 15277; Зав. № 13489	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108067236	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с						±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 I_{\text{ном}}$ (для ИК №1, №2, №7-11), $I=0,05 I_{\text{ном}}$ (для ИК № 3-6) и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-7 от плюс 15 до плюс 35 °С; для ИК № 8-11 от плюс 5 до плюс 30 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10 УЗ	11077-03	15
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 УЗ	1261-02	13
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1-8 У2	15128-03	3
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-10УТ2	3345-04	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10УЗ	3344-04	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	11
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	МП 014-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	ДЯИМ.411732.023.ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 014-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша»). Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 20.04.2018 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УССВ-2 по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 46656-11;
- термогигрометр CENTER (мод.315): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%, рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша»), аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Кандалакше «Объединенная компания РУСАЛ Кандалакшский алюминиевый завод» (АИИС КУЭ «РУСАЛ Кандалакша»)

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 «Эльстер Метроника»
(ООО «Эльстер Метроника»)
ИНН 7722000725
Адрес: 111141, г. Москва, 1-й Проезд Перова Поля, д. 9, стр. 3
Телефон: 8 (495) 730-02-85
Факс: 8 (495) 730-02-83

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 119119, г. Москва, Ленинский проспект, д. 42, корп. 6, этаж 2, пом. II, III, комн. № 12, № 1
Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, пом. XIV, комн. № 11
Телефон: 8 (985) 992-27-81
E-mail: info.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312426 от 30.01.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.